



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

2T24



Teleconferência de Resultados do 2T24

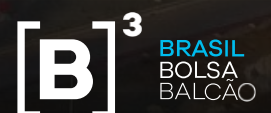
Quarta-feira, 14 de agosto de 2024

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

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

Relações com Investidores

ri.eneva.com.br



ENEVA DIVULGA RESULTADOS DO SEGUNDO TRIMESTRE DE 2024

- EBITDA atinge R\$ 1.070,4 milhões no 2T24 com despacho regulatório para atendimento à ponta de carga, redução de custos e despesas e demanda crescente por exportação, que atinge volume mensal recorde em julho/24; e
- Evolução na agenda comercial, com a assinatura do primeiro contrato de suprimento de gás a partir do Hub Sergipe, e novo contrato de SSLNG, garantindo um fluxo de receita firme e monetização das reservas de gás do Parnaíba.

Rio de Janeiro, 13 de agosto de 2024 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração de energia elétrica e exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, divulga hoje os resultados do segundo trimestre findo em 30 de junho de 2024 (2T24). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

DESTAQUES 2T24

- Continuação do despacho termelétrico no SIN no Complexo Parnaíba para atendimento à ponta de carga, por restrição elétrica e *unit commitment*. Retorno da exportação para a Argentina ao final de maio, com demanda crescente ao final do trimestre, resultando em exportação mensal recorde em julho/24, totalizando 500 GWh e já ultrapassando 150 GWh nos primeiros 12 dias do mês de agosto/24;
- Celebração do primeiro contrato de suprimento de gás natural flexível para um cliente termelétrico utilizando a capacidade do FSRU do Hub Sergipe, garantindo fluxo de receita firme por 15 anos a partir de julho/26;
- EBITDA consolidado de R\$ 1.070,4 milhões no 2T24, suportado pelo desempenho operacional do período;
- Disciplina financeira resulta em mais um trimestre com menores custos de O&M e SG&A em termos nominais *versus* o 2T23, com redução de 14,9% de SG&A e de 7,7% nos custos com O&M em base comparável;
- Crescimento de R\$ 46,3 milhões no EBITDA da UTE Jaguatirica II, com maior volume de energia gerada e menores deduções de receita, refletindo a estabilização da usina e melhora da disponibilidade de 82% no 2T23 para 97% no 2T24;
- Disponibilidade de 98,5% do Complexo Futura em junho/2024, maior patamar desde o início da operação comercial, com crescimento de R\$ 19,6 milhões no EBITDA do segmento;
- Iniciativas de *liability management* realizadas no 2T24 alongam prazo médio da dívida em 0,7 anos e aumentam exposição a IPCA de 61% para 70% em relação ao 1T24, promovendo maior conformidade com as principais receitas da Companhia;
- Conclusão da incorporação dos principais veículos de comercialização na Holding, simplificando a estrutura societária da Companhia e aumentando o aproveitamento de despesas correntes;
- Como eventos subsequentes ao 2T24, importante destacar:
 - (i) Celebração de memorandos vinculantes para:
 - a. Combinação de negócios e aquisição de 4 ativos do portfólio de geração de energia termelétrica do BTG, avaliados à taxas atrativas e em base *stand-alone*, considerando apenas contratos já celebrados, com sinergias financeiras, societárias e operacionais mapeadas advindas de sua integração ao portfólio Eneva; e
 - b. Estruturação de *Follow-On*, com oferta base de R\$ 3,2 bilhões com garantia firme do BTG, e *hot issue* de R\$ 1,0 bilhão, a R\$ 14,00/ação, representando um prêmio de 10,7% sobre o VWAP dos 60 pregões anteriores ao anúncio;
 - (ii) Conclusão da incorporação da CELSE, com efeitos a partir de 24 de junho, simplificando a estrutura societária e possibilitando o melhor aproveitamento das despesas financeiras da Holding, além de viabilizar o início do aproveitamento da mais-valia e aceleração da utilização do prejuízo acumulado da Eneva;
 - (iii) Conclusão da operação de cessão parcial dos direitos creditórios decorrentes da Receita Fixa da UTE Porto de Sergipe I, no valor total de R\$ 2,7 bilhões, à taxa de DI + 1,4% a.a., considerando a entrada de caixa da operação, realizada em julho/24, a relação dívida líquida/EBITDA ajustada do 2T24 totalizaria 3,70x, frente aos 4,36x apurados; e
 - (iv) Celebração de contrato de suprimento de gás com a Copergás, a partir de agosto/24, utilizando parte da capacidade remanescente da planta de liquefação do Complexo Parnaíba, fortalecendo o modelo de negócios de SSLNG.

PRINCIPAIS INDICADORES

	2T24	2T23	Var. %	6M24	6M23	Var. %
R\$ milhões						
Receita Operacional Líquida	1.943,0	2.523,3	-23,0%	3.947,8	4.982,5	-20,8%
EBITDA ICVM 527/12	1.070,4	1.188,1	-9,9%	2.159,5	2.356,5	-8,4%
Margem EBITDA (%)	55,3%	47,1%	8,2 p.p.	54,8%	47,3%	7,5 p.p.
Resultado Líquido Eneva ¹	1.066,7	372,3	186,5%	1.005,9	595,2	69,0%
Investimentos (Competência)	771,9	682,7	13,1%	1.199,0	1.226,1	-2,2%
Fluxo de Caixa Operacional	933,7	660,5	41,4%	2.041,0	1.237,8	64,9%
Dívida Líquida	17.828,7	16.576,0	2,3%	17.828,7	16.576,0	2,3%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m ²	4,36	4,26	0,10 x	4,36	4,26	0,10 x

¹ - Resultado Líquido descontado da participação dos minoritários das subsidiárias.

² - Calculada considerando o EBITDA acumulado conforme orientações da ICVM 527/12 dos últimos 12 meses.

INDICADORES OPERACIONAIS

Dados Operacionais

Geração Térmica a Gás no Parnaíba	2T24	1T24	4T23	3T23	2T23
Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	100%	98%	98%	100%	98%
Despacho (%)	10%	22%	23%	8%	35%
Geração Líquida (GWh)	153	322	326	107	508
Geração Bruta (GWh)	162	328	345	113	536
Geração para ACR (%)	7%	41%	73%	0%	0%
Geração para ACL (%)	93%	59%	27%	100%	100%
Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	100%	89%	95%	97%	100%
Despacho (%) ¹	0%	33%	73%	91%	32%
Geração Líquida (GWh)	0	356	780	986	345
Geração Bruta (GWh)	0	363	827	1.043	366
Geração para ACR (%)	0%	1%	99%	100%	97%
Geração para ACL (%)	0%	99%	1%	0%	3%
Parnaíba III					
Disponibilidade (%)	99%	100%	100%	98%	100%
Despacho (%)	0%	12%	20%	0%	9%
Geração Líquida (GWh)	0	45	75	2	36
Geração Bruta (GWh)	0	45	78	2	37
Geração para ACR (%)	0%	76%	76%	0%	0%
Geração para ACL (%)	0%	24%	24%	100%	100%
Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	100%	98%	98%	100%	97%
Despacho (%)	19%	25%	33%	0%	41%
Geração Líquida (GWh)	19	29	37	0	24
Geração Bruta (GWh)	21	29	39	0	25
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	100%	100%	100%	0%	100%
Parnaíba V					
Disponibilidade (%)	100%	100%	96%	100%	97%
Despacho (%)	11%	27%	23%	7%	33%
Geração Líquida (GWh)	83	203	180	52	265
Geração Bruta (GWh)	88	207	190	55	279
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: ONS, CCEE, Certificações de Reservas divulgadas pela Eneva e análises e controles internos da Companhia.

¹ Em 2024, o período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% do mês de janeiro e 100% entre agosto e dezembro de 2024, ao passo que em 2023 o período de inflexibilidade contratual da usina foi 100% concentrado entre junho a novembro de 2023.

INDICADORES OPERACIONAIS

Dados Operacionais

Geração Térmica a Gás em Roraima	2T24	1T24	4T23	3T23	2T23
Jaguaririca II					
Disponibilidade (%)	97%	99%	94%	86%	82%
Despacho (%)	75%	82%	78%	73%	63%
Geração Líquida (GWh)	198	216	209	185	166
Geração Bruta (GWh)	207	226	219	194	174
Geração para ACR (%)	100%	100%	100%	100%	100%
Geração para ACL (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração a Gás – Combustível de Terceiros					
Porto de Sergipe I					
Disponibilidade (%)	95%	98%	97%	97%	97%
Despacho (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	0	0	0	0
Geração Bruta (GWh)	0	0	0	0	0
Geração para ACR (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Fortaleza (usina em hibernação) ²					
Disponibilidade (%)	-	-	79%	100%	100%
Despacho (%)	-	-	11%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	-	-	72	0	0
Geração Bruta (GWh)	-	-	76	0	0
Geração para ACR (%)	-	-	0%	0%	0%
Geração para ACL (%)	-	-	100%	0%	0%
Geração Térmica a Carvão					
Itaqui					
Disponibilidade (%)	100%	99%	93%	100%	99%
Despacho (%)	0%	0%	4%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	3	28	0	0
Geração Bruta (GWh)	0	3	33	0	0
Geração para ACR (%)	0%	0%	97%	0%	0%
Geração para ACL (%)	0%	100%	3%	0%	0%

Fonte: ONS, CCEE, Certificação de Reservas divulgadas pela Eneva e análises e controles internos da Companhia.

² A UTE Fortaleza foi desligada em dezembro de 2023 após a conclusão do prazo de suprimento contratual de geração com a distribuidora e o ativo permanecerá em hibernação enquanto a Eneva avalia eventuais oportunidades de contratação de novo ciclo para essa usina. Os dados dos períodos anteriores serão apresentados para fins de comparação histórica.

INDICADORES OPERACIONAIS

Dados Operacionais

Geração Térmica a Carvão	2T24	1T24	4T23	3T23	2T23
Pecém II					
Disponibilidade (%)	100%	99%	100%	100%	100%
Despacho (%)	0%	0%	13%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	0	91	0	0
Geração Bruta (GWh)	0	0	104	0	0
Geração para ACR (%)	0%	0%	99%	0%	0%
Geração para ACL (%)	0%	0%	1%	0%	0%
Geração Solar					
Futura 1 ³					
Disponibilidade (%) ⁴	97%	95%	93%	70%	90%
Fator de Capacidade (%) ⁵	26,6%	29,1%	34,5%	31,8%	24,7%
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	-21	-10	-22	-46	-13
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	370	408	469	295	205
Geração Líquida (GWh)	367	405	466	292	204
Geração Liquidada Spot (%) ⁶	0%	1%	4%	9%	44%
Geração Liquidada Bilaterais (%)	100%	99%	96%	91%	56%
Upstream					
Parnaíba					
Produção (Bi m ³)	0,11	0,20	0,29	0,23	0,24
Reservas remanescentes (Bi m ³)	37,3	37,4	37,6	32,5	32,7
Amazonas					
Produção (Bi m ³)	0,06	0,06	0,07	0,06	0,06
Reservas remanescentes (Bi m ³)	9,9	10,0	10,0	14,3	14,3

Fonte: ONS, CCEE, Certificações de Reservas divulgadas pela Eneva e análises e controles internos da Companhia.

³ O Complexo Solar Futura 1 iniciou operação comercial de 100% de suas usinas fotovoltaicas em 26/05/2023. Os dados apresentados na tabela de geração líquida e bruta do 2T23 referem-se a todo o período do 2T23, incluindo o período de testes e comissionamento.

⁴ A disponibilidade de Futura 1 no 2T23 considera apenas o período a partir do início da entrada de operação comercial, ao final de maio/23.

⁵ Fator de capacidade objetiva mensurar a capacidade de geração total do parque operacional no período. Considera a geração do trimestre, ajustada para incluir a geração frustrada por restrição no período, em relação à capacidade instalada operacional (ajustada pela disponibilidade) no período. Para o 2T23, o fator de capacidade considera o período a partir do início da entrada de operação comercial, ao final de maio/23.

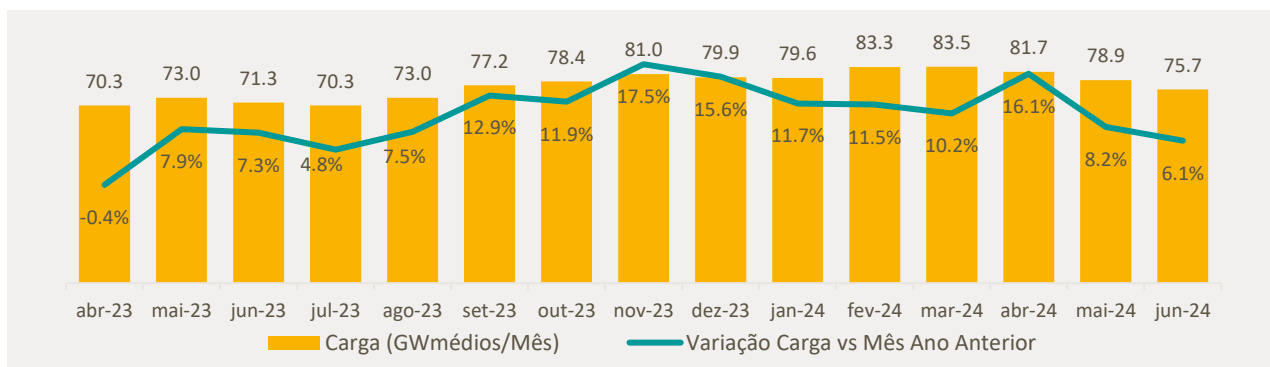
⁶ A SPE Futura 6, ao longo de 2024, liquidou grande parte da sua geração (cerca de 11 GWh/mês) para um contrato de curto prazo firmado com o segmento de Comercialização da Eneva.

CONTEXTO SETORIAL

- Continuação do despacho termelétrico regulatório no SIN, a despeito dos volumes de reservatórios ainda elevados, e retorno consistente da exportação de energia para a Argentina
- Geração termelétrica regulatória fora do mérito reflete condições estruturais, como restrições operativas, limitações de modelos e a crescente matriz energética intermitente do SIN

No 2T24, a carga média de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) totalizou 78,8 GWm, iniciando a trajetória de redução comparada aos 82,1 GWm registrados no 1T24. No entanto, manteve crescimento significativo de 10,1% quando comparada à carga média de 71,5 GWm do mesmo período de 2023, atingindo valores recorde de carga médio para um segundo trimestre.

Carga de Energia Média Mensal – SIN (GWmédios/mês e Variação % Anual) ⁷



O incremento de carga na comparação anual continuou a ser impulsionado, sobretudo, pelo maior consumo da classe residencial, seguido pelo comércio e indústria. A maior utilização de aparelhos de refrigeração em função da predominância de temperaturas acima das médias históricas e ondas de calor ao longo de grande parte do trimestre, como reflexo ainda da atuação do fenômeno climático El Niño, continuou a impulsionar o consumo das residências, assim como a melhoria dos indicadores de emprego e renda. O consumo de eletricidade da classe comercial foi também motivado pelas ondas de calor e pelos resultados dos setores de comércio e serviços, com destaque para o crescimento das vendas do comércio varejista em abril e para o desempenho dos setores de artigos farmacêuticos, médicos, móveis e eletrodomésticos e os serviços de informação e comunicação.⁸

Adicionalmente, nos meses de abril/2024 e maio/2024 foi observada a aceleração do consumo da classe industrial, que registrou por dois meses consecutivos os maiores valores de toda a série histórica, liderados pelos setores eletrointensivos de fabricação de produtos alimentícios, impulsionado pela alta no consumo das famílias, e de metalurgia, em função da produção de alumínio.⁸ O desempenho positivo do segmento industrial foi também demonstrado pela melhoria de diversos indicadores da Fundação Getúlio Vargas medidos entre abril/2024 e junho/24, como expansão do Nível de Utilização da Capacidade Instalada (NUCI) e aumento do Índice de Confiança da Indústria (ICI).⁹

⁷ Fonte: Dados históricos disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 28/07/2024.

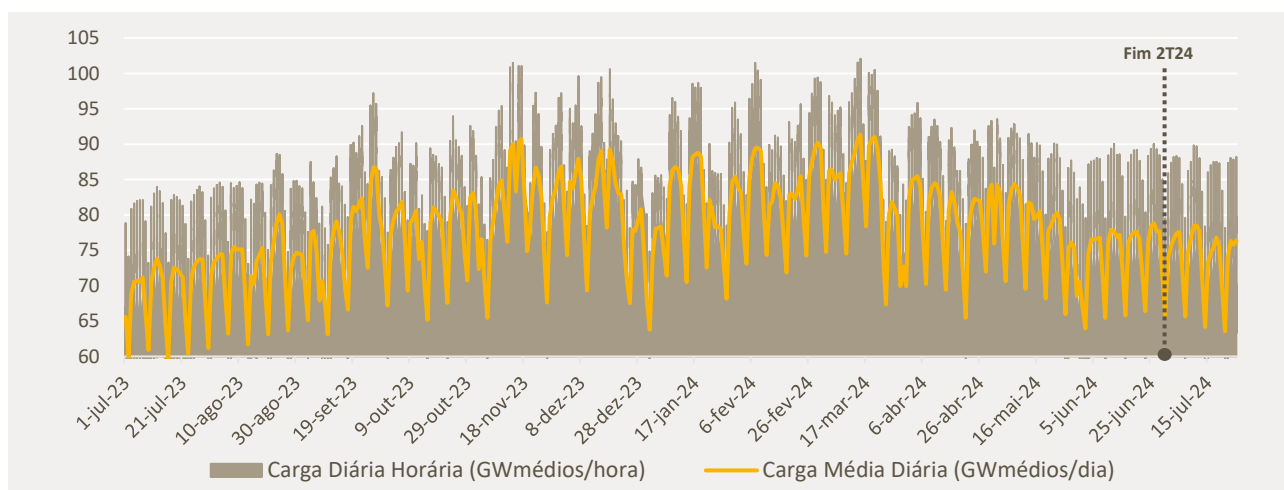
⁸ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Boletins de Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica (Edições de maio/24 e junho/24), disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica> - Acesso em 28/07/2024.

⁹ Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Boletins de Carga Mensal (Edições de Abril/2024, Maio/2024 e Junho/2024), disponíveis em: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Carga> - Acesso em 28/07/2024.

A redução da carga média da comparação sequencial refletiu, além da sazonalidade esperada com a migração para um período tipicamente mais ameno, o enfraquecimento gradual do El Niño, com o resfriamento das temperaturas do Oceano Pacífico, principalmente a partir do final do mês de maio/2024. Ao longo de cerca de um ano de atuação, além de impulsionar as temperaturas para valores acima das médias em grande parte do país, os principais efeitos do fenômeno no Brasil incluíram a elevação dos volumes de precipitação na região Sul, reforçando fenômenos de chuvas extremas, além da redução dos volumes de precipitação no Centro-Oeste, Norte e Nordeste, contribuindo para as secas observadas no Norte e Nordeste.

Durante o 2T24, a carga média diária continuou a atingir valores elevados, mesmo com a gradual redução de temperatura, ficando acima de 80 GWm em 1/3 (um terço) do trimestre. Adicionalmente, foram registrados picos diários de carga horária superiores a 85 GWm durante algumas horas em 71 dias do trimestre e ultrapassando 90 GWm em 30 dias do trimestre. Após o encerramento do 2T24, em julho/24 continuaram a ser registrados picos de carga horária acima de 85 GWm, como pode ser visualizado no gráfico abaixo.

Carga de Energia Horária e Diária SIN – (GWmédios/hora e GWmédios/dia) ¹⁰



No 2T24 foram registrados aumentos nos volumes de precipitações no Subsistema Sul, impulsionados pelo El Niño, levando os valores de Energia Natural Aflente (ENA) no trimestre para valores superiores às médias históricas de 10 anos, sobretudo no mês de maio/2024, que também registrou o maior volume de ENA desde o início da série histórica disponibilizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS)¹¹. O volume registrado nesse mês foi resultado da ocorrência de eventos climáticos extremos de chuvas no Estado do Rio Grande do Sul (RS), que se estenderam do final de abril/2024 até meados de maio/2024. Cerca de 471 cidades no estado foram impactadas pelas consequências das chuvas intensas e prolongadas, com desdobramentos catastróficos para os habitantes, as cidades e o estado, e com impactos nas operações e serviços de todo o país, incluindo o planejamento elétrico e energético brasileiro. Vale ressaltar que, dentre os principais impactos no setor, houve o rompimento parcial da barragem da UHE 14 de Julho, com situação de emergência declarada, assim como o alagamento da Subestação Nova Santa Rita (525/230 kV) e o desligamento de 30 linhas de transmissão, 8 transformadores e 5 UHEs na região.

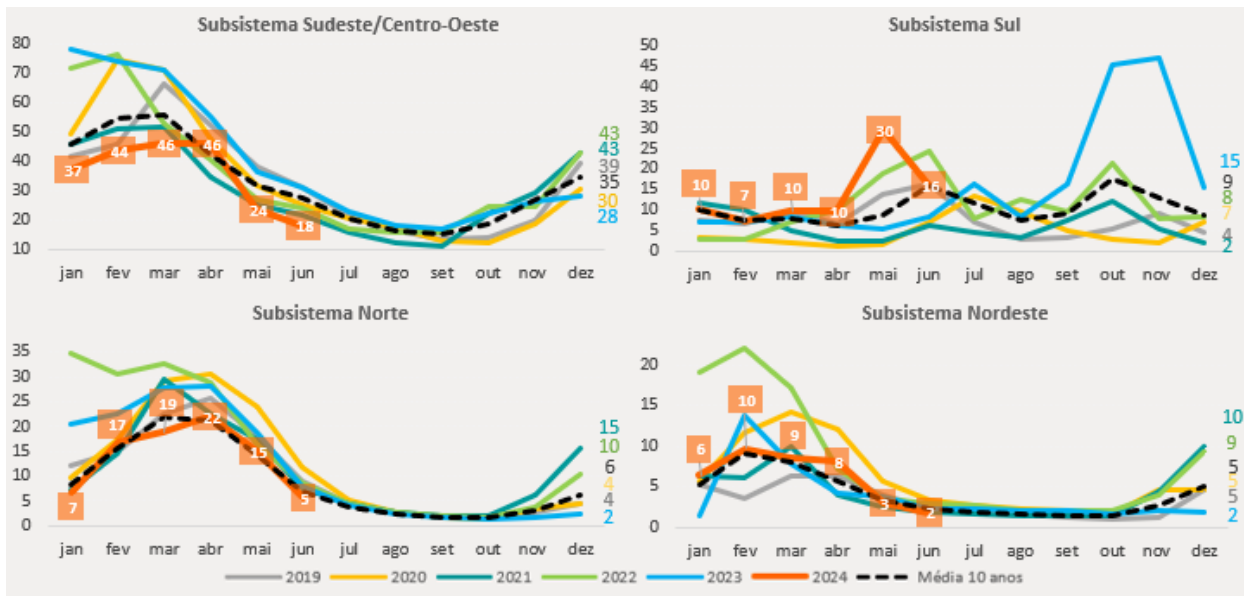
No subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), houve uma ligeira melhoria hidrológica na primeira metade do 2T24, decorrente das precipitações ocorridas nas principais bacias da região. A partir de meados do mês de maio foram observados menores volumes de ENA nesse subsistema, atingindo valores aquém da média histórica de 10 anos e

¹⁰ Fonte: Dados históricos disponíveis no site do ONS, em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx e http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx Acesso em 28/07/2024.

¹¹ Conforme dados históricos disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_aflente_subsistema.aspx - Acesso em 28/07/2024.

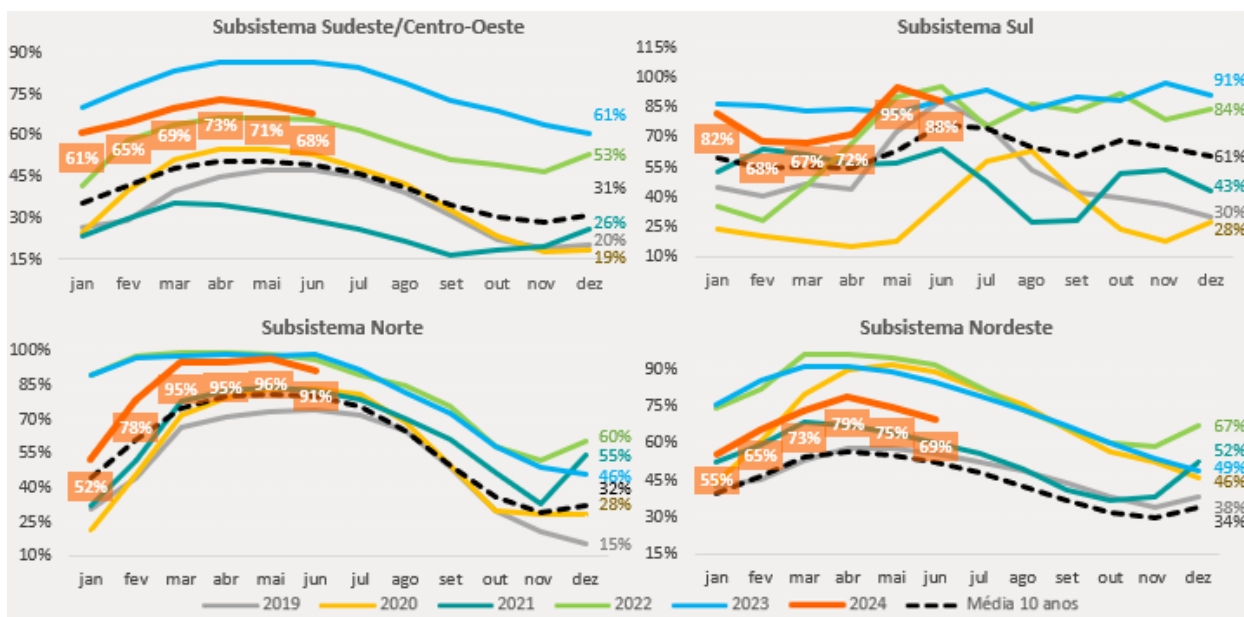
apresentando os menores patamares para um mês de maio desde 2014 e para junho desde 2001¹². No Norte e Nordeste, os valores de ENA regrediram para patamares próximos à média histórica de 10 anos para o período.

ENA Bruta Histórica (GWmédios/mês)¹³



Ao longo do 2T24, os níveis dos reservatórios ainda se encontravam em patamares superiores à média histórica de 10 anos em todos os subsistemas, embora já em valores menores do que as médias de 2023 no SE/CO e menores do que em 2023 e 2022 no Norte e Nordeste. No Sul, apesar de atingir valor atípico para um mês de maio como reflexo das chuvas extremas, menor apenas que maio/2020, ao final do 2T24 os níveis de armazenamento dos reservatórios voltaram a reduzir, encerrando o trimestre com patamares de Energia Armazenada (EARM) abaixo das médias de junho/2022 e junho/2023.

EARM Histórica (% Armazenamento)¹⁴



¹² Conforme dados históricos disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx - Acesso em 28/07/2024.

¹³ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx - Acesso em 28/07/2024.

¹⁴ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Acesso em 28/07/2024.

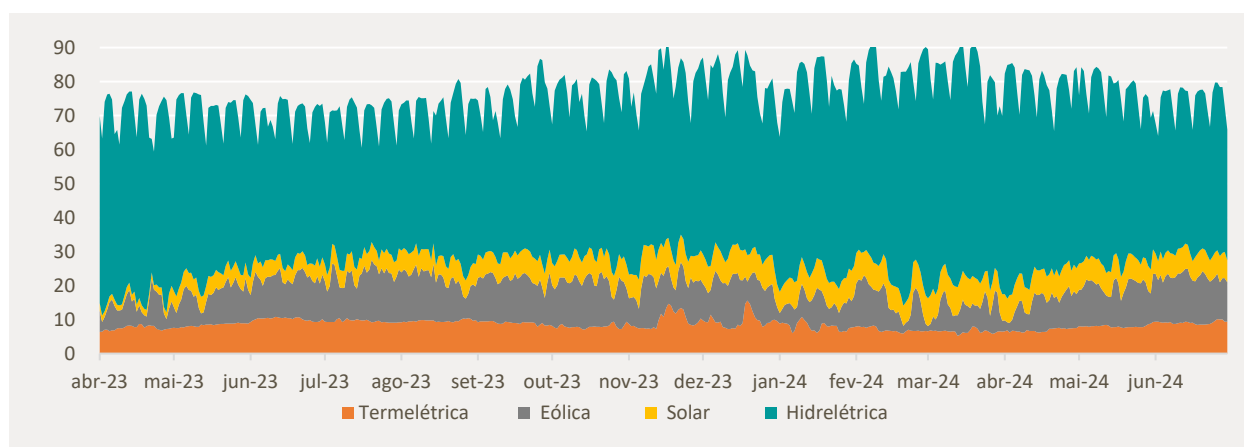
No 2T24, as fontes hidrelétricas começaram a reduzir a participação em relação à geração de energia total do SIN, de uma média diária de 72% no 1T24 para 65% em média. Também foi observada queda na comparação com o final do 2T23, quando a geração hídrica média diária representou 69% do total de energia gerado. Ao final do 2T24, a participação da geração hídrica era ainda menor, contribuindo com 58% da geração total do SIN. O volume médio diário de geração hídrica atingiu 50,7 GWm no 2T24, redução significativa frente aos 58,7 GWm do 1T24, mas ligeiro incremento versus os 49,1 GWm diários do 2T23.

Por sua vez, a participação da geração eólica no total de geração do SIN atingiu média diária de 15% no 2T24, crescimento frente aos 10% registrados no 1T24 e os 13% no 2T23. Vale ressaltar que, no 1T24, a geração eólica foi influenciada pelos efeitos do El Niño, como reflexo do enfraquecimento dos ventos alísios e alteração do padrão de circulação dos ventos na direção norte-sul, reduzindo a intensidade dos ventos na costa Nordeste brasileira.

A geração de energia solar registrou ligeira redução de participação em relação à geração total do SIN no 2T24 comparada ao 1T24, de 10% para 9%, refletindo a sazonalidade esperada do período com menor irradiância e as frustrações de geração em função dos *curtailments* ocorridos no 2T24. No entanto, na comparação com o 2T23, foi registrado crescimento de 4 p.p. de participação em relação à geração total do SIN, indo de 3,9 GWm no 2T23 para 7,2 GWm por dia no 2T24. O aumento é decorrente tanto do crescimento da capacidade instalada das fontes solares centralizadas e da geração distribuída no ano de 2023, quanto do início da incorporação dos dados de geração distribuída (GD) na base solar a partir de maio de 2023 pelo ONS. Considerando a participação da geração solar do final do 2T23, que já contava com a GD, a geração diária das fontes solares ainda apresentou crescimento de 28,1% na comparação anual, de 5,1 GWm ao final do 2T23 para 6,5 GWm ao final do 2T24.

As fontes termelétricas geraram 8,0 GWm em média no 2T24, crescimento em relação aos 7,2 GWm do 1T24, como resultado da continuação da tendência iniciada de aumento da carga no SIN, mas ligeira redução frente aos 8,7 GWm no 2T23, em função do menor volume médio exportado de energia térmica e da redução da geração inflexível no comparativo anual. A participação da geração térmica em relação à total seguiu movimento similar, com 10% em média no 2T24 versus 9% no 1T24 e 12% no 2T23. No entanto, no encerramento do 2T24, a participação da geração térmica em relação à total já estava em 14%, em tendência de ascensão com o fim do período úmido.

Balanco energético por fonte - Geração no SIN (GWmédios/dia)¹⁵

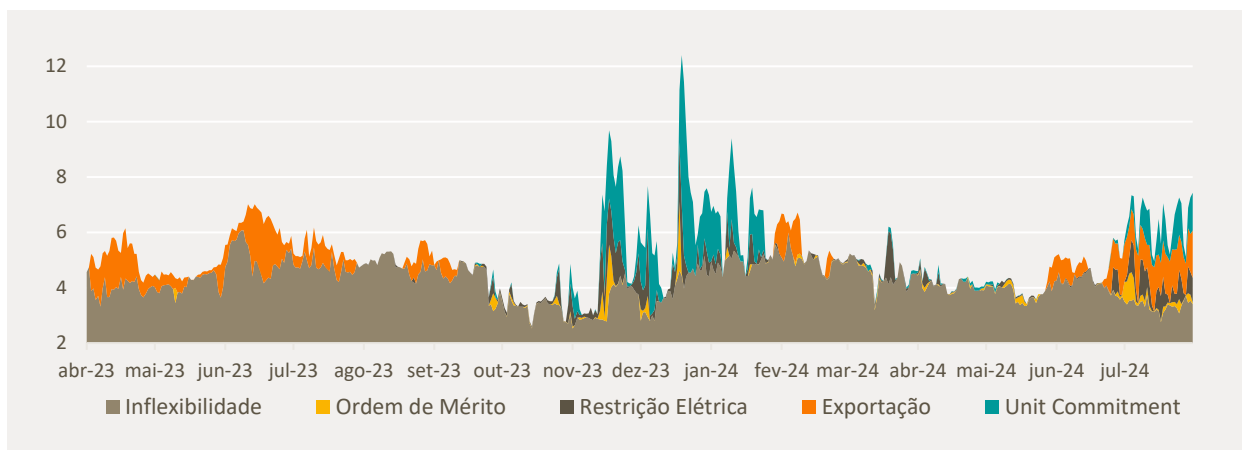


Mesmo no contexto de sobreoferta de energia, com a continuação dos elevados patamares de carga ao longo do 2T24, o ONS continuou a programar o despacho de usinas termelétricas no SIN fora da ordem de mérito. A geração de energia por fontes térmicas no trimestre foi basicamente por inflexibilidade, exportação para a Argentina, e, em

¹⁵ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 29/07/2024.

menor volume, ordem de mérito, restrição elétrica (solicitada pelo operador para garantia de confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico) e *unit commitment* (acionado de forma complementar aos despachos necessários para o sistema de modo a atender as restrições operativas cadastradas das usinas).

Despacho Térmico por Principais Tipos - SIN (GWmédios/dia)¹⁶

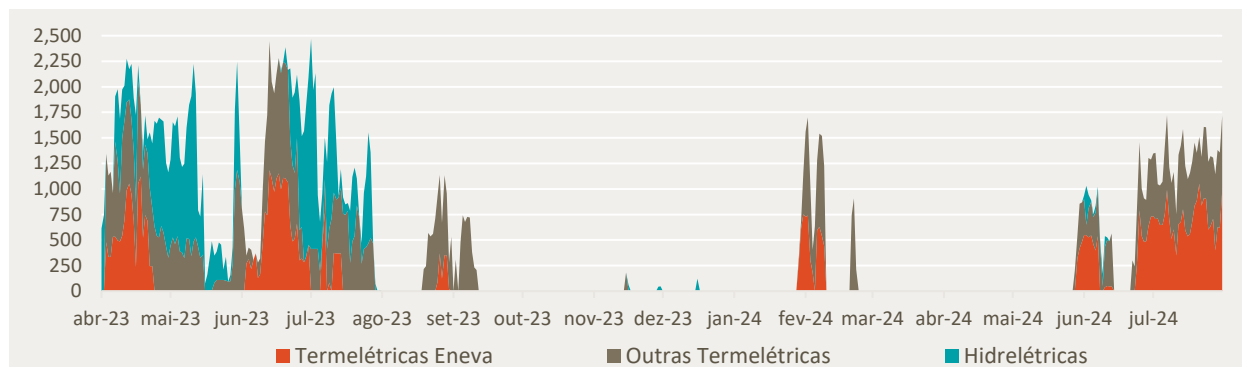


Em relação à geração termelétrica para exportação, apesar da retomada ao longo do 2T24, esta foi limitada pela situação conjuntural brasileira. Após o encerramento das operações de exportação em março de 2024, seguindo a sazonalidade esperada do período, com o fim do verão e o registro de temperaturas mais amenas, a Argentina voltou a sinalizar demanda por importação de energia no início de maio de 2024. No entanto, não foi possível operacionalizar a exportação devido à indisponibilidade técnica das linhas de transmissão e da conversora de Garabi, na Região Sul do Brasil, como resultado dos eventos climáticos extremos ocorridos. A Argentina continuou a sinalizar demanda crescente por importação de energia ao longo do mês de maio, mas a retomada das operações de exportação só ocorreu a partir de 28 de maio, com o retorno da LT 525 kV Itá / Caxias (SGI 26.967-24), ainda limitada e com restrições em função do controle de tensão na rede do RS.

Após a primeira semana de exportações de junho, a Argentina pontualmente reduziu a demanda por energia como reflexo da elevação das temperaturas médias na região para patamares mais amenos para o período e de cargas de GNL previamente contratadas. A exportação de energia para o país só voltou a ocorrer na última semana de junho, impulsionada pela redução das temperaturas médias, conforme o esperado para este período do ano, mantendo-se ao longo do início do 3T24 de forma contínua, atingindo médias diárias de 1,3 GWm de energia exportada ao longo do mês de julho, no mesmo mês em que a Companhia atingiu volume mensal de exportação recorde desde o início das operações de exportação de energia, em 2022.

¹⁶ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Acesso em 04/08/2024.

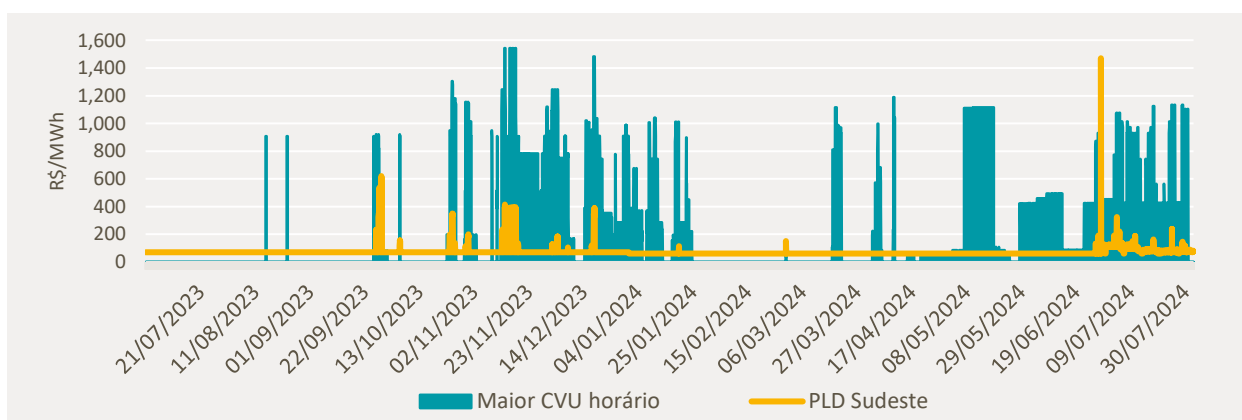
Volume de Exportação de Energia (MWmed/d) ¹⁷



O retorno do despacho termelétrico observado desde o final do 3T23 foi decorrente não apenas de fatores conjunturais, mas também de fatores estruturais. Dentre os de conjuntura, o El Niño contribuiu com o aumento das temperaturas e elevou significativamente a carga em diversos horários do dia. Além disso, as menores precipitações, principalmente no subsistema Norte, limitaram a capacidade instantânea de geração hidrelétrica em importantes usinas do SIN, fatores estes potencializados pelo cenário de redução sazonal da geração eólica entre outubro de 2023 e meados do 2T24.

O despacho térmico fora do mérito observado nos últimos meses reflete também condições estruturais do sistema, como limitações dos modelos de previsão, restrições operativas devido às obrigações de defluência mínima a serem obedecidas pelas usinas hidrelétricas e restrições de uso múltiplo da água impostas ao Operador Nacional do Sistema (ONS), bem como a crescente matriz energética intermitente do SIN, impulsionada pelo aumento da capacidade instalada solar e eólica. Como resultado, vem se observando sucessivos despachos termelétricos regulatórios no SIN, principalmente por motivo de restrição elétrica, para suprimento de potência instantânea. Esse cenário reforça a necessidade de potência e geração térmica para equilíbrio do sistema, mesmo em um contexto de sobreoferta de energia e hidrologia favorável, além de desassociar a tese do despacho como mecanismo acionável exclusivamente de forma sazonal, para cobertura dos períodos secos.

PLD Máximo Horário Sudeste e Máximo CVU horário - SIN (R\$/MWh) ¹⁸



¹⁷ Fonte: Dados de geração termelétrica disponíveis no site do ONS, na página “Dados Abertos”, disponível em:

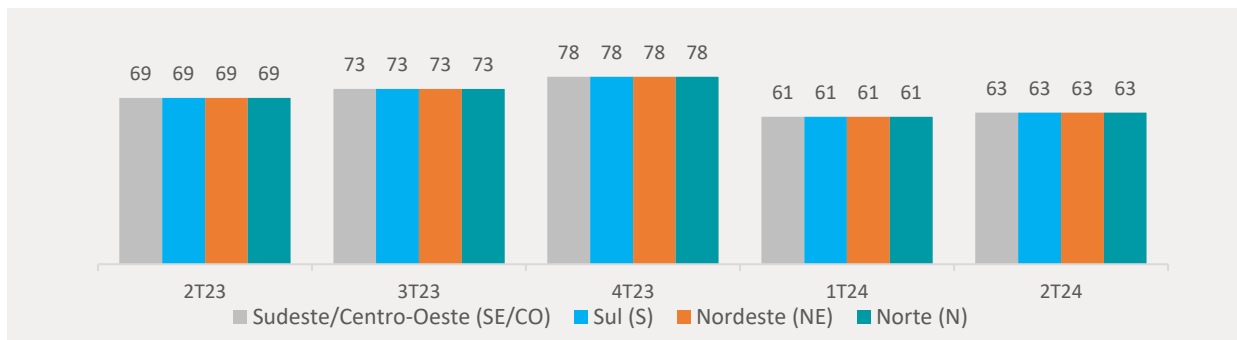
<https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Acesso em 04/08/2024; e dados de geração hidrelétrica para Exportação de Vertimento Turbinável disponíveis no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em:

<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/acervo-ccee> - Acesso em 04/08/2024.

¹⁸ Fonte: Dados disponíveis nos sites da CCEE (PLD) e ONS (CVU da UTE marginal que gerou) – Acesso em 07/08/2024.

Como reflexo dos patamares ainda elevados dos níveis de armazenamento de reservatórios nas principais bacias do Sul e Sudeste no 2T24, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ainda permaneceu próximo ao valor piso estrutural para 2024 em todos os submercados.

PLD Médio Trimestre por submercado SIN (R\$/MWh)¹⁹



¹⁹ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 28/07/2024.

PREÇOS REGULADOS

Os Custos Variáveis Unitários (CVUs)²⁰ de todas as usinas da Eneva que operam no mercado regulado (ACR) são atrelados a indexadores de inflação e/ou de combustíveis e taxas de câmbio. Para as usinas que possuem CVU apenas com componente atrelado à inflação, os valores são reajustados anualmente no mês de novembro, considerando a inflação acumulada (IPCA) a cada 12 meses. Quanto às térmicas que também possuem componente de combustível em seus CVUs, além do reajuste anual da parcela do CVU atrelada à inflação, é feita a atualização mensal da parcela indexada ao custo de combustível, a qual acompanha a variação dos indexadores e da taxa de câmbio de cada período. A exceção é a UTE Parnaíba IV, cujo CVU foi fixado pela ANEEL em R\$ 151,69/MWh por meio do despacho nº 3.203 (dezembro/18).

A tabela abaixo apresenta os CVUs médios da Companhia que estavam operacionais no 2T24, assim como seus respectivos CVUs do 1T24 e 2T23, para fins de comparabilidade:

CVU (R\$/MWh)

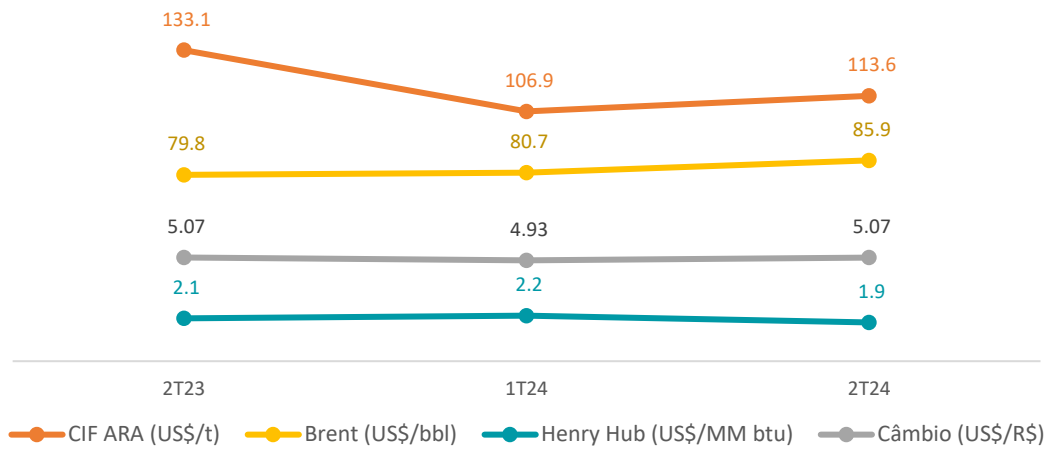
Valores médios trimestre	2T24	1T24	2T23	Indexadores	Periodicidade Reajuste
UTE Parnaíba I (ACR)	121,4	136,1	131,2	Henry Hub e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Parnaíba II (ACR)	105,9	105,9	101,0	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba III (ACR)	286,9	286,9	273,7	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba IV (ACL)	151,7	151,7	151,7	n.a.	n.a.
UTE Parnaíba V (ACR no 2T24/ ACL no 2T23)	204,1	197,8	197,3	Câmbio / US CPI-U	Dólar: Mensal CPI-U: Anual
UTE Jaguatirica II (ACR)	263,8	263,8	251,4	IPCA	Inflação: Anual
UTE Porto de Sergipe I (ACR)	366,4	337,5	340,4	Brent e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Pecém II (ACR)	340,8	314,3	390,8	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Itaqui (ACR)	333,1	306,7	383,2	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual

Em novembro de 2023, os CVUs das UTEs Parnaíba II e III foram ajustados em 4,82%, conforme o IPCA acumulado nos últimos 12 meses até outubro de 2023, de acordo com o estipulado nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente (CCEAR). Da mesma forma, o CVU da UTE Jaguatirica II, sob o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI), foi ajustado seguindo essa premissa. Assim, os CVUs médios dessas usinas refletem o reajuste anual válido ao longo do período analisado.

As UTEs Parnaíba I, Parnaíba V, Porto de Sergipe I, Pecém II e Itaqui, além de terem seus componentes de O&M reajustados anualmente pela inflação, também apresentaram variação da parcela da receita variável contratual atrelada a preços de combustíveis e taxa de câmbio, seguindo seus respectivos indexadores, conforme pode ser visualizado no gráfico abaixo:

²⁰ O CVU das usinas térmicas é composto por 2 parcelas: Ccomb e Co&m. O Ccomb é a parcela da receita referente ao preço do combustível e pode ser indexado ao preço de *commodities*, com variação mensal. Já o Co&m é a parcela da receita referente ao custo de operação e manutenção da usina e é atualizado anualmente pelo IPCA. Para melhor entendimento, consulte o Guia de Modelagem disponibilizado pela Eneva: <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras-e-operacionais/guia-de-modelagem/>

Indexadores de Combustível com Contabilização de Variação Mensal ²¹ (Valores Médios no Trimestre)

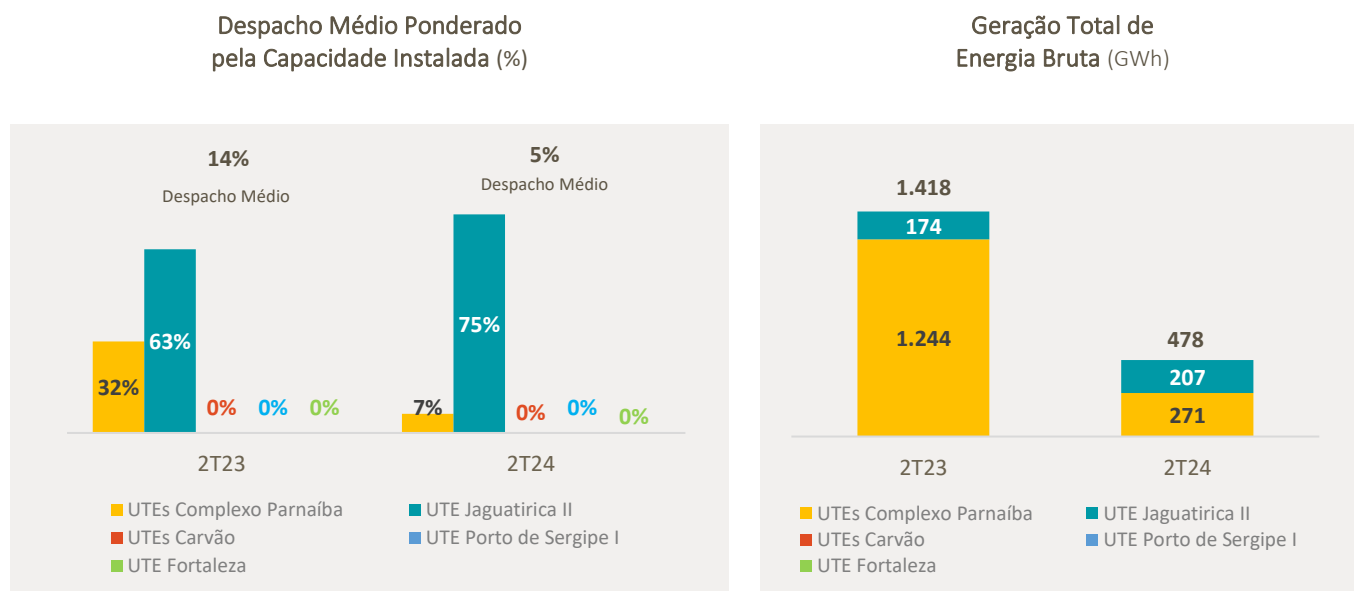


²¹ Fonte: Dados disponíveis na Reuters. Médias trimestrais calculadas utilizando preços Henry Hub mensais relativos ao terceiro último dia do mês e preços CIF-ARA, taxa de câmbio e Brent relativos à média do mês.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Geração Térmica

Comparativo Trimestral – Desempenho UTEs Eneva ²²



Desempenho Operacional das Usinas Termelétricas da Eneva

Em consonância com o cenário descrito acima, os ativos térmicos da Eneva tiveram despachos concentrados especialmente durante o mês de junho/24, para atendimento à exportação de energia e devido à maior necessidade de geração do SIN para atendimento à ponta de carga. Dessa forma, as seguintes usinas geraram no trimestre:

- **Complexo Parnaíba**, que contempla 5 ativos operacionais (UTEs Parnaíba I a V):
 - **Exportação:** Nesse contexto, no mês de junho de 2024, as UTEs Parnaíba I, IV e V geraram energia para exportação para Argentina, somando 231 GWh no trimestre. Deste montante, 202 GWh são referentes à energia comercializada a preços estabelecidos em contratos bilaterais e 29 GWh liquidadas a PLD. Esta geração, excedente ao volume efetivamente comercializado para exportação, é decorrente da necessidade de maiores intervalos de tempo ou carga do que o período ou volume estabelecidos nos contratos de exportação, em função de fatores como: (i) variações horárias na demanda de energia para exportação; (ii) restrições operativas e limitações de modulação de carga de cada usina; e (iii) gestão do *timing de ramp-up*.
 - **Despachos para o SIN:** geração líquida de 24 GWh, referentes aos despachos ocorridos no 2T24 por (i) ordem de mérito de custo, quando da indicação dos modelos; (ii) restrição elétrica, em função de solicitação pelo ONS para garantia de confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico; e (iii) *unit commitment*, acionado de forma complementar aos despachos necessários para o sistema de modo a atender as restrições contratuais das usinas. Vale observar que, com o intuito de maximizar a disponibilidade do parque termelétrico da Eneva na janela de exportação do inverno Argentino, para o ano de 2024, foi redeclarado o período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II, que passou a

²² A partir do 1T24, o despacho médio ponderado pela capacidade total instalada da Eneva não considera mais a capacidade instalada da UTE Fortaleza, de 327 MW, uma vez que essa usina foi desligada em dezembro de 2023. No 2T23, o dado de despacho médio ponderado pela capacidade instalada total da Companhia considera a capacidade da usina, uma vez que ela se encontrava operacional e disponível para geração naquele período.

não contemplar o 2T24, ficando estabelecido em 100% do mês de janeiro e 100% entre agosto e dezembro. Até 2023, o período de inflexibilidade contratual da usina era usualmente 100% concentrado entre junho a novembro.

- **UTE Jaguatirica II:** localizada no sistema isolado de Roraima, contabilizou, no 2T24, disponibilidade média de 97%, ligeira redução *versus* valor do 1T24 devido à manutenção no gerador da turbina. O patamar de disponibilidade registrado nos últimos trimestres materializa a estabilização operacional concluída em dezembro/23, quando a usina atingiu disponibilidade próxima dos 100%, conforme divulgado no release do 4T23. No 2T24, o despacho da usina foi de 75% para o mercado regulado e a geração líquida alcançou 198 GWh, devido à menor demanda por carga no estado de Roraima em decorrência das temperaturas amenas registradas no período.

Destinação da Geração Total de Energia Líquida no 2T24 (GWh)

Geração Líquida	Geração liquidada a CVU ²³	Geração liquidada a PLD (incluindo por restrições de modulação por exportação) ²⁴	Geração liquidada a preços estabelecidos em contratos bilaterais (exportação)	Total
UTE				
Parnaíba I	15	20	118	153
Parnaíba II	-	-	-	-
Parnaíba III	-	-	-	-
Parnaíba IV	1	1	17	19
Parnaíba V	8	8	67	83
Jaguatirica II	198	-	-	198
Itaqui	-	-	-	-
Pecém II	-	-	-	-
Porto de Sergipe I	-	-	-	-
Total	221	29	202	452

²³ Inclui despachos por motivo de ordem de mérito, restrição elétrica e *unit commitment*.

²⁴ Vale ressaltar que a geração líquida no ambiente livre é remunerada ao PLD horário da geração, não ao PLD médio do dia, e podem ter variações entre os preços ao longo das 24 horas.

Geração Solar

A operação comercial de 100% do Complexo Solar Futura 1 teve início ao final de maio/23, após autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O Complexo é composto pelas UFVs Futura 1 a 22 totalizando 692,4 MWac de capacidade instalada. A conclusão da estabilização do Complexo ocorreu ao final de outubro/23, quando 100% das UFVs encontravam-se operacionais.

Em continuidade à trajetória de crescimento de disponibilidade após a estabilização, o Complexo atingiu disponibilidade média de 97% no 2T24, sendo 98,5% no mês de junho, maior resultado alcançado desde o início da operação comercial do complexo.

A geração líquida total do parque solar alcançou 367 GWh no 2T24, apresentando volume inferior frente à geração do 1T24, principalmente decorrente da menor irradiância média auferida em Futura 1. Ressalta-se que são esperados diferentes níveis de geração solar ao longo do ano e o período compreendido entre abril e julho apresenta usualmente os menores índices de irradiância. Dessa forma, sazonalmente são estimados maiores níveis de geração no complexo solar no último trimestre do ano, com reduções graduais ao longo do primeiro semestre e posterior aumento a partir de meados do segundo semestre.

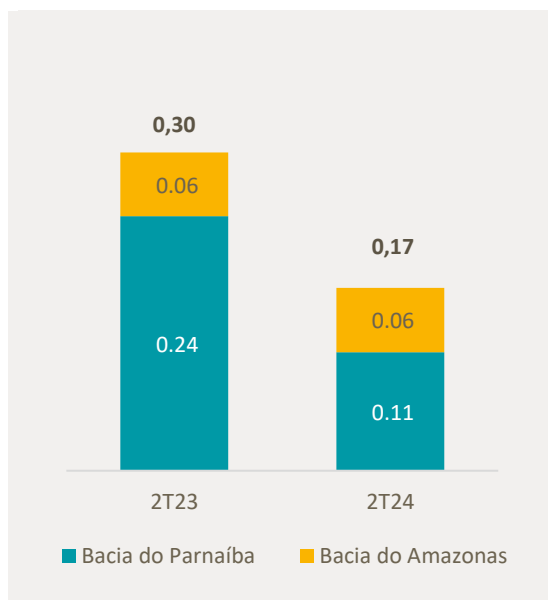
No 2T24, o fator de capacidade²⁵ do Complexo atingiu 26,6%, refletindo a sazonalidade do período.

Upstream

Produção e Reservas

No 2T24, a produção de gás natural da Eneva totalizou 0,17 bilhão de metros cúbicos (bcm), sendo 0,11 bcm no Complexo Parnaíba e 0,06 bcm na Bacia do Amazonas, no Campo de Azulão, direcionado ao suprimento da UTE Jaguaririca II. A diminuição do volume de gás produzido no 2T24 frente ao 2T23 é resultado de dois fatores: (i) a menor demanda por gás das termelétricas do Complexo Parnaíba, dada a redução da demanda por exportação para Argentina; e (ii) a redeclaração do período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II em 2024²⁶, passando a não contemplar o 2T24, em comparação com o período de 2023 que contemplava o mês de junho. Por sua vez, o Campo de Azulão, apresentou estabilidade no volume de gás produzido em relação ao 2T23, acompanhando o despacho da UTE Jaguaririca II.

Produção de Gás Acumulada (bcm)



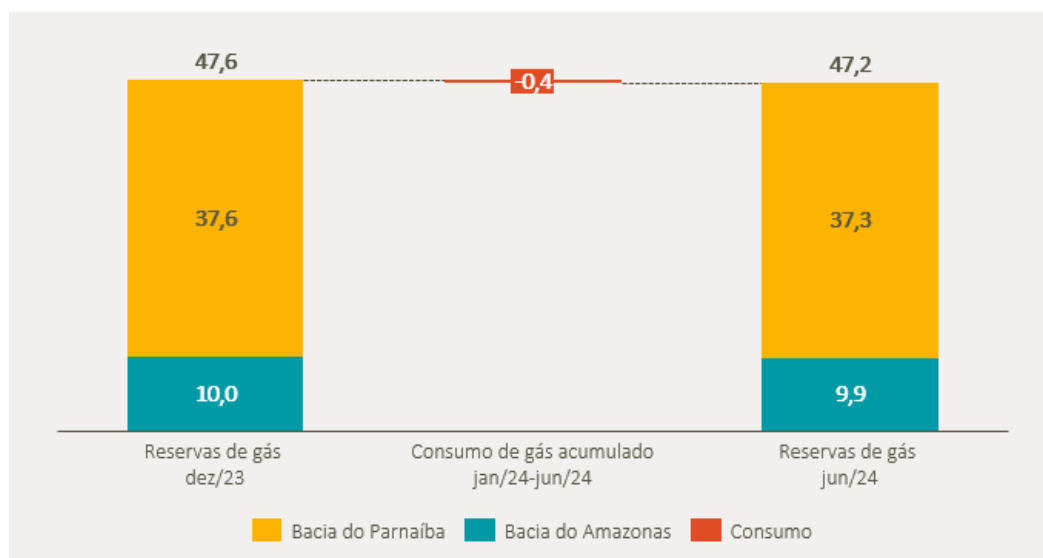
A Companhia encerrou o 2T24 com um total de reservas 2P de gás natural de 47,2 bcm, sendo 37,3 bcm de reservas na Bacia do Parnaíba e 9,9 bcm na Bacia do Amazonas, no Campo de Azulão. Este volume reflete o saldo das reservas

²⁵ Considera a geração do trimestre, ajustada para incluir a geração frustrada por restrição, em relação à capacidade instalada operacional (ajustada pela disponibilidade) no período.

²⁶ Em 2024, o período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% do mês de janeiro e 100% entre agosto a dezembro de 2024, ao passo que em 2023 o período de inflexibilidade contratual da usina foi 100% concentrado entre junho a novembro de 2023.

certificadas pela Gaffney, Cline & Associates (GCA), referentes a 31 de dezembro de 2023, descontando o consumo de gás acumulado no primeiro semestre de 2024.

Evolução Anual das Reservas de Gás (bcm)



Ainda de acordo com os relatórios certificados pela GCA em 31 de dezembro de 2023, a Eneva detinha reservas 2P de condensado no total de 11,8 milhões de barris (MMbbl), sendo 2,2 MMbbl na Bacia do Parnaíba e 9,5 MMbbl no Campo de Azulão.

DESEMPENHO FINANCEIRO

CONSOLIDADO

DRE Consolidado	2T24	2T23	%	6M24	6M23	%
Receita Operacional Líquida	1.943,0	2.523,3	-23,0%	3.947,8	4.982,5	-20,8%
Custos Operacionais	(770,9)	(1.225,0)	-37,1%	(1.535,7)	(2.372,7)	-35,3%
Despesas Operacionais	(129,2)	(163,4)	-20,9%	(276,4)	(307,0)	-10,0%
SG&A	(108,4)	(127,5)	-15,0%	(217,5)	(237,6)	-8,4%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(22,2)	(24,1)	-8,1%	(43,4)	(38,6)	12,3%
Demais despesas	(86,2)	(103,4)	-16,6%	(174,1)	(199,0)	-12,5%
Despesas com Exploração G&G	(20,8)	(35,9)	-42,0%	(58,9)	(69,4)	-15,1%
Poços secos e PCLD	-	(0,3)	N/A	(23,2)	(0,6)	N/A
Depreciação e amortização	(343,8)	(381,2)	-9,8%	(692,6)	(796,5)	-13,1%
Custos	(276,2)	(261,2)	5,7%	(557,1)	(505,9)	10,1%
Despesas	(67,6)	(120,0)	-43,7%	(135,5)	(290,7)	-53,4%
Outras receitas/despesas	27,5	52,8	-48,0%	23,4	52,9	-55,8%
Equivalência Patrimonial	0,0	0,3	-97,8%	0,5	0,7	-29,5%
EBITDA ICVM 527/12	1.070,4	1.188,1	-9,9%	2.159,5	2.356,5	-8,4%
EBITDA Ajustado¹	1.070,4	1.188,4	-9,9%	2.182,7	2.357,1	-7,4%
Resultado Financeiro Líquido	(918,7)	(308,3)	198,0%	(1.625,8)	(743,4)	118,7%
EBT	(192,1)	498,6	N/A	(158,8)	816,6	N/A
Impostos Correntes	(36,1)	(45,5)	-20,6%	(96,1)	(100,1)	-3,9%
Impostos Diferidos	1.415,1	(63,1)	N/A	1.508,6	(103,9)	N/A
Resultado Líquido do Período	1.186,9	389,9	204,4%	1.253,6	612,6	104,6%
Resultado Líquido Participações Minoritárias	120,2	17,6	582,5%	247,8	17,4	N/A
Resultado Líquido Eneva	1.066,7	372,3	186,5%	1.005,9	595,2	69,0%

O EBITDA ICVM consolidado da Eneva totalizou R\$ 1.070,4 milhões no 2T24, redução de 9,9% frente ao registrado no 2T23, principalmente em função do término de contrato e encerramento das operações na UTE Fortaleza ao final de 2023, que registrou EBITDA de R\$ 163,3 milhões no 2T23. Excluindo os resultados da usina em ambas as comparações, o EBITDA consolidado da Eneva apresentaria crescimento de 4,5% no 2T24 em comparação ao 2T23.

No 2T24, dentre os principais efeitos que contribuíram positivamente para a variação do EBITDA na comparação com o 2T23, se destacam:

- Crescimento de R\$ 46,3 milhões no EBITDA da UTE Jaguatirica II, refletindo a maior disponibilidade da usina em função da estabilização operacional da usina, concluída em dezembro/23, impulsionando as receitas variáveis por despacho e reduzindo as deduções de receita fixa em razão de indisponibilidade;
- Aumento de R\$ 19,1 milhões no EBITDA do Complexo Parnaíba, principalmente em função do início do recebimento de receita fixa proveniente do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) da UTE Parnaíba V, que proporcionou aumento da margem fixa do segmento em R\$ 91,4 milhões, parcialmente compensado pelo menor nível de despacho do período, com redução de R\$ 67,0 milhões da margem variável;
- Crescimento de R\$ 19,6 milhões no EBITDA do segmento Solar, sobretudo, refletindo a melhora observada na disponibilidade do parque solar Futura I com redução de R\$ 23,0 milhões nos custos de aquisição de energia incentivada no mercado livre para atendimento aos contratos bilaterais firmados pelas geradoras quando comparado com o 2T23;

- Melhora de R\$ 27,5 milhões no EBITDA da Holding e Outros (ex-Equivalência), impactado especialmente pelo efeito *one-off* do reconhecimento de R\$ 32,0 milhões de créditos da Conta Consumo de Combustível – CCC na SPE Amapari como resultado de movimentação processual relevante ocorrida a favor da controlada, com reconhecimento do custo de combustível como despesa assessoria passível de reembolso da CCC. Vale destacar que o recebimento deste montante já havia acontecido anteriormente, de forma antecipada.

Como movimentos que impactaram negativamente o EBITDA do 2T24 comparado ao 2T23, além do encerramento das operações da UTE Fortaleza, o segmento de Upstream registrou redução de R\$ 65,1 milhões de EBITDA, em função, sobretudo, do menor nível de despacho do Complexo Parnaíba no trimestre. Adicionalmente, o EBITDA da UTE Porto de Sergipe I apresentou redução de R\$ 22,3 milhões na comparação anual, refletindo principalmente a contabilização de créditos extemporâneos *one-off* de PIS e Cofins, no 2T23, que impactaram o EBITDA no valor de R\$ 59,4 milhões, beneficiando o resultado daquele período, parcialmente compensados pelo crescimento da margem fixa da usina com o reajuste contratual da receita fixa e redução dos custos fixos.

O resultado financeiro líquido totalizou -R\$ 918,7 milhões no 2T24, em comparação aos -R\$ 308,2 milhões no mesmo período de 2023, principalmente em função do impacto não caixa da variação cambial sobre o arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I de -R\$ 567,4 milhões no 2T24, acompanhando a valorização da taxa de câmbio sobre o saldo do passivo remanescente em moeda estrangeira. Vale observar que, no 2T23, a variação cambial sobre o arrendamento do FSRU teve efeito positivo no resultado, como reflexo da desvalorização do câmbio naquele trimestre, contribuindo com resultado não caixa de R\$ 179,3 milhões naquele período.

Os tributos correntes e diferidos no 2T24 totalizaram um resultado credor de R\$ 1.379,0 milhões, frente ao resultado negativo de R\$ 108,6 milhões no 2T23. O valor do 2T24 foi impulsionado pelo efeito *one-off* positivo não caixa de R\$ 1.429,7 milhões, referente à baixa contábil passivo de IRPJ/CSL diferidos, constituídos em outubro de 2022 sobre a mais valia, no contexto da aquisição de 100% das ações da Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse). Naquele trimestre, como resultado da aquisição, foi registrado no Intangível mais valia de R\$ 4.565,8 milhões e, concomitantemente, constituído um passivo diferido sobre essa mais valia no montante de R\$ 1.552,3 milhões. A constituição desse passivo decorreu da amortização contábil da mais valia ser indedutível para fins da apuração do IRPJ/CSL, gerando diferença entre as bases contábeis e fiscais. Adicionalmente, essa constituição foi respaldada pela ausência de perspectiva de incorporação das empresas da Celse na Holding. No entanto, após o processo de refinanciamento da Celse ao final do 4T23, a Celse foi incorporada pela Eneva no 2T24, conforme condição estabelecida no processo de reestruturação de sua dívida. Com a incorporação, a amortização contábil da mais valia passa a ser dedutível para fins do IRPJ/CSL, dado que não há mais diferença entre as bases contábeis e fiscais por estarem na mesma SPE. Dessa forma, foi efetuada a baixa contábil do IRPJ diferido passivo remanescente reconhecido anteriormente, contabilizando efeito não recorrente e não caixa no resultado do 2T24.

Como resultado, a Companhia apurou lucro líquido de R\$ 1.186,9 milhões no 2T24, frente ao lucro de R\$ 389,9 milhões no mesmo período de 2023. Considerando as participações minoritárias, o resultado líquido da Eneva totalizou R\$ 1.066,7 milhões frente ao valor positivo de R\$ 372,3 milhões no 2T23.

FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

Fluxo de Caixa Livre	2T24	2T23	Var. Abs.	6M24	6M23	Var. Abs.
R\$ Milhões						
Posição de Caixa Início de Período ¹	2.387,7	1.474,0	913,7	2.592,6	2.022,6	570,0
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)	933,7	660,5	273,2	2.041,0	1.237,8	803,2
EBITDA ICVM 527/12	1.070,4	1.188,1	(117,7)	2.159,5	2.356,5	(197,0)
Var. Capital de Giro ²	(74,1)	(500,5)	426,4	(16,1)	(892,4)	876,3
Imposto de renda	(53,5)	(42,0)	(11,5)	(99,0)	(180,1)	81,1
Var. Outros ativos e passivos ²	(9,1)	14,9	(24,0)	(3,4)	(46,2)	42,8
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)	(508,1)	(660,0)	152,0	(1.110,2)	(981,6)	(128,6)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)	(1.113,2)	212,8	(1.326,0)	(1.823,4)	(592,2)	(1.231,2)
Efeito Líquido <i>Liability Management</i>	113,9	-	N/A	113,9	-	N/A
Captações	121,6	1.002,5	1.619,0	159,5	1.033,2	1.626,3
Amortização de Principal ³	(881,0)	(1.071,2)	(2.059,8)	(956,3)	(1.331,9)	(1.874,4)
Amortização de Juros ³	(148,5)	(591,9)	307,4	(627,1)	(1.005,4)	242,2
Arrendamento Mercantil	(104,4)	(73,7)	(30,7)	(209,4)	(132,8)	(76,6)
Outros	(214,9)	947,1	(1.161,9)	(304,0)	844,7	(1.148,7)
(=) Geração de Caixa Total	(687,6)	213,2	(900,9)	(892,5)	(335,9)	(556,6)
Posição de Caixa Final de Período ¹	1.700,1	1.686,7	13,4	1.700,1	1.686,7	13,4

1 – Inclui caixa e equivalentes de caixa.

2 – A partir do 1T24, as variações de Impostos a Recuperar e Impostos, Taxas e Contribuições a Recolher (Giro de Impostos), que antes estavam somadas dentro da linha de Variação de Outros Ativos e Passivos, passam a estar consolidadas dentro da linha de capital de giro. Para fins de comparabilidade, foi feito o ajuste retroativo também na coluna do 2T23.

3 – 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.

No 2T24, o fluxo de caixa operacional (FCO) totalizou R\$ 933,7 milhões, impulsionado pelo resultado operacional do trimestre, mas parcialmente compensado pela necessidade de capital de giro do período e pelos pagamentos de imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSL) no trimestre.

A variação de capital de giro no período foi basicamente em função dos seguintes efeitos:

- Aumento do saldo de contas a receber, com impacto de -R\$ 40,7 milhões no fluxo de caixa do 2T24, principalmente devido às receitas de despacho, para o SIN e exportação, referentes à geração do mês de junho/24, cujas parcelas serão recebidas ao longo do 3T24, seguindo os cronogramas de pagamento;
- Ajuste negativo com impacto de -R\$ 33,5 milhões no fluxo como contrapartida contábil ao valor não caixa reconhecido no EBITDA no 2T24 referente à variação do impacto da marcação a mercado da expectativa de realização dos contratos futuros de energia da Comercializadora.

Os pagamentos de IRPJ e CSL no período foram principalmente nas subsidiárias de comercialização e na Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (CELSE), que apuraram lucro tributável no 2T24, assim como nas SPEs Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. (PGC) e Parnaíba II Geração de Energia S.A. (Parnaíba II), em função do maior despacho no 2T24.

O fluxo de caixa de atividades de investimento no 2T24 totalizou saída de caixa total de R\$ 508,1 milhões, resultado, principalmente, dos seguintes desembolsos realizados:

- R\$ 198,2 milhões referentes ao projeto Azulão 950, considerando os pagamentos direcionados ao desenvolvimento de E&P e à construção das usinas;

- R\$ 132,6 milhões para as unidades de liquefação no Complexo Parnaíba para atendimento aos contratos de venda de GNL em pequena escala (SSLNG) para as instalações industriais da Suzano S.A, Vale S.A. e Companhia Pernambucana de Gás (Copergás);
 - R\$ 74,1 milhões em atividades de *Upstream* na Bacia do Parnaíba, incluindo a construção do gasoduto para conexão do Campo de Gavião Belo, e de exploração na Bacia do Amazonas;
 - R\$ 57,5 milhões destinados para capex *sustaining* das operações em todas as usinas da Companhia e para o desenvolvimento de projetos na Holding; e
- R\$ 41,2 milhões referentes a pagamentos remanescentes provisionados em períodos anteriores para a construção do Complexo Solar Futura 1 e UTE Parnaíba V e para a construção da UTE Parnaíba VI

O fluxo de caixa de financiamento do 2T24 totalizou saída de caixa líquida de R\$ 1.113,2 milhões, em função, sobretudo, dos impactos abaixo:

- Conclusão de processo de *liability management* ao longo de maio/24, com efeito líquido de R\$ 113,9 milhões, que envolveu: (i) captação de R\$ 2.500,0 milhões no âmbito da 10ª Emissão de Debêntures da Eneva, em 4 séries; (ii) pagamentos de principal e juros de R\$ 2.386,1 milhões referente à liquidação antecipada integral da 7ª emissão de debêntures e da 2ª série da 2ª emissão de debêntures da Eneva;
- Amortizações de principal, pagamento de juros e constituição de depósitos vinculados referentes aos financiamentos, no total de R\$ 1.029,5 milhões, seguindo o cronograma de pagamento previstos das dívidas, com destaque para o pagamento final das amortizações da 1ª série da 2ª Emissão de Debêntures da Eneva, em R\$ 794,6 milhões de principal e juros;
- R\$ 214,9 milhões em pagamentos registrados na linha “Outros”, sendo principalmente referentes a: (i) R\$ 80,2 milhões em custos de transação referentes à operação de *liability management*; (ii) R\$ 68,3 milhões relacionados ao contrato de antecipação parcial de recebíveis de direitos creditórios referentes à receita fixa das UTEs Itaqui e Pecém II; e (iii) R\$ 53,7 milhões em dividendos semestrais pagos ao Itaú Unibanco S.A. referentes à participação detida pelo banco nas ações preferenciais de emissão da controlada integral Eneva Participações III S.A., controladora das subsidiárias PGC e P-II;
- Desembolsos de R\$ 121,6 milhões realizados no 2T24, sendo: (i) R\$ 88,0 milhões junto ao banco alemão Landesbank Baden Wurttemberg (LBBW), referente à aquisição da sonda de perfuração; e (ii) R\$ 33,6 milhões junto ao BNB, referente à GNL Brasil, joint-venture de logística em que a Eneva possui 51% de participação;
- Pagamentos de R\$ 104,4 milhões em arrendamento mercantil, sendo cerca de R\$ 74,2 milhões destinados ao arrendamento do navio FSRU e do rebocador do Hub Sergipe, além de pagamentos de arrendamento nos segmentos *Upstream* e na operação do Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica;

Como resultado, a Eneva encerrou o 2T24 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 1.700,1 milhões, frente à posição de caixa de R\$ 2.387,7 milhões no final do 1T24.

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 e Parnaíba IV, além de ser a SPE responsável pelo desenvolvimento da UTE Parnaíba VI.

DRE – Geração Parnaíba	2T24	2T23	%	6M24	6M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	579,5	717,7	-19,3%	1.245,6	1.218,8	2,2%
Receita Fixa	494,5	383,7	28,9%	989,6	767,3	29,0%
Receita Variável	84,9	334,0	-74,6%	256,0	451,5	-43,3%
Contratual	1,8	0,0	N/A	33,0	0,1	N/A
Mercado de curto prazo	83,2	334,0	-75,1%	223,0	451,4	-50,6%
Exportação	71,1	294,7	-75,9%	131,9	380,7	-65,4%
Trading	14,2	37,4	-62,0%	33,5	53,8	-37,6%
Outros	(2,1)	1,8	N/A	57,6	16,9	240,8%
Deduções sobre a Receita Bruta	(80,4)	(121,0)	-33,6%	(162,9)	(195,2)	-16,5%
Devolução de Receita Fixa ²⁷	(22,2)	(48,7)	-54,5%	(38,0)	(72,8)	-47,8%
Receita Operacional Líquida	499,1	596,7	-16,4%	1.082,6	1.023,6	5,8%
Custos Operacionais	(237,7)	(348,8)	-31,9%	(534,4)	(591,1)	-9,6%
Custo Fixo	(148,6)	(140,2)	6,0%	(287,8)	(272,8)	5,5%
Transmissão e encargos regulatórios	(49,4)	(44,9)	10,1%	(99,6)	(89,2)	11,6%
O&M ²⁸	(33,0)	(29,1)	13,2%	(55,8)	(51,3)	8,7%
Arrendamento fixo UTG	(66,2)	(66,2)	0,0%	(132,4)	(132,2)	0,1%
Custo Variável	(48,1)	(178,5)	-73,1%	(165,2)	(240,2)	-31,2%
Gás Natural	(23,5)	(95,7)	-75,4%	(104,4)	(127,6)	-18,2%
Distribuidora	(2,8)	(8,2)	-66,4%	(8,7)	(10,8)	-19,5%
Arrendamento variável UTG	(4,4)	(32,1)	-86,3%	(11,0)	(40,2)	-72,6%
Trading	(10,9)	(31,2)	-65,1%	(25,8)	(44,8)	-42,5%
Outros ^{27,28}	(6,5)	(11,3)	-42,6%	(15,2)	(16,7)	-9,2%
Depreciação e amortização	(40,9)	(38,3)	7,0%	(81,4)	(78,1)	4,2%
Despesas Operacionais	(8,5)	(14,2)	-40,2%	(16,8)	(18,4)	-8,6%
SG&A	(8,3)	(14,0)	-40,5%	(16,2)	(18,0)	-10,0%
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,2)	-18,9%	(0,6)	(0,4)	55,7%
Outras Receitas/Despesas	(2,7)	0,1	N/A	(3,6)	0,1	N/A
EBITDA ICVM 527/12	291,4	272,2	7,0%	609,8	492,7	23,8%
Margem EBITDA (%)	50,3%	37,9%	12,3 p.p.	49,0%	40,4%	8,5 p.p.

No 2T24, as usinas do Complexo Parnaíba contabilizaram despacho regulatório concentrado no atendimento aos picos diários e horários de carga, diferentemente do despacho regulatório nulo registrado no 2T23. Por outro lado, em 2024, o período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% do mês de janeiro e 100% entre agosto e dezembro de 2024, ao passo que em 2023 o período de inflexibilidade contratual da usina foi 100% concentrado entre junho e novembro de 2023, ocasionando, portanto, despacho nulo por inflexibilidade contratual no 2T24 versus 2T23. Além disso, no período atual, o segmento contabilizou menor despacho para exportação, visto que, mesmo com a demanda do mercado argentino, ocorreu indisponibilidade técnica nas linhas

²⁷ No 2T24 houve mudança de tratamento contábil quanto à classificação das deduções de receita fixa em função dos volumes exportados para as usinas com contratos regulados por disponibilidade vigentes. Até o 1T24, estes valores eram contabilizados como custos variáveis e, a partir desse trimestre, foram reclassificadas para a rubrica de deduções de receitas. Para fins de comparabilidade entre os trimestres, os valores de 2023 foram alterados para refletir essa nova visão.

²⁸ No 2T24 houve alteração na classificação de determinados custos com Serviços de Terceiros que, até o 1T24 estavam contemplados na rubrica de “Outros – Variáveis”, sendo alocados agora para a rubrica de “Custo Fixo - O&M”. Para fins de comparabilidade entre os trimestres, os valores de 2023 foram alterados para refletir essa nova visão.

de transmissão e na conversora de Garabi - RS, inviabilizando as operações e reduzindo o volume exportado na comparação anual. Assim, no 2T24, o despacho médio do segmento somou 7%, frente aos 32% registrados no 2T23.

A receita fixa bruta totalizou R\$ 494,5 milhões, com crescimento de R\$ 110,9 milhões no 2T24, em função, sobretudo, de: (i) o início do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) da UTE Parnaíba V em janeiro/24, contribuindo com o valor de R\$ 92,4 milhões neste trimestre; e (ii) o reajuste contratual a IPCA dos contratos regulados das usinas Parnaíba I a III, aplicado em novembro/23.

Vale ressaltar que, nesse trimestre, após reavaliação da natureza dos lançamentos, foi realizada a reclassificação dos montantes referentes à devolução de receita fixa por motivos de exportação antes contabilizado na rubrica de “Custo Variável” para a rubrica de “Deduções sobre a Receita Bruta”.

Como resultado dos movimentos elencados acima, a receita operacional líquida das UTEs do Parnaíba somou R\$ 499,1 milhões no 2T24, uma redução de 16,4% frente ao registrado no mesmo período de 2023.

A receita variável bruta no 2T24 atingiu R\$ 84,9 milhões, redução de R\$ 249,0 milhões frente ao registrado no mesmo período de 2023, associada principalmente à combinação dos seguintes fatores:

- Redução de R\$ 223,6 milhões da receita de exportação de energia para a Argentina;
- Redução de R\$ 23,2 milhões da receita de trading no 2T24 em comparação ao mesmo período de 2023, em função do menor volume comercializado no período;
- Por outro lado, os despachos regulatórios ocorridos em junho/24 nas UTEs Parnaíba I, IV e V para atendimento à ponta de carga, tanto por ordem de mérito, quanto por restrição elétrica e *unit commitment*, resultaram em receita contratual de R\$ 1,8 milhão no 2T24, cenário não registrado no 2T23 dado o contexto hidrológico mais favorável e menor carga de energia no SIN naquele período, não demandando despacho termelétrico.

Os custos fixos contabilizaram crescimento de 6,0% no 2T24 frente ao 2T23 devido principalmente aos maiores custos com a TUST, conforme reajustes contratuais efetuados em julho/23, e aos maiores dispêndios com O&M em função do início da operação comercial da UTE Parnaíba V. Apesar do aumento observado nos custos, a margem fixa no 2T24 cresceu 44,6% na comparação com o 2T23, refletindo, sobretudo, os efeitos positivos da combinação do início do contrato regulado da Parnaíba V e do reajuste contratual das receitas reguladas das demais usinas com CCEARs vigentes, cujos valores superaram o crescimento dos custos fixos no período.

Já os custos variáveis somaram R\$ 48,1 milhões no período, redução de 73,1% em relação ao 2T23, justificados, principalmente, pelo menor despacho médio do período, reduzindo principalmente os custos variáveis de geração com compra de gás e o arrendamento variável, ambos pagos ao segmento de *Upstream*. Adicionalmente, o custo de trading reduziu 65,1% como reflexo do menor volume de operações de comercialização de energia realizado com a garantia física das UTEs no período. Como resultado do menor despacho, a margem variável totalizou R\$ 6,2 milhões no 2T24, redução de R\$ 67,0 milhões na comparação com o mesmo período do ano anterior.

Adicionalmente, o SG&A do segmento registrou redução de R\$ 5,7 milhões no 2T24 frente ao mesmo período de 2023, como resultado, principalmente, da menor alocação de *cost sharing* de despesas administrativas em virtude da revisão de critérios de rateio para a UTE Parnaíba V.

Considerados os efeitos explicados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 291,4 milhões no 2T24, aumento de 7,0% em relação ao 2T23, com crescimento de 12,3 p.p. na margem EBITDA entre os períodos. Apesar do menor despacho, o crescimento do EBITDA foi suportado, sobretudo, pelo início do CCEAR da UTE Parnaíba V, contribuindo para o aumento da margem fixa, cujo efeito superou a redução da margem variável no período.

Geração Térmica a Gás em Roraima

Este segmento é composto pela controlada Azulão Geração de Energia S.A., que contém o resultado da UTE Jaguaririca II (“UTE Jaguaririca II”) e compreende toda a operação desde a liquefação de gás natural até a geração de energia na usina. É importante observar que o resultado do Campo do Azulão é consolidado no segmento de *Upstream*.

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

DRE – UTE Jaguaririca II	2T24	2T23	%	6M24	6M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	193,7	176,8	9,5%	392,2	353,2	11,1%
Receita Fixa	141,5	135,0	4,8%	283,1	270,1	4,8%
Receita Variável	52,1	41,8	24,8%	109,2	83,1	31,4%
Contratual	52,1	41,8	24,8%	109,2	83,1	31,4%
Deduções sobre a Receita Bruta	(14,4)	(45,0)	-68,0%	(25,0)	(88,7)	-71,9%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(5,4)	(36,9)	-85,5%	(6,6)	(72,7)	-91,0%
Receita Operacional Líquida	179,3	131,9	36,0%	367,3	264,5	38,9%
Custos Operacionais	(108,6)	(91,2)	19,0%	(211,4)	(180,2)	17,3%
Custo Fixo	(35,6)	(29,3)	21,6%	(59,8)	(56,1)	6,6%
Transmissão e encargos regulatórios	(2,0)	(0,3)	540,2%	(2,0)	(0,6)	218,0%
O&M ²⁹	(33,6)	(29,0)	15,9%	(57,8)	(55,5)	4,2%
Custo Variável	(33,4)	(35,9)	-7,0%	(73,3)	(69,1)	6,1%
Gás Natural	(13,7)	(12,4)	10,6%	(28,6)	(22,3)	28,3%
Outros ²⁹	(19,7)	(23,5)	-16,2%	(44,7)	(46,8)	-4,4%
Depreciação e amortização	(39,6)	(26,0)	52,0%	(78,3)	(55,1)	42,3%
Despesas Operacionais	(7,3)	(9,7)	-24,4%	(13,7)	(13,6)	1,0%
SG&A	(7,3)	(9,7)	-24,4%	(13,7)	(13,6)	1,0%
Depreciação e amortização	(0,0)	-	N/A	(0,0)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	0,2	(0,1)	N/A	(0,5)	(0,1)	301,4%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	103,1	56,9	81,4%	219,9	125,6	75,2%
Margem EBITDA (%)	57,5%	43,1%	14,4 p.p.	59,9%	47,5%	12,4 p.p.

A receita operacional líquida da UTE Jaguaririca II totalizou R\$ 179,3 milhões no 2T24, com crescimento de R\$ 47,4 milhões em relação ao 2T23, principalmente em função dos seguintes fatores:

- Crescimento de R\$ 6,5 milhões na receita fixa bruta, em função do reajuste contratual pelo IPCA efetivado em novembro/23;
- Crescimento de R\$ 10,3 milhões na receita variável bruta, refletindo a melhora expressiva na disponibilidade operacional da usina, de 82% de disponibilidade no 2T23 para 97% no 2T24, resultando em maior volume de energia gerada e vendida para o Sistema Isolado de Roraima;
- Redução significativa de R\$ 30,6 milhões de deduções da receita fixa, rubrica composta por, além dos impostos sobre receitas devidos pela usina de PIS e COFINS em 3,65% e P&D em 1%, também pelas deduções de receita referente à penalidade por indisponibilidade, conforme contrato regulado.

Os custos fixos do segmento totalizaram R\$ 35,6 milhões no 2T24, crescimento de R\$ 6,3 milhões frente ao mesmo período de 2023, reflexo, principalmente, da: (i) revisão da tarifa do Controle de Custódia do Sistema Integrado (CCSI), equivalente à tarifa de TUST para o Sistema Isolado, com impacto de R\$ 1,7 milhão no 2T24; (ii) aumento de R\$ 1,1 milhão no custo de pessoal em função da mudança no entendimento da contabilização do custo de *headcount*

²⁹ Reclassificação de R\$ 21,0 milhões do custo variável de transporte que no 2T23 foi contabilizado como “Custo Fixo - O&M”, passando para a rubrica de “Custo Variável – Outros”.

associado à implementação da NR13, anteriormente direcionado ao SG&A da usina; (iii) aumento de R\$ 3,3 milhões em custos com O&M em função de efeitos *one-off* de estornos de provisão realizados no 2T23, reduzindo o montante daquele período.

Como resultado do crescimento da receita fixa associado à redução das deduções de receita por indisponibilidade operacional, foi registrada ampliação da margem fixa do segmento em R\$ 24,0 milhões no 2T24 comparado ao mesmo período de 2023.

Já os custos variáveis reduziram R\$ 2,5 milhões no 2T24 *versus* o 2T23, com melhora do custo unitário em cerca de R\$ 47,2/MWh, em função, sobretudo, dos menores custos com químicos, assim como pelo menor custo variável do sistema de transporte, com a melhoria de eficiência da usina após a conclusão do processo de estabilização. Os menores custos, em conjunto com a maior receita variável devido à maior geração do período e a menor dedução de receita por indisponibilidade operacional, propiciou crescimento da margem variável do segmento em R\$ 19,6 milhões no 2T24.

Já a rubrica de SG&A contabilizou redução de R\$ 2,4 milhões na comparação dos períodos, em função da realocação de custo de pessoal para o O&M e da revisão do critério de rateio de despesas da Holding para as SPEs.

No 2T24 o EBITDA do segmento registrou alta de R\$ 46,3 milhões quando comparado ao 2T23, totalizando R\$ 103,1 milhões no período, impulsionado, pelo aumento das margens fixas e variáveis no período e pelas menores despesas gerais e administrativas, refletindo a melhoria expressiva da disponibilidade após a conclusão da estabilização do Complexo Azulão-Jaguatirica no 4T23.

Vale ressaltar que o crescimento da rubrica de depreciação e amortização de custos no período refletiu uma transferência de valores sendo classificados em imobilizado em andamento para imobilizado em serviço no período, além do aumento da base, dada a aquisição e entrada em operação de novos *cryoboxes*, equipamentos e estruturas relacionadas para suportar as otimizações realizadas nas plantas, principalmente na expansão do sistema de liquefação da planta.

Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Este segmento é composto pelo resultado dos ativos UTE Fortaleza e UTE Porto de Sergipe I, adquiridos pela Eneva por meio das aquisições das empresas CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”) e CELSE – Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (“CELSE”) em 23 de agosto de 2022 e 03 de outubro de 2022, respectivamente.

A CGTF tem como principal ativo operacional a UTE Fortaleza, uma usina termelétrica a gás, implantada a partir do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) do governo federal. A usina possuía contrato de comercialização de energia da usina com a distribuidora Companhia Energética do Ceará S.A. (“COELCE”), celebrado em 31 de agosto de 2001, que vigorou até dezembro de 2023. A CGTF era uma empresa controlada pela Eneva S.A. até março de 2023, quando foi incorporada na Holding. Desde março de 2023, os resultados da UTE Fortaleza (antiga SPE CGTF) são registrados contabilmente dentro da SPE Eneva S.A. No entanto, nesse documento, eles são apresentados separadamente, no intuito de facilitar a análise dos resultados do segmento. Vale destacar que a UTE Fortaleza foi desligada em dezembro de 2023 após a conclusão do prazo de suprimento contratual de geração com a distribuidora e o ativo permanecerá em hibernação enquanto a Eneva avalia eventuais oportunidades de contratação de novo ciclo para essa usina. Os dados dos períodos anteriores serão apresentados para fins de comparação histórica.

A CELSE tem como principal ativo operacional a UTE Porto de Sergipe I, uma usina termelétrica a gás natural em ciclo combinado.

DRE – UTE Porto de Sergipe I	2T24	2T23	%	6M24	6M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	545,6	509,0	7,2%	1.085,1	1.013,8	7,0%
Receita Fixa	521,1	497,1	4,8%	1.042,1	994,2	4,8%
Receita Variável	24,5	11,8	106,9%	43,0	19,6	119,6%
Contratual	-	-	N/A	-	-	N/A
Mercado de curto prazo	24,5	11,8	106,9%	43,0	19,6	119,6%
Lastro (FID)	24,5	11,8	106,9%	43,0	19,6	119,6%
Outros	-	-	N/A	-	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(52,8)	(50,4)	4,8%	(103,4)	(101,6)	1,8%
Receita Operacional Líquida	492,7	458,6	7,5%	981,7	912,2	7,6%
Custos Operacionais	(200,5)	(192,1)	4,4%	(395,9)	(387,2)	2,2%
Custo Fixo	(69,2)	(84,0)	-17,6%	(143,7)	(177,6)	-19,1%
Transmissão e encargos regulatórios	(40,5)	(39,3)	2,8%	(80,8)	(78,0)	3,5%
O&M ³⁰	(5,6)	(19,2)	-70,8%	(21,8)	(45,9)	-52,4%
Outros Fixos	(23,2)	(25,5)	-9,0%	(41,1)	(53,7)	-23,6%
Custo Variável	(32,4)	(12,0)	169,9%	(56,1)	(21,1)	165,8%
Lastro (FID)	(30,4)	(10,8)	180,2%	(53,5)	(18,1)	195,4%
Outros	(2,1)	(1,2)	75,7%	(2,5)	(3,0)	-14,6%
Depreciação e amortização	(98,8)	(96,0)	2,9%	(196,1)	(188,5)	4,0%
Despesas Operacionais	(2,8)	(9,8)	-71,4%	(6,5)	(14,2)	-54,4%
SG&A	(2,8)	(9,7)	-70,7%	(6,6)	(14,0)	-52,9%
Depreciação e amortização	0,0	(0,1)	N/A	0,1	(0,2)	N/A
Outras receitas/despesas	1,5	59,2	-97,4%	0,9	59,4	-98,5%
EBITDA ICVM 527/12	389,7	412,0	-5,4%	776,2	758,9	2,3%
% Margem EBITDA	79,1%	89,9%	-10,8 p.p.	79,1%	83,2%	-4,1 p.p.
DRE – UTE Fortaleza	2T24	2T23	%	6M24	6M23	%
R\$ Milhões						
EBITDA ICVM 527/12	(0,5)	163,3	N/A	(6,2)	287,6	N/A

³⁰ Reclassificação de R\$ 3,6 milhões no 2T23 e R\$ 8,1 milhões no 1S23 do O&M para Outros Fixos referentes aos custos de BOG em função da mudança no entendimento da contabilização desse custo.

A receita operacional líquida da UTE Porto de Sergipe I somou R\$ 492,7 milhões no 2T24, crescimento de 7,5% frente ao mesmo período de 2023, em função de:

- Aumento de R\$ 23,9 milhões da receita fixa frente ao 2T23, reflexo do reajuste contratual dos contratos regulados, ocorrido em novembro/23; e
- Aumento de R\$ 12,7 milhões de receita variável no 2T23, em função da realização de operações de comercialização de lastro para recomposição de garantia física, mecanismo que possui contrapartida equivalente na rubrica de “Custos Variáveis – Lastro (FID)”

Os custos fixos da usina somaram R\$ 69,2 milhões no 2T24, redução de R\$ 14,8 milhões em relação ao mesmo período de 2023, sobretudo em função da combinação dos seguintes efeitos:

- Redução de R\$ 13,6 milhões nos custos de O&M, principalmente referentes à revisão do escopo da apólice de seguros operacionais, após reavaliação de riscos associados à operação do FSRU;
- Redução de R\$ 2,3 milhões em comparação ao 2T23, decorrente dos menores custos com consumo interno do navio FSRU e *Boil-Off-Gas* (BOG), em função da ausência de despacho (produção de gás);
- Aumento de R\$ 1,1 milhão no custo de TUST em função do reajuste anual contratual ocorrido em julho/23.

Como resultado da melhora da receita fixa e da redução dos custos fixos, a margem fixa da UTE Porto de Sergipe I cresceu R\$ 37,5 milhões no 2T24 *versus* 2T23.

Vale destacar que a rubrica de “Outras receitas/despesas”, no 2T23, foi impactada positivamente, no montante de R\$ 59,4 milhões, pela contabilização de créditos extemporâneos de PIS e Cofins, decorrentes da ampliação do conceito de insumos e das operações de venda de energia para distribuidora localizada na Zona Franca de Manaus e compradora de aproximadamente 10,6% da energia comercializada pela UTE no leilão A-5 de 2015, no período compreendido entre 2021 e 2023.

Como resultado da combinação dos efeitos acima explicitados, o EBITDA da UTE Porto do Sergipe I totalizou R\$ 389,7 milhões no trimestre, redução de R\$ 22,3 milhões em relação ao 2T23, reflexo do impacto não recorrente de R\$ 59,4 milhões dos créditos extemporâneos de PIS e Cofins no 2T23, que beneficiou o resultado naquele trimestre, parcialmente compensado pelo aumento da margem fixa no 2T24.

Vale ressaltar também que, em junho/24 foi celebrado o primeiro contrato de suprimento de gás natural flexível, utilizando a capacidade do FSRU, com a Linhares Geração S.A.. O contrato terá duração de 15 anos, garantindo fluxo de receita firme pela comercialização de parcela da capacidade disponível do terminal nesse período, com início de vigência a partir de 1º de julho de 2026, e eventuais *upsides* com o fornecimento de gás para a UTE. A assinatura deste contrato representou o primeiro contrato de suprimento de gás para termelétrica firmado entre companhias privadas no país, reforçando o pioneirismo da Eneva no mercado brasileiro de gás natural, além de estar alinhado ao planejamento estratégico da Companhia, que prevê a oferta de soluções inovadoras ao mercado de gás natural na malha a partir do Hub Sergipe.

Como evento subsequente ao trimestre, vale também pontuar que, no mês de julho/24, após a reestruturação financeira da dívida da Celse iniciada no 3T23, que liberou a subsidiária para a reorganização societária no grupo econômico da Eneva, ocorreu a conclusão do processo de incorporação da subsidiária Celse na Holding, cujos efeitos societários foram retroativos a junho/24. A conclusão dessa incorporação representa um importante marco de destravamento de valor para a Eneva a partir da Celse, viabilizando a obtenção de sinergias financeiras e societárias, otimizando a gestão de gastos e despesas e já possibilitando o melhor aproveitamento das despesas financeiras da Holding. Adicionalmente, conforme mencionado na seção Consolidado, a incorporação também permite o início do

aproveitamento da mais-valia; bem como a entrada do resultado da Celse na Holding contribui para a aceleração da utilização do prejuízo acumulado na Holding.

Em relação à UTE Fortaleza, com o fim do contrato de comercialização de energia entre a usina e a COELCE, o ativo encontra-se em estágio de hibernação operacional desde o final do 4T23, tendo sido contabilizados dispêndios no montante de R\$ 1,2 milhão na linha de “Outras Receitas e Despesas” para a manutenção e conservação ao longo do 2T24. Além disso, nesse trimestre, ocorreu a contabilização do custo remanescente de TUST na ordem de R\$ 0,8 milhão. Em compensação, ocorreram revisões de contabilizações de períodos anteriores na ordem de: (i) R\$ 1,1 milhão na rubrica de “Deduções sobre a Receita Bruta”; e (ii) R\$ 0,5 milhão na rubrica de “SG&A”. Como resultado, o EBITDA da usina totalizou -R\$ 0,5 milhão no período.

Geração Térmica a Carvão

Este segmento é composto pelas controladas Itaqui Geração de Energia S.A. e Pecém II Geração de Energia S.A.

DRE – Geração a Carvão	2T24	2T23	%	6M24	6M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	268,1	257,1	4,2%	533,7	514,7	3,7%
Receita Fixa	268,1	255,7	4,8%	536,1	511,4	4,8%
Receita Variável	-	1,5	N/A	(2,4)	3,4	N/A
Contratual	-	0,0	N/A	0,6	0,1	477,3%
Mercado de curto prazo	-	1,4	N/A	(3,0)	3,3	N/A
Lastro (FID)	-	1,5	N/A	-	3,0	N/A
Outros	-	(0,1)	N/A	(3,0)	0,3	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(27,8)	(26,6)	4,5%	(55,3)	(53,2)	3,9%
Receita Operacional Líquida	240,3	230,5	4,2%	478,4	461,5	3,7%
Custos Operacionais	(121,4)	(123,0)	-1,4%	(242,9)	(238,9)	1,6%
Custo Fixo	(69,9)	(68,9)	1,4%	(137,8)	(130,8)	5,3%
Transmissão e encargos regulatórios	(18,3)	(17,1)	6,6%	(36,5)	(33,7)	8,4%
O&M	(51,6)	(51,8)	-0,3%	(101,2)	(97,1)	4,2%
Custo Variável	(0,9)	(3,6)	-73,5%	(4,0)	(7,2)	-44,0%
Combustível	-	(0,0)	N/A	(1,4)	(0,0)	N/A
Lastro (FID)	-	(1,4)	N/A	-	(3,1)	N/A
Outros	(0,9)	(2,2)	-56,0%	(2,6)	(4,1)	-36,9%
Depreciação e amortização	(50,5)	(50,5)	0,0%	(101,1)	(100,9)	0,1%
Despesas Operacionais	(10,1)	(10,9)	-7,5%	(20,9)	(17,2)	21,9%
SG&A	(9,7)	(10,5)	-7,3%	(20,3)	(16,4)	23,4%
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,4)	-15,0%	(0,6)	(0,7)	-12,1%
Outras Receitas/Despesas	(3,1)	2,3	N/A	(1,2)	1,9	N/A
EBITDA ICVM 527/12	156,6	149,81	4,5%	315,1	309,0	2,0%
Margem EBITDA (%)	65,2%	65,0%	0,2 p.p.	65,9%	66,9%	-1,1 p.p.

A receita operacional líquida do segmento de geração a carvão registrou crescimento de R\$ 9,7 milhões no 2T24 em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior, reflexo da combinação de dois fatores: (i) aumento de R\$ 12,4 milhões na rubrica de receita fixa em função do reajuste anual contratual, efetivado em novembro/23; (ii) redução de R\$ 1,5 milhão de receita variável em função da não realização de operações de recomposição de lastro no 2T24, dado o nível de disponibilidade das UTEs que compõem o segmento. Vale ressaltar que essas receitas relacionadas à recomposição de lastro possuem contrapartida em montante similar em custos na rubrica de “Custo Variável - Lastro (FID)”.

No 2T24, os custos fixos do segmento contabilizaram aumento marginal de 1,4% frente ao mesmo período do ano anterior, resultado dos maiores custos com TUST decorrente dos reajustes contratuais efetuados em julho/23 e da manutenção dos custos de O&M, materializando os esforços da Companhia na gestão de eficiência de custos operacionais. Por consequência, a margem fixa do segmento contabilizou um aumento de R\$ 10,1 milhões na comparação dos períodos, de um total de R\$ 160,3 milhões no 2T23 para R\$ 170,4 milhões no 2T24.

Os custos variáveis foram praticamente nulos no 2T24, em um total de R\$ 0,9 milhões, com redução de R\$ 2,7 milhões na comparação com o 2T23, dado que no 2T24 as usinas permaneceram desligadas, enquanto no mesmo trimestre do ano anterior houve apenas um pequeno volume de energia gerado por motivo de inflexibilidade para a realização de comissionamentos.

Já o SG&A registrou redução de R\$ 0,8 milhão na comparação dos períodos devido à menor alocação de *cost sharing* de despesas corporativas no período, resultado de uma reavaliação dos critérios de rateio de despesas de TI para outras operações. Por outro lado, a rubrica de Outras Receitas e Despesas apresentou despesa líquida de

-R\$ 3,1 milhões em função do registro de uma provisão de despesa no 2T24, frente ao resultado positivo de R\$ 2,3 milhões no 2T23 referente a uma reversão de provisão, resultando em um valor positivo para essa rubrica naquele período.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o EBITDA do segmento de geração a carvão atingiu R\$ 156,6 milhões, melhora de R\$ 6,7 milhões frente ao mesmo período de 2023, impulsionado pelo crescimento da margem fixa, melhoria do SG&A, mas parcialmente compensando pela variação negativa em Outras Receitas e Despesas. A Margem EBITDA do segmento atingiu 65,2% no 2T24, ligeira expansão de 0,2 p.p..

Geração Solar

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

A operação comercial do Complexo Futura teve início ao final de maio/23, portanto o 2T23 não reflete um trimestre típico de operação total do parque solar. Determinadas rubricas, como de custos de O&M, despesas gerais e administrativas e depreciação & amortização, só passaram a ser registradas em resultados à partir do COD do Complexo, e outras rubricas, como receitas e custos variáveis, são impactadas pela menor geração devido ao período de testes e necessidade de compra de energia, como será melhor explicado abaixo.

DRE – Geração Solar	2T24	2T23	%	6M24	6M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	69,1	74,8	-7,7%	140,3	74,9	87,5%
Receita Fixa	66,0	69,8	-5,4%	134,0	69,8	92,1%
Receita Variável	3,1	5,1	-39,2%	6,4	5,1	24,7%
Mercado de curto prazo	3,1	5,1	-39,2%	6,4	5,1	24,7%
Deduções sobre a Receita Bruta	(5,5)	(6,3)	-13,6%	(9,0)	(6,3)	42,0%
Receita Operacional Líquida	63,6	68,5	-7,2%	131,3	68,5	91,7%
Custos Operacionais	(64,2)	(70,1)	-8,3%	(120,5)	(81,9)	47,3%
Custo Fixo	(20,1)	(12,6)	59,1%	(40,6)	(24,5)	65,3%
Transmissão e encargos regulatórios	(11,0)	(10,1)	8,9%	(21,9)	(21,9)	0,3%
O&M	(9,1)	(2,5)	259,2%	(18,6)	(2,7)	599,4%
Custo Variável	(16,7)	(39,7)	-58,0%	(25,9)	(39,5)	-34,5%
Compra de Energia (Lastro FID)	(7,3)	(20,5)	-64,6%	(13,1)	(20,5)	-36,1%
Ressarcimento Encargos	(9,2)	(19,4)	-52,6%	(12,5)	(19,4)	-35,4%
Outros	(0,2)	0,2	N/A	(0,3)	0,4	N/A
Depreciação e amortização	(27,5)	(17,7)	55,1%	(54,1)	(17,8)	204,0%
Despesas Operacionais	(3,0)	(5,2)	-42,0%	(7,0)	(8,7)	-19,3%
SG&A	(2,9)	(5,1)	-43,0%	(6,8)	(8,5)	-19,8%
Depreciação e amortização	(0,1)	(0,1)	8,1%	(0,2)	(0,2)	-2,6%
Outras Receitas/Despesas	2,8	(9,3)	N/A	3,0	(7,7)	N/A
Equivalência Patrimonial	-	5,5	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	26,8	7,2	271,4%	61,1	(11,7)	N/A
Margem EBITDA (%)	42,1%	10,5%	31,6 p.p.	46,5%	-17,1%	N/A

No 2T24, o segmento de geração solar somou receita operacional líquida de R\$ 63,6 milhões, frente à receita líquida de R\$ 68,5 milhões no 2T23. Essa variação foi resultado de:

- Redução de R\$ 3,8 milhões na receita fixa contratada associada aos contratos bilaterais na modalidade de autoprodução de energia, reflexo de dois efeitos: (i) celebração, em novembro/23, de um novo contrato com a Vallourec, elevando o volume de energia contratada do Complexo Futura, com aumento esperado no volume de receita fixa; (ii) efeito esse compensado pela renegociação dos preços de venda de energia do contrato com a White Martins ocorrida no 1T24, que reduziu o preço acordado a ser pago às SPEs Futura 1, 3 e 4, mas com contrapartida correspondente no preço de compra de energia com a Comercializadora, sendo o efeito da renegociação nulo na visão consolidada da Companhia. Os preços médios de venda de energia dos contratos firmados nas 5 SPEs do Complexo Futura, já considerando a renegociação mencionada, são demonstrados abaixo:

Contratos Bilaterais ACL (Futura 1)	2024 - 2030	2031+
Complexo Solar Futura 1		
% de Energia Contratada (MWh médios ano)	84%	30%
Preço Médio (R\$/MWh)	184,5	185,2

- Variação de -R\$ 2,0 milhões de receita variável pela venda de energia frente ao valor do 2T23, referente ao período em que o Complexo Futura se encontrava em fase de comissionamento, dado que a geração para testes é contabilizada nessa rubrica.

Os custos fixos no trimestre somaram R\$ 20,1 milhões, compostos por valores relacionados a TUST e custos com O&M. Na comparação anual, os custos de O&M aumentaram R\$ 6,6 milhões, refletindo a contabilização de um trimestre inteiro de custos no 2T24. É importante registrar, porém, que os custos com O&M no segmento solar vem apresentando reduções sequenciais e no 2T24 atingiram um patamar inferior ao registrado nos últimos trimestres (-R\$ 12,2 milhões no 4T23, -R\$ 9,5 milhões no 1T24) em função, principalmente, da menor necessidade de aquisição de sobressalentes e da redução das despesas com prestação de serviços de terceiros para manutenção do parque.

Por sua vez, os custos variáveis somaram R\$ 16,7 milhões, redução relevante de R\$ 23,0 milhões na comparação com o 2T23, como reflexo do menor volume de compra de energia incentivada no mercado livre para cumprimento dos contratos bilaterais de autoprodução (-R\$ 13,3 milhões no 2T24 vs. 2T23) e dos menores custos com ressarcimentos de encargos às contrapartes (-R\$ 10,2 milhões no 2T24 vs. 2T23), uma vez que o Complexo iniciou operação comercial ao final do trimestre, mas já havia firmado contratos de venda energia em autoprodução para aquele período.

Vale ressaltar que a análise comparativa do segmento solar deve considerar a sazonalidade da geração de energia ao longo do ano. De acordo com as características do Complexo, o último trimestre apresenta maior irradiância e incidência solar e, conseqüentemente, maior geração de energia, com redução gradual da geração ao longo do primeiro semestre, sendo que o período compreendido entre abril e julho apresenta usualmente os menores índices de irradiância do ano. A despeito da sazonalidade, vale ressaltar que o Complexo atingiu disponibilidade de 98,5% em junho/2024, o melhor desempenho desde o início da operação comercial.

No 2T24, o SG&A totalizou R\$ 2,9 milhões, redução frente ao valor de R\$ 5,1 milhões registrado no 2T23, trimestre impactado pelo efeito retroativo de cerca de R\$ 1,5 milhão de despesas referentes ao primeiro trimestre em função da revisão do critério de rateio de custos da Holding para as SPEs concluída em junho/23.

Como resultado dos efeitos mencionados acima, o EBITDA do segmento no 2T24 alcançou R\$ 26,8 milhões, com margem EBITDA de 42,1%, crescimento de R\$ 19,6 milhões frente ao resultado do 2T23.

Upstream (E&P)

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

DRE – Upstream	2T24	2T23	%	6M24	6M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Bruta	123,1	230,8	-46,7%	313,9	396,4	-20,8%
Receita Fixa	72,9	72,9	0,0%	145,9	145,9	0,0%
Receita Variável	50,1	157,9	-68,3%	168,0	250,5	-32,9%
Contrato de Venda de Gás	38,1	115,2	-67,0%	137,0	159,9	-14,3%
Contrato de Arrendamento	4,4	35,4	-87,5%	11,7	44,1	-73,5%
Venda de Condensado	7,6	7,2	5,5%	19,3	46,5	-58,6%
Deduções sobre a Receita Bruta	(14,5)	(28,3)	-48,9%	(42,3)	(54,6)	-22,6%
Receita Operacional Líquida	108,6	202,5	-46,4%	271,6	341,8	-20,5%
Custos Operacionais	(49,4)	(75,3)	-34,4%	(120,1)	(135,1)	-11,1%
Custo Fixo	(23,6)	(30,7)	-22,9%	(50,0)	(58,3)	-14,3%
Custo O&M (OPEX)	(23,6)	(30,7)	-22,9%	(50,0)	(58,3)	-14,3%
Custo Variável	(6,8)	(15,3)	-55,5%	(24,1)	(25,5)	-5,7%
Participações Governamentais	(4,5)	(13,6)	-67,2%	(19,3)	(22,1)	-12,4%
Custo com Compressores	(2,3)	(1,7)	38,6%	(4,7)	(3,4)	37,2%
Depreciação e amortização	(18,9)	(29,3)	-35,5%	(46,1)	(51,3)	-10,1%
Despesas Operacionais	(29,3)	(40,3)	-27,4%	(72,2)	(79,1)	-8,7%
Despesas com Exploração Geologia e Geofísica	(20,8)	(35,9)	-42,0%	(58,9)	(69,4)	-15,1%
Poços Secos	-	(0,3)	N/A	(23,2)	(0,6)	N/A
SG&A	(5,8)	(4,4)	31,6%	(8,0)	(9,7)	-18,0%
Depreciação e amortização	(2,6)	-	N/A	(5,3)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	0,0	0,0	52,5%	0,0	(0,1)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	51,5	116,3	-55,7%	130,8	178,8	-26,9%
EBITDA excluindo poços secos³¹	51,5	116,6	-55,8%	154,0	179,4	-14,2%
Margem EBITDA (%) excluindo poços secos	47,5%	57,6%	-10,1 p.p.	56,7%	52,5%	4,2 p.p.

No 2T24, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R\$ 108,6 milhões, apresentando uma redução de 46,4% frente ao montante do 2T23, justificada, sobretudo, por:

- Redução de R\$ 77,2 bilhões nas receitas de vendas de gás, reflexo da queda de 0,13 bcm no volume de gás produzido no Complexo Parnaíba, em resposta ao menor despacho no período, em função de dois principais efeitos: (i) redeclaração do período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II, estabelecido em 100% do mês de janeiro e 100% entre agosto e dezembro de 2024, em comparação com o ano anterior, onde o período de inflexibilidade foi 100% concentrado entre junho e novembro e; (ii) diminuição no volume de exportação na comparação anual; e
- Redução de R\$ 31,0 milhões nas receitas provenientes dos contratos de arrendamento variável do Complexo Parnaíba, como resultado do menor despacho e, portanto, menor repasse de resultado variável das térmicas ao *Upstream*. Adicionalmente, vale ressaltar que, dentre as usinas que possuem contrato de arrendamento variável, apenas a UTE Parnaíba I gerou nesse trimestre, com o repasse da margem variável positiva para o *Upstream*, ao passo que no 2T23 houve repasse de arrendamento variável também na UTE Parnaíba III.

Sobre a redução no volume de exportação, vale destacar que, conforme mencionado anteriormente, a Argentina começou a sinalizar demanda crescente por energia desde o início do mês de maio, mas as operações de exportação

³¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos e constituição ou reversão de provisões para crédito de liquidação duvidosa (PCLD).

foram efetivamente retomadas a partir do dia 28 daquele mês, com o retorno da disponibilidade da conversora de Garabi, devido às chuvas que atingiram a região Sul do Brasil. Após uma demanda intermitente ao longo de Junho, devido a ondas de calor e a chegada de cargas de GNL previamente contratadas, a demanda por exportação seguiu firme ao longo do mês de julho, quando tivemos volume mensal de exportação recorde, e agosto.

Os custos operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 30,4 milhões no 2T24, o que representa uma redução de 33,7% em relação ao contabilizado no 2T23, reflexo do cenário de menor despacho e produção de gás no trimestre, refletindo-se em diminuição de gastos com Participações Governamentais (*royalties*). Os custos com Operação & Manutenção (O&M), por sua vez, também diminuíram, sobretudo em função dos menores valores com produtos e serviços relacionados à operação, em R\$ 3,8 milhões, e da redução de R\$ 2,4 milhões em virtude da classificação do transporte de condensado para contratos de uso de ativo (IFRS16) a partir do final de 2023, conforme normas de contabilização.

Como resultado da manutenção da receita fixa no trimestre e reduções de custos fixos em função da combinação dos efeitos acima explicados, a margem fixa aumentou de R\$ 33,3 milhões para R\$ 40,7 milhões do 2T23 para o 2T24.

Além disso, as despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, reduziram R\$ 13,7 milhões no 2T24 em relação ao mesmo período no ano anterior, refletindo, principalmente, os menores dispêndios com Exploração, Geologia e Geofísica, com o encerramento da campanha sísmica em andamento no Parnaíba entre o 3T22 e o 3T23.

Já as despesas referentes ao SG&A, tiveram um aumento de R\$ 1,4 milhão, em função da revisão do critério de rateio de custos da Holding para as SPEs, realizada no 2T23, o que gerou um efeito credor retroativo no resultado.

Como resultado dos efeitos destacados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 51,5 milhões no 2T24, reduzindo 55,7% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, impulsionado pelo cenário de redução de despacho.

Comercialização

Este segmento é composto pela controlada indireta Eneva Comercializadora de Energia Ltda e, a partir de março/22, foram somadas nesse segmento as SPEs de comercialização provenientes da aquisição da Focus Energia Holding Participações S.A. (“Focus Energia”). Vale ressaltar que no 2T24 foi concluída a incorporação das subsidiárias FC One Energia Ltda., Focus Energia Ltda. e Platinum Comercializadora de Energia Participações Ltda na Eneva S.A. No entanto, para fins de melhor compreensão, esses resultados continuarão a ser apresentados nesse segmento.

O segmento de comercialização tem como principais atividades a compra e venda da energia de terceiros, operações de hedge contra os efeitos de variações de preço de energia para as usinas do grupo e a atividade de comercialização de soluções em gás e energia para clientes finais.

DRE – Comercialização	2T24	2T23	%	6M24	6M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Líquida	576,7	693,7	-16,9%	1.036,5	1.533,9	-32,4%
Var. MtM Contratos Futuros Energia	33,5	37,9	-11,8%	31,3	241,9	-87,1%
Custos Operacionais	(483,3)	(605,2)	-20,1%	(869,1)	(1.162,9)	-25,3%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(479,0)	(604,0)	-20,7%	(863,7)	(1.161,5)	-25,6%
Outros	(4,3)	(1,1)	276,7%	(5,4)	(1,4)	278,3%
Despesas Operacionais	(11,3)	(15,4)	-26,5%	(26,2)	(29,5)	-11,2%
SG&A	(10,9)	(15,1)	-27,3%	(25,5)	(28,9)	-11,8%
Depreciação e amortização	(0,4)	(0,3)	11,6%	(0,7)	(0,7)	13,5%
Outras Receitas/Despesas	(0,4)	0,0	N/A	(0,6)	0,2	N/A
Equivalência Patrimonial	(0,0)	0,0	N/A	(0,0)	0,0	N/A
EBITDA ICVM 527/12	82,2	73,5	11,8%	141,3	342,3	-58,7%
Margem EBITDA (%)	14,2%	10,6%	3,7 p.p.	13,6%	22,3%	-8,7 p.p.

A receita operacional líquida do segmento de Comercialização atingiu R\$ 576,7 milhões no 2T24, redução frente aos R\$ 693,7 milhões registrados no mesmo período do ano anterior, em função principalmente do menor volume de energia comercializada no trimestre.

No trimestre, a variação contábil da posição marcada a mercado (“MtM”) dos contratos futuros de energia totalizou R\$ 33,5 milhões *versus* R\$ 37,9 milhões no 2T23. A ligeira redução é explicada pelo cenário econômico de inflação e curva de juros futuros que beneficiaram as taxas de desconto no mesmo período em 2023. O MtM corresponde à variação dos saldos de valor justo dos contratos de comercialização de energia do final do 2T24, e da mensuração do valor justo dos novos contratos firmados ao longo do trimestre para o final do 2T24, com a atualização da expectativa de realização das posições futuras.

Os custos operacionais do segmento reduziram 20,1% em comparação com o 2T23, como reflexo do menor volume de energia comercializada no período e também da renegociação de contratos já estabelecidos com os preços de venda de energia do contrato com a White Martins, mencionado também na seção de Geração Solar, que reduziu o preço acordado a ser remunerado à SPEs Futura 1, 3 e 4, impactando negativamente a receita do Complexo Solar, com contrapartida de redução do preço de compra de energia da Comercializadora em montante similar, impactando positivamente os custos da Comercializadora.

As despesas operacionais também reduziram no período, em 26,5% na comparação anual, totalizando R\$ 11,3 milhões no 2T24, reflexo de uma menor alocação de despesas para o segmento nesse trimestre frente ao

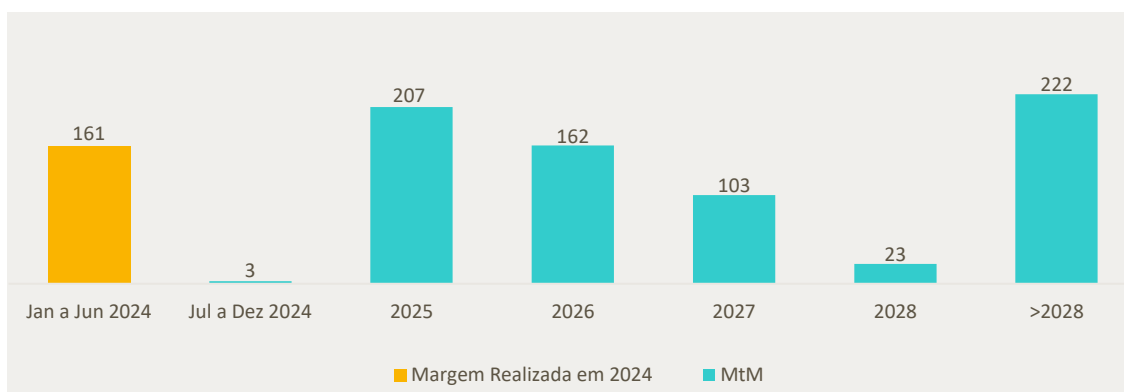
ano anterior, dado que no 2T23 ocorreu a revisão do critério de rateio das despesas da Holding para determinadas SPEs, contabilizando também impacto retroativo também de alocação de despesas referentes ao 1T23.

Como resultado dos fatores destacados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização totalizou R\$ 82,2 milhões no 2T24, crescimento de 11,8%. A Margem EBITDA do segmento atingiu 14,2%, expansão de 3,7 p.p. em relação ao 2T23.

A posição líquida (saldos das contas do Ativo – saldos do Passivo) do valor justo dos contratos de comercialização de energia registrada no final do trimestre foi de R\$ 719,6 milhões³², e reflete o somatório das diferenças entre o valor dos preços contratados das posições fechadas e o valor dos preços de mercado atuais das posições em aberto em cada maturidade, líquidas de PIS e Cofins, trazidas a valor presente no final do 2T24 pelas taxas de desconto correspondentes³³.

A distribuição por ano da posição de R\$ 719,6 milhões, de acordo com a maturidade de cada contrato, é mostrada no gráfico abaixo, assim como a margem realizada no primeiro semestre do ano de 2024 (concretização do MtM):

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



³² O valor de R\$ 719,6 milhões considera também os saldos no Ativo e Passivo relacionados a instrumentos financeiros contratados para hedge de exposição cambial.

³³ As taxas de desconto utilizadas são correspondentes à curva zero cupom de títulos indexados ao IPCA (NTN-B) divulgada pela Anbima (taxas de juros real) e os valores dos fluxos futuros não consideram a expectativa de correção dos preços pelos índices de inflação aplicáveis.

Holding & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* Eneva S.A. e Eneva Participações S.A., além das subsidiárias criadas para a originação e o desenvolvimento de projetos. A Eneva S.A. incorpora também os negócios do segmento de *Upstream*, tanto na Bacia do Parnaíba quanto na Bacia do Amazonas e, desde março de 2023, a UTE Fortaleza, após a incorporação da CGTF na Eneva S.A. Ao longo de 2024 também foram incorporadas as SPEs Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A e os principais veículos de Comercialização de energia da Companhia.

Entretanto, no intuito de permitir melhor análise do desempenho dos segmentos de negócios da Companhia, optou-se aqui por apresentar os resultados do segmento de *Holding & Outros* projetos não operacionais separadamente.

Com o início da operação comercial do Parque Solar Futura 1 em 26 de maio de 2023, a Companhia passou a apresentar os resultados do segmento de geração solar isoladamente na seção “Geração Solar”, que estavam anteriormente consolidados nesse segmento, para fins de melhor análise e compreensão dos resultados do segmento. Para promover melhor comparabilidade, o resultado do período anterior de geração solar (1T23) também foi retirado do segmento Holding e Outros e passam a constar na seção de “Geração Solar”.

DRE – Holding e Outros	2T24	2T23	%	6M24	6M23	%
R\$ Milhões						
Receita Operacional Líquida	-	-	N/A	-	-	N/A
Custos Operacionais	0,2	(0,0)	N/A	-	(0,0)	N/A
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	-	-	N/A
Despesas Operacionais	(60,9)	(58,6)	4,0%	(120,6)	(126,3)	-4,5%
SG&A	(38,7)	(34,5)	12,4%	(77,2)	(87,7)	-12,0%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(22,2)	(24,1)	-8,1%	(43,4)	(38,6)	12,3%
Depreciação e amortização	(20,9)	(62,4)	-66,6%	(24,7)	(89,5)	-72,4%
Outras Receitas/Despesas	30,3	0,7	N/A	31,6	(88,5)	N/A
Equivalência Patrimonial ¹	137,4	650,8	-78,9%	606,4	1.091,8	-44,5%
EBITDA ICVM 527/12	107,0	592,9	-82,0%	517,3	876,9	-41,0%
EBITDA ex Equivalência ¹	(30,4)	(57,9)	-47,5%	(89,1)	(214,9)	-58,5%

1 - A Equivalência Patrimonial consolida os resultados referentes às controladas da ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A. e é quase que integralmente eliminada no resultado consolidado.

No 2T24, as despesas do segmento de Holding e Outros, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 60,9 milhões, sendo R\$ 22,2 milhões referentes aos Programas de Incentivo de Longo Prazo (ILPs) da Companhia. Desse montante, R\$ 20,9 milhões são as provisões dos ILPs, sem efeito caixa, e R\$ 1,3 milhão se refere a desembolsos de caixa referentes a pagamento de encargos trabalhistas devido à maturação de ILPs no trimestre. Na comparação dos períodos as despesas com ILP reduziram R\$ 1,9 milhão, em função da revisão da metodologia de contabilização das provisões de programas de incentivo da Companhia concluída no 4T23.

As despesas gerais e administrativas, excluindo o total de despesas relacionadas aos ILPs, totalizaram R\$ 38,7 milhões, contabilizando aumento de R\$ 4,3 milhões em relação ao montante registrado no 2T23. O crescimento foi resultado, principalmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) volume de despesas alocadas via *costsharing* da Holding para as SPEs menor em R\$ 7,7 milhões no 2T24 comparado ao 2T23, dado que a mudança de critério de rateio de despesas efetivada no 2T23 também levou à contabilização de reversão de despesas retroativas ao 1T23, beneficiando o resultado da Holding no 2T23; (iii) parcialmente compensada pela redução de cerca de R\$ 3,0 milhões na rubrica de Serviços de Terceiros no 2T24, em função da reversão de despesas de períodos anteriores relacionadas ao Projeto Azulão 950 que passaram a ser classificadas no Imobilizado em andamento no 2T24.

Adicionalmente, no 2T24, a rubrica de “Outras Receitas/Despesas” foi impactada pontualmente pelo reconhecimento de R\$ 32,0 milhões na SPE Amapari, como resultado de movimentação processual relevante

ocorrida a favor da controlada Amapari, referente ao reconhecimento do direito de ressarcimento de créditos da Conta Consumo de Combustível, refletindo o reconhecimento do custo de combustível como despesa assessória passível de reembolso da CCC, retroativo ao período de operação da UTE Serra do Navio. É válido observar que também foi contabilizado efeito líquido positivo de cerca de R\$ 14,0 milhões na rubrica de Resultado Financeiro (pós-EBITDA), a título de correção monetária do valor base.

Como resultado, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é praticamente eliminada em sua totalidade na visão consolidada da Companhia), totalizou um valor negativo de R\$ 30,4 milhões no 2T24, frente aos R\$ 57,9 milhões negativos no 2T23, apresentando melhoria de 47,5% entre os períodos analisados.

RESULTADO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Resultado Financeiro	2T24	2T23	%	6M24	6M23	%
R\$ Milhões						
Receitas Financeiras	102,2	82,4	24,0%	184,1	170,9	7,7%
Receitas de aplicações financeiras	56,6	58,4	-3,0%	125,4	135,7	-7,6%
Multas e juros recebidos	20,8	2,1	907,3%	21,4	5,5	287,4%
Juros sobre debêntures	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	24,7	21,9	12,6%	37,3	29,7	25,7%
Despesas Financeiras	(619,4)	(590,0)	5,0%	(1.297,9)	(1.214,5)	6,9%
Encargos de dívida ¹	(72,0)	(121,5)	-40,8%	(142,3)	(226,9)	-37,3%
Juros sobre debêntures	(313,4)	(283,3)	10,6%	(648,3)	(579,3)	11,9%
Variação monetária	(85,7)	(73,4)	16,8%	(249,2)	(170,7)	46,0%
Juros sobre arrendamento mercantil ²	(58,0)	(54,0)	7,4%	(112,0)	(108,6)	3,1%
Variação cambial líquida	(13,7)	(42,1)	-67,4%	(10,4)	(60,7)	-82,9%
Comissões e corretagens financeiras	(10,7)	(14,7)	-27,2%	(21,9)	(23,5)	-6,9%
Juros sobre provisões de abandono	(5,0)	(3,0)	67,2%	(13,3)	(13,9)	-4,8%
IOF/IOC	(2,3)	(4,2)	-45,7%	(7,6)	(10,8)	-29,7%
Multas e juros de mora	(3,9)	(1,4)	180,3%	(4,2)	(2,8)	50,0%
Outros	(54,7)	7,6	N/A	(88,7)	(17,3)	414,2%
Variação cambial não caixa sobre arrendamento mercantil ²	(388,1)	179,3	N/A	(493,4)	269,3	N/A
Perdas/ganhos com derivativos	(13,4)	19,8	N/A	(18,8)	30,8	N/A
Resultado Financeiro Líquido	(918,7)	(308,3)	198,0%	(1.625,8)	(743,4)	118,7%

1 - Inclui amortizações sobre os custos de transação.

2 - Conforme IFRS16/CPC 06.

No 2T24, o resultado financeiro líquido da Companhia totalizou -R\$ 918,7 milhões no 2T24, comparado a -R\$ 308,2 milhões no 2T23. A variação negativa no período foi principalmente decorrente do impacto não caixa da variação cambial não caixa líquida de -R\$ 388,1 milhões no 2T24, em contraste ao resultado positivo de variação cambial de R\$ 179,3 milhões no 2T23. Esse resultado de variação cambial não caixa se refere ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I (IFRS16/CPC 06), refletindo a valorização da taxa de câmbio e impulsionando o saldo remanescente do passivo devido em moeda estrangeira (dólar americano) no final do 2T24 frente ao saldo do início do período. Em contrapartida, no 2T23, foi contabilizado impacto positivo de variação cambial sobre o arrendamento do navio FSRU, como resultado da desvalorização do dólar frente ao real observada naquele período.

Excluindo esse efeito de variação cambial não caixa em ambos os períodos, o resultado negativo teria totalizado -R\$ 530,6 milhões no 2T24 versus -R\$ 487,6 milhões no 2T23, aumento de R\$ 43,0 milhões em despesas financeiras.

Na rubrica de despesas financeiras, os principais efeitos que contribuíram para o resultado foram:

- R\$ 54,7 milhões em despesas financeiras contabilizadas na rubrica “Outros” no 2T24, frente ao valor positivo de R\$ 7,6 milhões do 2T23. Os principais fatores que contribuíram para o resultado do 2T24 foram: (i) a contabilização de R\$ 23,0 milhões no 2T24 em juros a incorrer sobre a antecipação recebíveis referente à operação de adiantamento parcial da receita fixa em Itaqui e Pecém II, concluída no 3T23, não registrando, portanto, despesas no 2T23; e (ii) R\$ 31,7 milhões em outras despesas financeiras diversas contabilizadas no 2T24, como PIS e COFINS sobre despesas financeiras e juros entre partes relacionadas. Já no 2T23, a despeito do registro de -R\$ 45,8 milhões em outras despesas financeiras diversas naquele período, o valor negativo da linha “Outros” foi totalmente compensado pelo impacto positivo de R\$ 53,4 milhões na rubrica referente à variação de valor justo das debêntures, como resultado do encerramento no 2T23 das operações de derivativos (swaps) contratadas no 3T22 para conversão da

exposição de cerca de R\$ 3,1 bilhões de dívidas emitidas com indexação atrelada originalmente ao IPCA por exposição ao CDI.

- Adicionalmente, os seguintes efeitos resultaram em impacto positivo de R\$ 7,1 milhões na comparação entre os períodos: (i) redução de R\$ 49,5 milhões em despesas com encargos de dívida na comparação anual, sobretudo em função da conclusão do refinanciamento da CELSE no 4T23, com a eliminação dos financiamentos e a substituição por um endividamento composto totalmente por debêntures; (ii) crescimento de despesas com juros sobre debêntures em R\$ 30,1 milhões; e (iii) aumento de R\$ 12,3 milhões em variação monetária, em função do maior montante de endividamento total indexado à IPCA no período e do crescimento do IPCA na comparação anual (IPCA 2T24: 1,1% versus IPCA 2T23: 0,8%).

O ligeiro aumento de R\$ 19,8 milhões em receitas financeiras no 2T24 comparado ao 2T23 refletiu principalmente a contabilização de multa e juros recebidos em R\$ 20,0 milhões na SPE Amapari em função de correção monetária registrada decorrente de movimentação processual relevante ocorrida a favor da controlada Amapari, referente ao reconhecimento do direito de ressarcimento de créditos da CCC, refletindo o reconhecimento do custo de combustível como despesa assessoria passível de reembolso da CCC, retroativo ao período de operação da UTE Serra do Navio. Vale ressaltar que foi reconhecida uma contrapartida de cerca de R\$ 6,0 milhões em despesas financeiras relacionada a esse processo de Amapari, com impacto líquido de cerca de R\$ 14,0 milhões no 2T24.

INVESTIMENTOS

Capex	2T24	1T24	4T23	3T23	2T23	1T23	1S24	1S23
R\$ Milhões								
Geração a Carvão	3,6	3,9	13,2	6,2	5,0	3,7	7,5	8,7
Pecém II	0,9	(0,0)	7,0	1,0	1,8	(0,2)	0,8	1,6
Itaqui	2,7	3,9	6,2	5,2	3,2	3,9	6,6	7,0
Geração a Gás	42,5	22,5	58,6	40,4	39,9	26,4	66,7	66,3
Parnaíba I ¹	9,0	(4,3)	18,0	5,9	6,2	(2,7)	4,6	3,5
Parnaíba II ²	9,1	9,4	13,6	5,3	8,8	(4,5)	18,5	4,3
Parnaíba III ²	0,5	(0,0)	4,0	0,1	0,0	2,0	0,5	2,0
Parnaíba IV ²	0,2	0,1	0,2	2,6	0,4	(3,2)	0,2	(2,8)
Parnaíba V	0,7	9,6	8,7	15,9	17,1	26,6	11,9	43,7
UTE Fortaleza	0,0	(0,1)	3,4	9,5	1,5	0,4	(0,0)	1,9
UTE Porto de Sergipe I	23,0	7,8	10,6	1,1	5,8	7,9	31,0	13,6
Parnaíba VI³	20,0	46,7	60,5	87,7	78,0	72,7	66,7	150,7
Azulão-Jaguatirica	11,3	25,4	16,1	17,7	26,7	24,0	36,3	50,7
Azulão 950MW	491,8	124,8	375,6	277,9	234,5	211,2	618,6	445,7
E&P	8,2	4,9	82,7	45,7	78,1	87,3	14,0	165,5
UTE	483,6	119,9	293,0	232,3	156,3	123,9	604,6	280,2
Futura 1⁴	0,0	(3,3)	18,4	(5,0)	3,6	92,0	0,2	95,6
Upstream	67,8	55,9	96,0	130,2	179,0	44,5	122,8	223,5
Desenvolvimento	56,6	17,4	40,3	93,7	169,3	32,3	74,0	201,6
Exploração	11,2	38,5	55,8	36,5	9,7	12,2	48,8	21,9
SSLNG	87,7	123,3	102,4	100,5	100,8	39,9	210,9	140,7
 Holding e Outros	47,2	23,1	48,4	60,4	15,3	2,5	69,3	17,8
Total	771,9	422,3	789,3	716,1	682,7	543,4	1.199,0	1.226,1

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

1 - O capex de Parnaíba I é apresentado separadamente ao de Parnaíba V. Conforme reestruturação societária anunciada no 1T20, a SPE Parnaíba I foi incorporada na PGC em jan/20.

2 - O capex de cada uma das usinas Parnaíba II, III e IV é apresentado separadamente. Conforme reestruturação societária anunciada no 4T18, as SPEs Parnaíba III e Parnaíba IV foram incorporadas na SPE Parnaíba II.

3 - A UTE Parnaíba VI é o fechamento de ciclo da UTE Parnaíba III, cujo contrato de início do PPA se iniciará em janeiro de 2025. Para melhor compreensão, o capex será apresentado separadamente ao de Parnaíba III.

Os investimentos da Companhia no 2T24 somaram R\$ 771,9 milhões, sendo 77,7% do total direcionado aos projetos em construção, conforme detalhado abaixo:

- Azulão 950: total de R\$ 491,8 milhões investidos no 2T24, sendo R\$ 139,0 milhões direcionados aos pagamentos aos EPCistas referentes aos serviços realizados na subestação, linhas de transmissão, UTE e UTG. Adicionalmente, R\$ 134,0 milhões foram pagos à GE pelos *milestones* de serviços e equipamentos referentes aos ciclos simples e combinado e R\$ 49,0 milhões foram destinados a custos logísticos, portuários e atividades realizadas de medições de tubos. Também foram direcionados R\$ 62,0 milhões em pagamentos iniciais para determinados equipamentos como bombas, torres de resfriamento, filtro de linha, R\$ 18,0 milhões às atividades de supressão vegetal e terraplanagem e R\$ 10,0 milhões referentes à locação de guindastes de *heavy lift*. Do montante restante, R\$ 8,2 milhões são relativos à conclusão da fase inicial do poço 1-ENEV-51D-AM.
- Plantas de liquefação de gás no Maranhão (SSLNG): investimento total de R\$ 87,7 milhões neste trimestre, principalmente direcionados à conclusão da montagem da tubulação de uma das unidades de liquefação e do comissionamento do Regás e a continuação dos testes pneumáticos da tubulação da outra unidade. Também foi concluída a energização da planta e aprovada a Solicitação de Intervenção pelo ONS para energização definitiva, além de ter sido protocolado na ANP o Pedido de Autorização de Operação.

- UTE Parnaíba VI: total de R\$ 20,0 milhões, concentrados, especialmente, no pagamento de R\$ 15,8 milhões ao EPCista pelos serviços de construção e montagem. Além disso, no trimestre, foram concluídos os testes dos motores da bomba de extração de condensado, do conjunto motobomba das bombas de circulação da torre de resfriamento, além de ter sido dado andamento aos testes dos motores das bombas de alimentação da caldeira.

Os investimentos relacionados ao *Upstream*, desconsiderando os valores mencionados anteriormente referentes ao projeto Azulão 950MW, somaram R\$ 67,8 milhões no 2T24. Deste total, R\$ 56,6 milhões são referentes ao desenvolvimento dos campos Gavião Belo e Gavião Mateiro, incluindo dispêndios com as obras para conexão do gasoduto do polo sul ao polo produtor. Adicionalmente, no Maranhão, R\$ 4,8 milhões foram gastos com o desenvolvimento dos campos Gavião Real, Gavião Tesoura e Gavião Carijó e R\$ 4,2 milhões foram destinados às atividades exploratórias de poços, como: PN-T-102A, PN-T-67, PN-T-134 e PN-T-66.

O segmento de geração a carvão totalizou R\$ 3,6 milhões, destinados, principalmente, à UTE Itaqui, para investimentos em recomposição estrutural de caldeiras, serviços técnicos para adequação aos requisitos da NR12 e NR13 e obras de melhorias referente à contenção de taludes. Além disso, a UTE Pecém II também destinou recursos às obras estruturais para atendimento aos requisitos da NR 13.

Por sua vez, o segmento de geração a gás totalizou R\$ 42,5 milhões, sendo R\$ 23,2 milhões investidos na UTE Porto de Sergipe I, referentes à reforma para atendimento às exigências do Sistema Nacional de Unidade de Conservação. Adicionalmente, R\$ 18,6 milhões foram destinados às UTEs Parnaíba I, Parnaíba II e Parnaíba III, para pagamento do CSA à GE, referente às horas operacionais da turbina em atividade para o despacho.

No Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, o total investido foi de R\$ 10,9 milhões, destinados, principalmente, à manutenção pesada do Sistema de Tratamento de Gás do Azulão - STGA, aos serviços de recuperação de taludes, à execução do projeto de implementação do Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas - SPDA e à implementação das melhorias na UGNL.

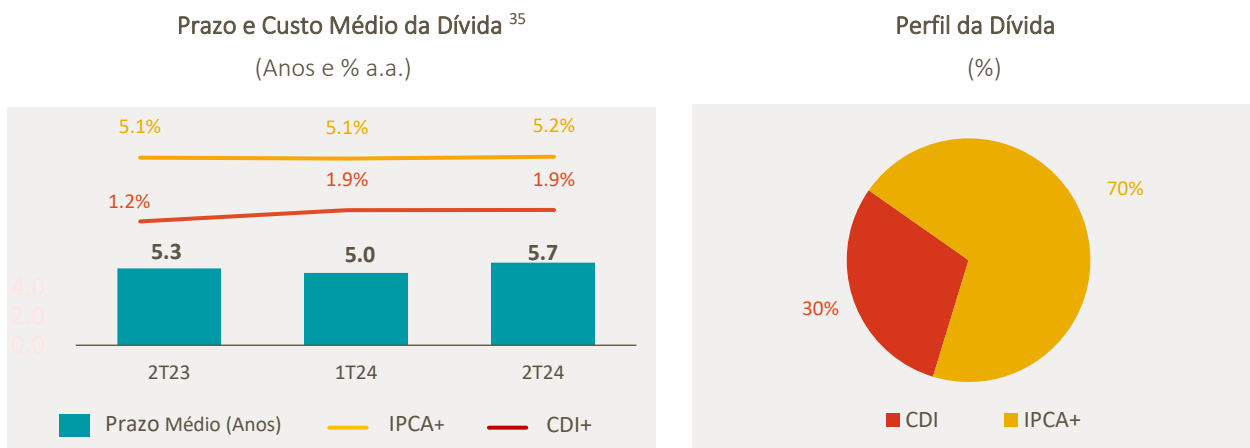
Os valores investidos em *Holding e Outros*³⁴ representaram 6,1% do total de investimentos do trimestre, dos quais R\$ 30,0 milhões foram destinados à GNL Brasil para o último faturamento referente à compra das carretas criogênicas. Do montante remanescente, cerca de R\$ 11,0 milhões se referem aos projetos de infraestrutura de TI e R\$ 5,0 milhões se referem aos valores capitalizados do time de engenharia, destinados a projetos em andamento.

³⁴ Os valores da Holding e Outros também incluem os investimentos da GNL Brasil.

ENDIVIDAMENTO

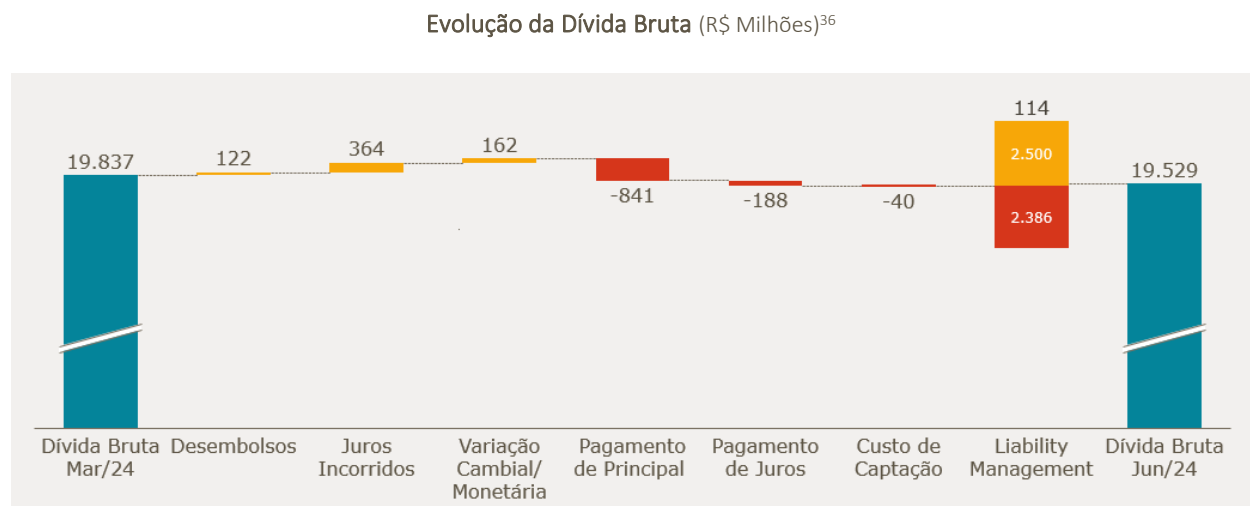
Perfil da Dívida

A dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) encerrou junho/24 em R\$ 19.529 milhões frente a R\$ 18.263 milhões em junho/23 e R\$ 19.837 milhões ao final de março/24.



Como resultado das iniciativas de *liability management* da Companhia, ao final do 2T24 o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,7 anos, aumento de 0,7 anos em relação ao prazo médio do 1T24 e de 0,4 anos frente ao 2T23. O spread médio das dívidas indexadas ao IPCA era de 5,2%, enquanto o spread da dívida indexada ao CDI totalizava 1,9% ao final do trimestre.

Movimentação da Dívida Bruta



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

- Pagamentos de principal e juros e constituição de depósitos vinculados seguindo os cronogramas das dívidas, no montante de R\$ 1.029,5 milhões, conforme explicado na seção de Fluxo de Caixa;

³⁵ O Custo da dívida apresentado considera as taxas acumuladas em 12 meses. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em TJLP.

³⁶ Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados de depósitos vinculados.

- Juros contabilizados sobre os financiamentos no período, aumentando a dívida bruta em R\$ 363,9 milhões no 2T24;
- Conclusão do processo de *Liability Management* no 2T24, com impacto líquido de R\$ 113,9 milhões na dívida bruta, alongando o prazo médio e reconfigurando o perfil da dívida aumentando exposição a IPCA, em linha com a exposição às principais receitas da Companhia. O processo envolveu: (i) a captação de R\$ 2.500,0 milhões via 10ª Emissão de Debêntures da Eneva, em maio/24; e (ii) a liquidação antecipada integral da 7ª emissão e da 2ª série da 2ª emissão de debêntures da Eneva, no montante total de R\$ 2.386,1 milhões;
- Desembolsos de R\$ 121,5 milhões, sendo, destes, R\$ 33,6 milhões junto ao BNB referente à GNL Brasil, joint-venture de logística de fluidos criogênicos na qual a Eneva possui 51% de participação, relacionado à aquisição de máquinas e equipamentos. Este contrato de financiamento considera uma taxa média de IPCA + 3,37% a.a., custo de fiança de 0,70% ao ano e prazo total de 8 anos. Com isso, já foram desembolsados R\$ 44,0 milhões do total de R\$ 100,0 milhões contratados.

Como resultado dos efeitos destacados acima, a dívida bruta consolidada totalizava R\$ 19.528,8 milhões no final de junho/24.

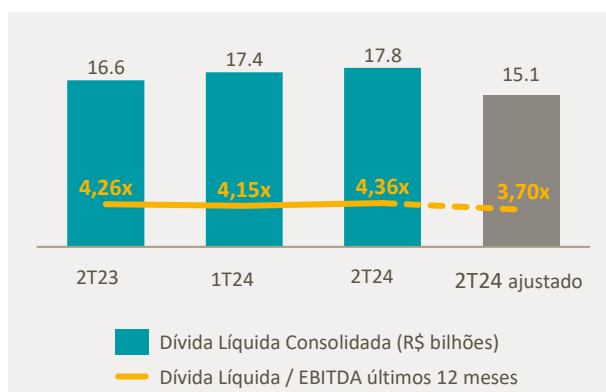
Dívida Líquida e Alavancagem

Ao final de junho/24, o saldo de caixa da Companhia somava R\$ 1.700,1 milhões, ligeiramente acima do saldo de caixa reportado em junho/23, de R\$ 1.687,0 milhões, e redução de R\$ 687,6 milhões na comparação com o saldo de caixa registrado em março/24, de R\$ 2.387,7 milhões.

A dívida líquida consolidada totalizava R\$ 17.828,7 milhões ao final do 2T24, com relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses de 4,36x. Conforme a revisão dos limites máximos até 2T24 dos *covenants* vinculados à relação dívida líquida/EBITDA consolidada, aprovados em 2022 nas Assembleias Gerais de Debenturistas, o limite máximo foi revisado para 5,0x entre o 1T24 e o final do 2T24, retornando para o limite máximo de 4,5x a partir do 3T24, conforme originalmente previsto nas escrituras de emissão das debêntures.

Como evento subsequente ao trimestre, é importante observar que em julho/24 houve a conclusão da operação de cessão parcial dos direitos creditórios decorrentes da Receita Fixa dos Contratos de Comercialização de Energia da UTE Porto de Sergipe I junto ao Banco Bradesco S.A., com adição de R\$ 2.700,0 milhões ao caixa da Companhia. Considerando essa entrada de caixa, a dívida líquida proforma ajustada do 2T24 ficaria em R\$ 15.129 milhões, resultando em alavancagem de 3,70x.

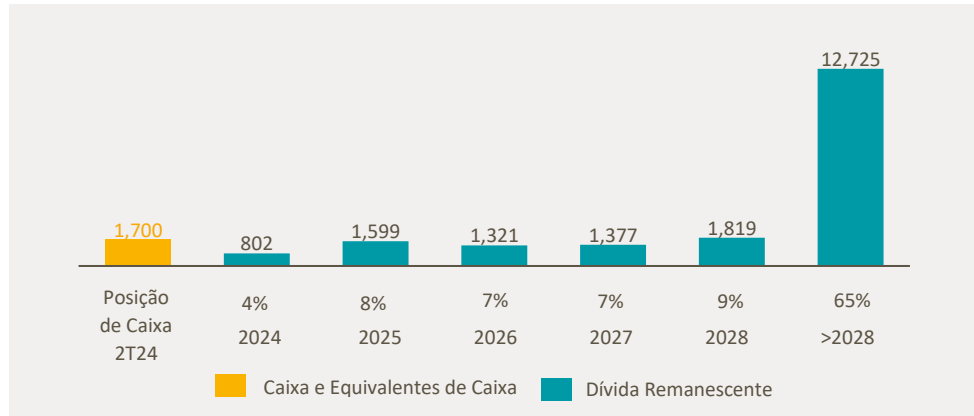
Dívida Líquida Consolidada e Alavancagem
(R\$ bilhões)



A Eneva possui a maior parte de suas dívidas concentradas no médio e longo prazo, com vencimentos em 2025 e após 2027, acompanhando o COD dos principais projetos em construção, conforme demonstrado no gráfico abaixo.

Cronograma de Vencimento da Dívida Ajustado (Principal) ³⁷

(R\$ milhões)



³⁷ O fluxo em questão considera o valor do principal da dívida líquido de custos de transação, depósitos vinculados e *accrual* de juros.

MERCADO DE CAPITAIS

ENEV3	2T24	1T24	2T23
Nº de ações - final período	1.584.697.571	1.584.697.571	1.584.572.378
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	12,70	12,75	12,27
Ações negociadas (MM) - média diária	7,1	7,8	9,1
Volume financeiro (R\$ MM) - média diária	89,1	87,1 ¹	86,7
Valor de mercado - final período (R\$ MM) ²	20.126	20.205	19.443
Enterprise Value - final período (R\$ MM) ³	37.954	37.654	36.019

¹ No 1T24, a média diária do Volume Financeiro foi calculada considerando uma metodologia de cálculo diferente dos trimestres anteriores. Para esse trimestre, voltou-se a utilizar a metodologia anteriormente adotada (*Volume-Weighted Average Price*) e o volume financeiro médio do 1T24 está reapresentado na tabela.

² Valor de Mercado considera 100% das ações da Eneva, incluindo ações detidas por administradores.

³ Enterprise Value equivale à soma do valor de mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

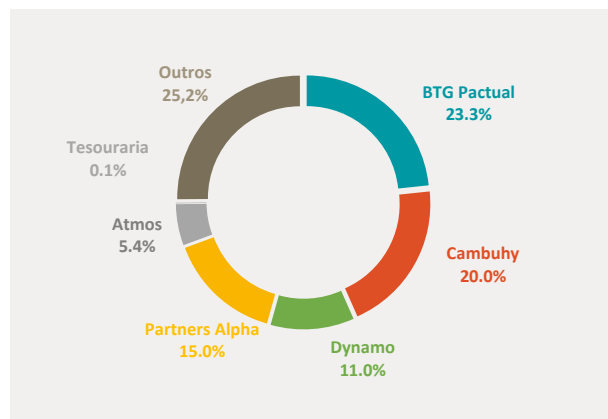
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Ao final de junho de 2024, o capital social da Eneva era composto por 1.584.697.571 ações ordinárias, com 99,69% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

Perfil do Capital Social da Eneva

30 de junho de 2024

Principais Acionistas
(%)



Acionistas
Por Tipo



INICIATIVAS ESG – AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA

Após três edições anuais de relatórios de sustentabilidade, a Eneva divulgou seu segundo Relato Integrado e Caderno de Indicadores ESG 2023, em julho de 2024. Os documentos seguem os princípios, diretrizes e recomendações do *International Integrated Reporting Council* (IIRC), *Global Reporting Initiative* (GRI), *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) e *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD).

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

DESTAQUES DO 2T24:

- Em abril, foi lançado o Programa de Formação Técnica no interior do Amazonas que oferece cursos nas áreas de gás e energia, eletromecânica e agronegócio. Ao investir na capacitação da mão de obra local, a Companhia promove o desenvolvimento econômico e social na região e contribui para a qualificação de profissionais que poderão colaborar diretamente para os projetos da Eneva, incluindo o Projeto Azulão 950.
- Em abril, foi iniciado um projeto de Letramento Digital para as participantes do projeto Elas Empreendedoras, no Amazonas. A iniciativa, com foco na capacitação e acessibilidade digital, foi desenvolvida em parceria com a *SoulCode Academy* e contará com a adaptação integral do conteúdo para atender às necessidades locais e criar soluções inclusivas para as participantes.
- Em maio, foi firmada parceria com a Fundação *Childhood Brasil*, dedicada à promoção e defesa dos direitos da infância. A colaboração enfatizará a importância da proteção infantil nos municípios de Silves e Itapiranga, reafirmando o compromisso da Eneva com a responsabilidade social e a proteção dos direitos humanos.

INDICADORES-CHAVE ESG

A tabela a seguir apresenta os destaques dos indicadores de sustentabilidade referentes ao segundo trimestre de 2024 e demais períodos. A planilha interativa contendo todos os indicadores disponibilizados pela ENEVA está disponível no site de Relações com Investidores da Companhia.

Indicadores-chave ESG		2T24	1T24	2023
Esfera	Indicadores			
	Capacidade de geração instalada por fonte (MW)¹	5.274	5.274	5.274
	Carvão	725	725	725
	Gás	3.874	3.874	3.874
	Renováveis	674,6	674,6	674,6
	Uso de combustível para produção de energia			
	Carvão (ton/MWh)	N/A	0,41	0,42
	Gás (m ³ /MWh)	189,3	191,5	219,4
OPERAÇÕES	Eficiência (%)^{2,3}			
	Itaqui	N/A	N/A	NA
	Pecém II	N/A	N/A	36,6%
	Parnaíba I + V	54%	52%	53%
	Parnaíba II	N/A	54%	53%
	Parnaíba III	N/A	33%	34%
	Parnaíba IV	42%	41%	49%
	Jaguatirica II	53%	53%	48%
	Porto Sergipe ⁴	N/A	N/A	NA
	Emissões evitadas com projetos alinhados à transição energética (tCO2e)^{5,6}	85.723,9	139.461,7	426.391,9
	Jaguatirica II ⁷	51.568,9	56.335,1	188.954,3
	Parnaíba V ⁸	34.155,0	83.126,6	238.160,0
	Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 (tCO2e)	190.821,6	470.087,7	2.199.659,3
MEIO-AMBIENTE	Taxa de Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 - eficiência (tCO2e/MWh)	0,22	0,29	0,35
	Captação de água nova (mil m³)	2.801	3.838	18.646
	Taxa de captação de água nova - eficiência (m³/MWh)¹²	-	-	2,57
	Consumo de água nova (mil m³)	680	1.207	7.007
	Reuso de água (m³)	2.887	9.032	48.127
SAÚDE E SEGURANÇA	Fatalidades	-	-	-
	Taxa de fatalidades (FAT)	-	-	-
	Afastamento por acidente	1	-	11
	Taxa de afastamento por acidente (LTIF)³	0,25	-	0,84
	Taxa total de incidentes reportáveis (TRIR)	1,47	0,85	2,21
COLABORADORES	Número total de colaboradores próprios	1.623	1.562	1.489
	% de mulheres na força de trabalho própria	23%	23%	24%
	Turnover voluntário (%)	2,53%	1,86%	5,84%
	Número total de colaboradores terceiros	5.238	4.542	4.099
RESPONSABILIDADE SOCIAL	Investimentos não-incentivados (R\$ MM)	1,2	1,07	1,10
	Investimentos incentivados - Fundo da Infância e Adolescência, Lei de incentivo à cultura, Lei do esporte, Saúde e outros (R\$ MM)	0,47	0,60	7,22
	Execução dos programas socioeconômicos (R\$ MM)	0,17	0,83	1,8
GOVERNANÇA	Número de casos de corrupção reportados ao Comitê de Auditoria e condenados	-	-	-
	Número de violações do Código de Conduta reportadas no canal de denúncia⁹	3	2	3

1- A partir do 2T23 a capacidade de geração passou a considerar Futura I.

2 - Valores não aplicáveis são explicados pelo não despacho de energia das usinas a carvão e a gás no período.

3 - Números consideram apenas acidentes típicos.

4 - Release passou a incluir a UTE Porto Sergipe no quadro de KPIs operacionais de 2024.

5 - Cálculos utilizam fatores de emissão calculados a partir das cromatografias do ano de 2023.

6 - Release passou a incluir indicador de emissões evitadas com as iniciativas de redução de emissões da companhia já implementada.

7 - Release passou a incluir indicador de emissões evitadas com as iniciativas de redução de emissões da companhia já implementadas.

8 - Cálculo de emissões evitadas baseado no deslocamento de térmicas a óleo diesel no SISOL em substituição a geração a gás natural da UTE.

Jaguatirica II em Boa Vista (RR). Emissões evitadas calculadas a partir de 2023.

9 - Denúncias consideradas, após a apuração, como procedentes ou parcialmente procedentes, até a data deste reporte.

ANEXOS

ORE – 2T24	Geração Parnaíba	Geração Floraima	UTE Porto de Sergipe I	UTE Fortaleza	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/ Upstream	Geração Carvão	Geração Solar	Comercializadora	Holding e Outros	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões														
Receita Operacional Bruta	579,5	193,7	545,6	(0,1)	1.318,7	123,1	(120,4)	1.321,3	268,1	69,1	641,2	-	(107,6)	2.192,0
Deduções da Receita Bruta	(96,3)	(14,4)	(52,8)	1,1	(162,4)	(14,5)	15,8	(161,0)	(27,8)	(5,5)	(64,4)	-	9,8	(249,0)
Receita Operacional Líquida	483,2	179,3	492,7	1,1	1.156,3	108,6	(104,6)	1.160,3	240,3	63,6	576,7	-	(97,9)	1.943,0
Custos Operacionais	(221,8)	(108,6)	(200,5)	(0,8)	(531,6)	(49,4)	104,6	(476,3)	(121,4)	(64,2)	(483,3)	0,2	97,9	(1.047,1)
Depreciação e amortização	(40,9)	(39,6)	(98,8)	-	(179,3)	(18,9)	-	(198,2)	(50,5)	(27,5)	-	-	-	(276,2)
Despesas Operacionais ¹	(8,5)	(7,3)	(2,8)	(3,8)	(22,4)	(29,3)	4,3	(47,4)	(10,1)	(3,0)	(11,3)	(81,8)	(43,1)	(196,7)
SG&A ²	(8,3)	(7,3)	(2,8)	0,5	(18,0)	(5,8)	4,3	(19,6)	(9,7)	(2,9)	(10,9)	(60,8)	(4,3)	(108,4)
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,0)	0,0	(4,3)	(4,4)	(2,6)	-	(7,0)	(0,3)	(0,1)	(0,4)	(20,9)	(38,8)	(67,6)
Outras receitas/despesas	(2,7)	0,2	1,5	(1,2)	(2,2)	0,0	0,1	(2,1)	(3,1)	2,8	(0,4)	30,3	(0,1)	27,5
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	137,4	(137,4)	0,0
EBITDA ICVM 527/12	291,4	103,1	389,7	(0,5)	783,8	51,5	4,5	839,8	156,6	26,8	82,2	107,0	(141,8)	1.070,4
Resultado Financeiro Líquido	(26,8)	(17,7)	(416,4)	0,4	(460,6)	(13,5)	0,3	(473,8)	(37,9)	(7,9)	1,3	(399,9)	(0,5)	(918,7)
EBT	223,4	45,9	(125,5)	(4,4)	139,5	16,4	4,8	160,7	67,8	(8,7)	83,1	(313,9)	(181,1)	(192,1)
Impostos Correntes	(23,4)	(3,3)	13,3	-	(13,4)	-	-	(13,4)	(3,8)	(4,2)	(6,2)	(8,6)	-	(36,1)
Impostos Diferidos	(12,0)	(2,7)	(61,4)	-	(76,1)	-	-	(76,1)	(8,3)	1,1	(60,5)	1.558,8	-	1.415,1
Resultado Líq. Período	188,1	39,8	(173,5)	(4,4)	50,0	16,4	4,8	71,2	55,7	(11,8)	16,5	1.236,4	(301,3)	1.186,9
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120,2	120,2
Resultado Líq. Eneva	188,1	39,8	(173,5)	(4,4)	50,0	16,4	4,8	71,2	55,7	(11,8)	16,5	1.236,4	(301,3)	1.066,7

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

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

ORE – 2T23	Geração Parnaíba	Geração Floraima	UTE Porto de Sergipe I	UTE Fortaleza	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/ Upstream	Geração Carvão	Geração Solar	Comercializadora	Holding e Outros	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões														
Receita Operacional Bruta	717,7	176,8	509,0	431,4	1.834,9	230,8	(219,3)	1.846,4	257,1	74,8	769,5	-	(78,3)	2.869,5
Deduções da Receita Bruta	(121,0)	(45,0)	(50,4)	(87,9)	(304,2)	(28,3)	39,2	(293,4)	(26,6)	(6,3)	(75,8)	-	56,0	(346,2)
Receita Operacional Líquida	596,7	131,9	458,6	343,5	1.530,6	202,5	(180,2)	1.552,9	230,5	68,5	693,7	-	(22,4)	2.523,3
Custos Operacionais	(348,8)	(91,2)	(192,1)	(183,2)	(815,3)	(75,3)	180,2	(710,4)	(123,0)	(70,1)	(605,2)	(0,0)	22,4	(1.486,3)
Depreciação e amortização	(38,3)	(26,0)	(96,0)	(3,3)	(163,6)	(29,3)	-	(193,0)	(50,5)	(17,7)	-	-	-	(261,2)
Despesas Operacionais ¹	(14,2)	(9,7)	(9,8)	(0,4)	(34,0)	(40,3)	-	(74,3)	(10,9)	(5,2)	(15,4)	(121,0)	(56,5)	(283,3)
SG&A ²	(14,0)	(9,7)	(9,7)	(0,4)	(33,8)	(4,4)	-	(38,2)	(10,5)	(5,1)	(15,1)	(58,6)	(0,1)	(127,6)
Depreciação e amortização	(0,2)	-	(0,1)	-	(0,3)	-	-	(0,3)	(0,4)	(0,1)	(0,3)	(62,4)	(56,5)	(120,0)
Outras receitas/despesas	0,1	(0,1)	59,2	-	59,1	0,0	0,1	59,3	2,3	(9,3)	0,0	0,7	(0,1)	52,8
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,5	0,0	650,8	(656,0)	0,3
EBITDA ICVM 527/12	272,2	56,9	412,0	163,3	904,4	116,3	0,1	1.020,8	149,8	7,2	73,5	592,9	(656,1)	1.188,1
Resultado Financeiro Líquido	(61,5)	(29,4)	(28,3)	-	(119,2)	0,1	0,1	(119,0)	(34,8)	(8,2)	3,4	(149,5)	(0,1)	(308,3)
EBT	172,3	1,4	287,6	159,9	621,2	87,0	0,2	708,5	64,1	(18,8)	76,6	381,0	(712,7)	498,5
Impostos Correntes	(23,4)	-	(4,4)	-	(27,8)	-	-	(27,8)	(2,5)	(1,1)	(15,8)	1,6	-	(45,5)
Impostos Diferidos	(6,8)	(0,5)	(80,7)	-	(88,1)	-	-	(88,1)	(10,9)	3,8	(3,1)	35,1	-	(63,1)
Resultado Líq. Período	142,0	0,9	202,5	159,9	505,3	87,0	0,2	592,6	50,7	(16,1)	57,8	417,7	(712,7)	389,9
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,6	17,6
Resultado Líq. Eneva	142,0	0,9	202,5	159,9	505,3	87,0	0,2	592,6	50,7	(16,1)	57,8	417,7	(730,3)	372,3

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

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

DRE – 1S24	Geração Parnaíba	Geração Roraima	UTE Porto de Sergipe I	UTE Fortaleza	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/Upstream	Geração Carvão	Geração Solar	Comercializadora	Holding e Outros	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões														
Receita Operacional Bruta	1.245,6	392,2	1.085,1	(0,1)	2.722,9	313,9	(286,9)	2.749,9	533,7	140,3	1.156,2	-	(178,6)	4.401,4
Deduções da Receita Bruta	(162,9)	(25,0)	(103,4)	0,6	(290,7)	(42,3)	46,7	(286,2)	(55,3)	(9,0)	(119,7)	-	16,5	(453,7)
Receita Operacional Líquida	1.082,6	367,3	981,7	0,5	2.432,2	271,6	(240,2)	2.463,6	478,4	131,3	1.036,5	-	(162,1)	3.947,7
Custos Operacionais	(534,4)	(211,4)	(395,9)	(0,8)	(1.142,4)	(120,1)	240,2	(1.022,4)	(242,9)	(120,5)	(869,1)	-	162,1	(2.092,8)
Depreciação e amortização	(81,4)	(78,3)	(196,1)	-	(355,8)	(46,1)	-	(401,9)	(101,1)	(54,1)	-	-	-	(557,1)
Despesas Operacionais ¹	(16,8)	(13,7)	(6,5)	(8,4)	(45,4)	(72,2)	6,1	(111,5)	(20,9)	(7,0)	(26,2)	(145,3)	(100,9)	(411,9)
SG&A ²	(16,2)	(13,7)	(6,6)	0,2	(36,4)	(8,0)	6,1	(38,3)	(20,3)	(6,8)	(25,5)	(120,6)	(6,0)	(217,5)
Depreciação e amortização	(0,6)	(0,0)	0,1	(8,5)	(9,0)	(5,3)	-	(14,4)	(0,6)	(0,2)	(0,7)	(24,7)	(94,8)	(135,5)
Outras receitas/despesas	(3,6)	(0,5)	0,9	(6,1)	(9,4)	0,0	0,2	(9,2)	(1,2)	3,0	(0,6)	31,55	(0,2)	23,4
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	606,4	(605,9)	0,5
EBITDA ICVM 527/H2	609,8	219,9	776,2	(6,2)	1.599,8	130,8	6,3	1.736,9	315,1	61,1	141,3	517,3	(612,2)	2.159,5
Resultado Financeiro Líquido	(68,5)	(39,0)	(720,1)	4,7	(822,9)	(27,1)	0,5	(849,5)	(77,8)	(16,2)	4,1	(685,7)	(0,6)	(1.625,8)
EBT	459,3	102,6	(139,8)	(10,0)	412,0	52,3	6,8	471,1	135,5	(9,4)	144,6	(193,1)	(707,6)	(158,8)
Impostos Correntes	(46,6)	(6,3)	-	-	(52,9)	-	-	(52,9)	(6,3)	(7,5)	(20,8)	(8,6)	-	(96,1)
Impostos Diferidos	(29,5)	(11,0)	(43,0)	-	(83,4)	-	-	(83,4)	(21,7)	(3,7)	(71,9)	1.689,4	-	1.508,6
Resultado Líq. Período	383,2	85,4	(182,8)	(10,0)	275,7	52,3	6,8	334,7	107,5	(20,7)	52,0	1.487,7	(707,6)	1.253,6
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247,8	247,8
Resultado Líquido	383,2	85,4	(182,8)	(10,0)	275,7	52,3	6,8	334,7	107,5	(20,7)	52,0	1.487,7	(955,3)	1.005,9

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

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

DRE – 1S23	Geração Parnaíba	Geração Roraima	UTE Porto de Sergipe I	UTE Fortaleza	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/Upstream	Geração Carvão	Geração Solar	Comercializadora	Holding e Outros	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões														
Receita Operacional Bruta	1.218,8	353,2	1.013,8	867,2	3.453,0	396,4	(345,4)	3.504,0	514,7	74,9	1.682,3	-	(103,5)	5.672,3
Deduções da Receita Bruta	(195,2)	(88,7)	(101,6)	(181,2)	(566,8)	(54,6)	57,2	(564,2)	(53,2)	(6,3)	(148,4)	-	82,4	(689,7)
Receita Operacional Líquida	1.023,6	264,5	912,2	686,0	2.886,2	341,8	(288,2)	2.939,8	461,5	68,5	1.533,9	-	(21,1)	4.982,5
Custos Operacionais	(591,1)	(180,2)	(387,2)	(410,6)	(1.569,1)	(135,1)	288,2	(1.416,0)	(238,9)	(81,9)	(1.162,9)	(0,0)	21,1	(2.878,5)
Depreciação e amortização	(78,1)	(55,1)	(188,5)	(14,2)	(335,9)	(51,3)	-	(387,1)	(100,9)	(17,8)	-	-	-	(505,9)
Despesas Operacionais ¹	(18,4)	(13,6)	(14,2)	(2,0)	(48,2)	(79,1)	-	(127,2)	(17,2)	(8,7)	(29,5)	(215,8)	(199,1)	(597,6)
SG&A ²	(18,0)	(13,6)	(14,0)	(2,0)	(47,5)	(9,7)	-	(57,3)	(16,4)	(8,5)	(28,9)	(126,3)	(0,1)	(237,6)
Depreciação e amortização	(0,4)	-	(0,2)	(0,0)	(0,6)	-	-	(0,6)	(0,7)	(0,2)	(0,7)	(89,5)	(199,0)	(290,7)
Outras receitas/despesas	0,1	(0,1)	59,4	0,0	59,4	(0,1)	0,2	59,5	1,9	(7,7)	0,2	(0,8)	(0,2)	52,9
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	1.004,1	(1.003,4)	0,7
EBITDA ICVM 527/H2	492,7	125,6	758,9	287,6	1.664,8	178,8	0,2	1.843,7	309,0	(11,7)	342,3	876,9	(1.003,7)	2.356,5
Resultado Financeiro Líquido	(118,4)	(57,4)	(145,6)	0,6	(320,8)	0,2	0,1	(320,5)	(77,3)	4,1	7,1	(356,6)	(0,2)	(743,4)
EBT	295,8	13,1	424,5	274,1	1.007,5	127,7	0,3	1.135,5	130,1	(25,7)	348,7	430,8	(1.202,8)	816,6
Impostos Correntes	(33,2)	-	(8,2)	(18,8)	(60,2)	-	-	(60,2)	(4,8)	(3,6)	(31,1)	(0,4)	-	(100,1)
Impostos Diferidos	(20,3)	(4,5)	(111,9)	(3,3)	(140,0)	-	-	(140,0)	(24,8)	1,0	(86,3)	146,1	-	(103,9)
Resultado Líq. Período	242,3	8,6	304,5	251,9	807,3	127,7	0,3	935,3	100,5	(28,3)	231,3	576,6	(1.202,8)	612,6
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,4	17,4
Resultado Líquido	242,3	8,6	304,5	251,9	807,3	127,7	0,3	935,3	100,5	(28,3)	231,3	576,6	(1.220,2)	595,3

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

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



DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

2T24

Relações com Investidores
+55 21 3721-3030
ri.eneva.com.br



EARNINGS RELEASE

2Q24



2Q24 Earnings Conference Call

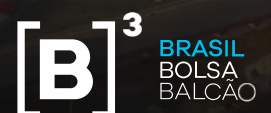
Wednesday, August 14th, 2024

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

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

Investor Relations

ri.eneva.com.br



ENEVA DISCLOSES RESULTS FOR THE SECOND QUARTER OF 2024

- EBITDA reaches R\$1,070.4 million in 2Q24, with regulatory dispatch to meet load peaks, reduction in costs and expenses, and growing demand for exports hitting record monthly volume in July/24; and
- Progress in commercial agenda, with the signing of the first gas supply contract from the Sergipe Hub, and a new SSLNG contract, guaranteeing firm revenue stream and monetization of the Parnaíba gas reserves.

Rio de Janeiro, August 13th, 2024 — ENEVA S.A. (B3: ENEV3), an integrated power generation company, with complementary businesses in electric power generation and hydrocarbon exploration and production in Brazil, announces today the results for the three-month period ended June 30th, 2024 (2Q24). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices used in Brazil, except where otherwise stated.

2Q24 HIGHLIGHTS

- Continued thermal dispatch in the SIN at the Parnaíba Complex to meet load peaks, electrical restriction requests and unit commitment. Resumption of exports to Argentina in late May, with growing demand at the end of the quarter, hitting record monthly exports in July/24, totalling 500 GWh, and outpacing 150 GWh in the first 12 days of August/24;
- Signing of the first flexible natural gas supply contract for a thermal customer using the Sergipe Hub's FSRU capacity, guaranteeing 15-year firm revenue stream from July/26 onwards;
- Consolidated EBITDA of R\$ 1,070.4 million in 2Q24, reflecting the operational performance in the period;
- Financial discipline leads to another quarter with lower O&M costs and SG&A expenses in nominal terms over 2Q23, with a 14.9% reduction in SG&A and a 7.7% decline in O&M costs on a like-for-like basis;
- Growth of R\$ 46.3 million in Jaguatirica II TPP's EBITDA, with higher volume of energy generated and lower revenue deductions, reflecting plant stabilization and improved availability from 82% in 2Q23 to 97% in 2Q24;
- Availability of 98.5% of the Futura Complex in June/2024, the highest level since the start of commercial operations, with R\$ 19.6 million growth in the segment's EBITDA;
- Liability management initiatives carried out in 2Q24 extends average debt maturity by 0.7 years and increase exposure to IPCA from 61% to 70% compared to 1Q24, promoting better alignment with the Company's main revenues;
- Conclusion of the merger of main energy trading companies into the Holding, streamlining the Company's corporate structure and enhancing the use of current expenses;
- Subsequent events in 2Q24 include:
 - (i) Signing of binding memorandums for:
 - a. Business combination and acquisition of four assets from BTG's thermal power generation portfolio, valued at attractive rates and on a stand-alone basis, considering only contracts already signed, with mapped financial, corporate and operational synergies arising from their integration into Eneva's portfolio; and
 - b. Structuring of a follow-on, with a base offer of R\$3.2 billion, with a firm guarantee from BTG, and a hot issue of R\$ 1.0 billion, at R\$ 14.00/share, representing a premium of 10.7% over the VWAP of the 60 trading sessions prior to the announcement;
 - (ii) Conclusion of CELSE merger, effective as of June 24, streamlining its corporate structure and enabling a better use of the Holding company's financial expenses, in addition to enabling the start of the use of surplus and accelerating the use of Eneva's accumulated losses;
 - (iii) Conclusion of an assignment transaction with anticipation of rights receivables of part of Porto de Sergipe I TPP's fixed revenues in the total amount of R\$2.7 billion, at the rate of DI+1.4% p.a.; considering the cash inflow from the transaction, carried out in July/24, the adjusted net debt/EBITDA ratio for 2Q24 would total 3.70x, instead of the 4.36x previously determined; and
 - (iv) Signing of a gas supply contract with Copergás, starting in August/24, using part of the remaining capacity of the Parnaíba Complex liquefaction plant, bolstering the SSLNG business model.

MAIN INDICATORS

	2Q24	2Q23	Var. %	1H24	1H23	Var. %
R\$ million						
Net Operating Revenues	1,943.0	2,523.3	-23.0%	3,947.8	4,982.5	-20.8%
EBITDA ICVM 527/12	1,070.4	1,188.1	-9.9%	2,159.5	2,356.5	-8.4%
EBITDA Margin (%)	55.3%	47.1%	8.2 p.p.	54.8%	47.3%	7.5 p.p.
Eneva Net Income ¹	1,066.7	372.3	186.5%	1,005.9	595.2	69.0%
Investments (Accrual basis)	771.9	682.7	13.1%	1,199.0	1,226.1	-2.2%
Operational Cash Flow	933.7	660.5	41.4%	2,041.0	1,237.8	64.9%
Net Debt (R\$ Bi)	17,828.7	16,576.0	2.3%	17,828.7	16,576.0	2.3%
Net Debt/EBITDA LTM ²	4.36	4.26	0.10 x	4.36	4.26	0.10 x

1 - Net income deducting minority interest in subsidiaries.

2 - Calculated considering accumulated EBITDA in the last 12 months in accordance with ICVM 527/12.

KEY OPERATIONAL DATA

Operational Data

Gas Thermal Generation - Parnaíba	2Q24	1Q24	4Q23	3Q23	2Q23
Parnaíba I					
Availability (%)	100%	98%	98%	100%	98%
Dispatch (%)	10%	22%	23%	8%	35%
Net Generation (GWh)	153	322	326	107	508
Gross Generation (GWh)	162	328	345	113	536
Generation for Regulated Market (%)	7%	41%	73%	0%	0%
Generation for Free Market (%)	93%	59%	27%	100%	100%
Parnaíba II					
Availability (%)	100%	89%	95%	97%	100%
Dispatch (%) ¹	0%	33%	73%	91%	32%
Net Generation (GWh)	0	356	780	986	345
Gross Generation (GWh)	0	363	827	1,043	366
Generation for Regulated Market (%)	0%	1%	99%	100%	97%
Generation for Free Market (%)	0%	99%	1%	0%	3%
Parnaíba III					
Availability (%)	99%	100%	100%	98%	100%
Dispatch (%)	0%	12%	20%	0%	9%
Net Generation (GWh)	0	45	75	2	36
Gross Generation (GWh)	0	45	78	2	37
Generation for Regulated Market (%)	0%	76%	76%	0%	0%
Generation for Free Market (%)	0%	24%	24%	100%	100%
Parnaíba IV					
Availability (%)	100%	98%	98%	100%	97%
Dispatch (%)	19%	25%	33%	0%	41%
Net Generation (GWh)	19	29	37	0	24
Gross Generation (GWh)	21	29	39	0	25
Generation for Regulated Market (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Generation for Free Market (%)	100%	100%	100%	0%	100%
Parnaíba V					
Availability (%)	100%	100%	96%	100%	97%
Dispatch (%)	11%	27%	23%	7%	33%
Net Generation (GWh)	83	203	180	52	265
Gross Generation (GWh)	88	207	190	55	279
Generation for Regulated Market (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Generation for Free Market (%)	100%	100%	100%	100%	100%

Source: National System Operator (“ONS”), Electric Power Trading Chamber (“CCEE”), Reserve Certifications disclosed by Eneva, and the Company’s internal controls and analyses.

¹ In 2024, the contractual inflexibility period of the Parnaíba II TPP was established at 100% of the month of January and 100% between August and December 2024, while in 2023 the contractual inflexibility period of the plant was fully concentrated between June and November 2023.

KEY OPERATIONAL DATA

Operational Data

Gas Thermal Generation — Roraima	2Q24	1Q24	4Q23	3Q23	2Q23
Jaguatirica II					
Availability (%)	97%	99%	94%	86%	82%
Dispatch (%)	75%	82%	78%	73%	63%
Net Generation (GWh)	198	216	209	185	166
Gross Generation (GWh)	207	226	219	194	174
Generation for Regulated Market (%)	100%	100%	100%	100%	100%
Generation for Free Market (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Gas Thermal Generation — Third-party LNG					
Porto de Sergipe I					
Availability (%)	95%	98%	97%	97%	97%
Dispatch (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Net Generation (GWh)	0	0	0	0	0
Gross Generation (GWh)	0	0	0	0	0
Generation for Regulated Market (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Generation for Free Market (%)	0%	0%	0%	0%	0%
Fortaleza (plant in hibernation)²					
Availability (%)	-	-	79%	100%	100%
Dispatch (%)	-	-	11%	0%	0%
Net Generation (GWh)	-	-	72	0	0
Gross Generation (GWh)	-	-	76	0	0
Generation for Regulated Market (%)	-	-	0%	0%	0%
Generation for Free Market (%)	-	-	100%	0%	0%
Coal Thermal Generation					
Itaqui					
Availability (%)	100%	99%	93%	100%	99%
Dispatch (%)	0%	0%	4%	0%	0%
Net Generation (GWh)	0	3	28	0	0
Gross Generation (GWh)	0	3	33	0	0
Generation for Regulated Market (%)	0%	0%	97%	0%	0%
Generation for Free Market (%)	0%	100%	3%	0%	0%

Source: ONS, CCEE, Reserve Certifications disclosed by Eneva, and the Company's internal controls and analyses.

² The Fortaleza TPP was shut down in December 2023 after the end of the contractual generation supply period with the distributor, and the asset will remain in hibernation while Eneva assesses potential opportunities for contracting a new cycle for this plant. Data from previous periods will be presented for historical comparison purposes.

KEY OPERATIONAL DATA

Operational Data

Coal Thermal Generation	2Q24	1Q24	4Q23	3Q23	2Q23
Pecém II					
Availability (%)	100%	99%	100%	100%	100%
Dispatch (%)	0%	0%	13%	0%	0%
Net Generation (GWh)	0	0	91	0	0
Gross Generation (GWh)	0	0	104	0	0
Generation for Regulated Market (%)	0%	0%	99%	0%	0%
Generation for Free Market (%)	0%	0%	1%	0%	0%
Solar Generation					
Futura 1 ³					
Availability (%) ⁴	97%	95%	93%	70%	90%
Capacity Factor (%) ⁵	26.6%	29.1%	34.5%	31.8%	24.7%
Frustrated Generation by Restriction (GWh)	-21	-10	-22	-46	-13
Gross Generation After Restriction (GWh)	370	408	469	295	205
Net Generation (GWh)	367	405	466	292	204
Generation Settled - Spot Market (%) ⁶	0%	1%	4%	9%	44%
Generation Settled - Bilateral Contracts (%)	100%	99%	96%	91%	56%
Upstream					
Parnaíba					
Production (bcm)	0.11	0.20	0.29	0.23	0.24
Remaining reserves (bcm)	37.3	37.4	37.6	32.5	32.7
Amazonas					
Production (bcm)	0.06	0.06	0.07	0.06	0.06
Remaining reserves (bcm)	9.9	10.0	10.0	14.3	14.3

Source: ONS, CCEE, Reserve Certifications disclosed by Eneva, and the Company's internal controls and analyses.

³ The Futura 1 Solar Complex started commercial operations of all its solar power plants on May 26th, 2023. Net generation and gross generation data for 2Q23 presented in the table refer to the entire 2Q23, including the test and commissioning period.

⁴ The availability of Futura 1 in 2Q23 considers only the period from the beginning of commercial operations, at the end of May/23.

⁵ The capacity factor seeks to measure the total generation capacity of the operating park during the period. It considers the generation of the quarter, adjusted to include frustrated generation due to restrictions in the period, regarding the operational installed capacity (adjusted for availability) in the period. For 2Q23, the capacity factor considers the period from the beginning of commercial operations, at the end of May/23.

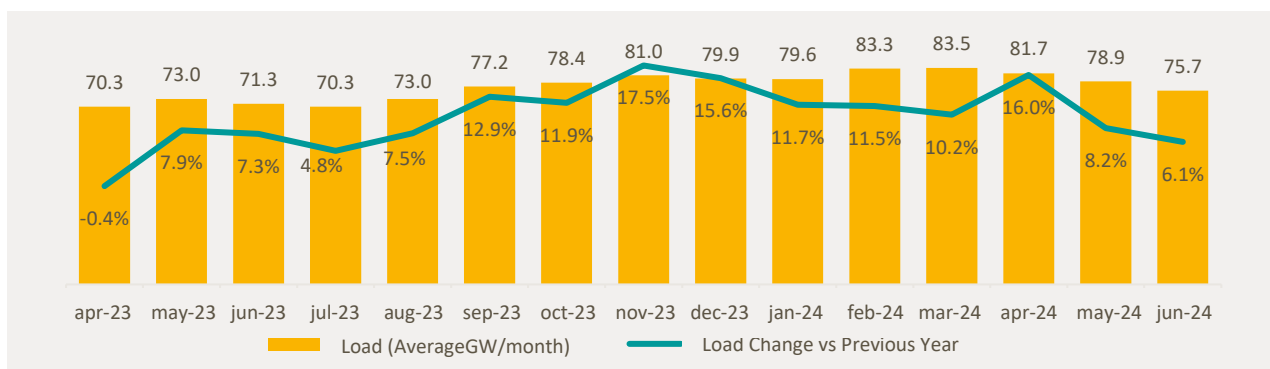
⁶ During 2024, SPE Futura 6 settled a large part of its generation (around 11 GWh/month) for a short-term contract signed with Eneva's Energy Trading segment.

INDUSTRY ENVIRONMENT

- Continuation of regulatory thermal dispatch in the National Interconnected System (“SIN”), despite still high reservoir volumes, and consistent return of energy exports to Argentina.
- Out-of-merit regulatory thermal generation reflects structural conditions, such as operational restrictions, model limitations and the SIN's growing intermittent energy matrix.

In 2Q24, the electricity load of the National Interconnected System (“SIN”) totaled 78.8 average GW, triggering a downward trend compared to the 82.1 average GW recorded in 1Q24. However, it maintained significant growth of 10.1% compared to the average load of 71.5 GW in 2Q23, hitting all-time average load levels for a second quarter.

Monthly Average Energy Load – SIN (Average GW/month and Annual Variation (%) ⁷



The load increase year over year continued to be mostly driven by higher residential consumption, followed by commercial and industrial consumption. The increased use of cooling appliances due to prevailing temperatures above historical averages and heat waves throughout most of the quarter, still reflecting the El Niño weather phenomenon, continued to drive household consumption, as did the improvement in employment and income indicators. Electricity consumption in the commercial sector was also boosted by the heatwave and the results of the commercial and services sectors, with the growth in retail sales in April and the performance of the pharmaceutical, medical, furniture and household appliances, information and communication services sectors standing out.⁸

In addition, the months of April/2024 and May/2024 saw an acceleration in industrial consumption, which recorded the highest figures in the entire historical series for two consecutive months, led by the energy-intensive sectors of food products manufacturing, driven by higher household consumption; and metallurgy, due to aluminum production.⁸ The positive performance of the industrial segment was also evidenced by the advance in various Getúlio Vargas Foundation indicators measured between April/2024 and June/24, such as the expansion of the Installed Capacity Utilization Level (NUCI) and the increase in the Industry Confidence Index (ICI).⁹

Besides the expected seasonality with the migration to a typically milder period, the lower average load in the quarter-on-quarter comparison reflected the gradual weakening of El Niño, with the cooling of Pacific Ocean

⁷ Source: Historical data available on the website of the ONS, at : http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Accessed on July 28th, 2024.

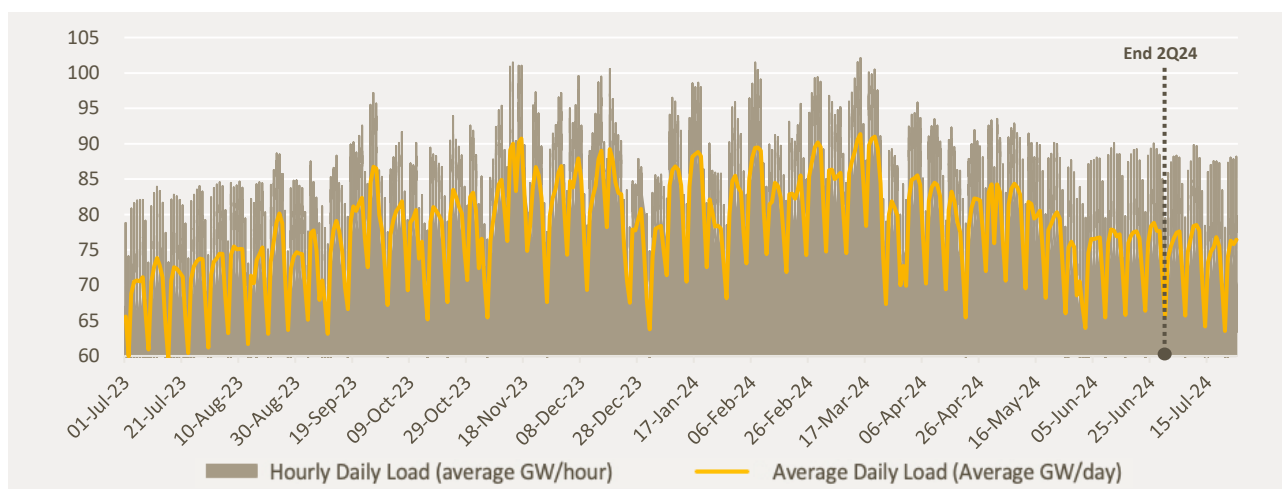
⁸ Source: Energy Research Company (Empresa de Pesquisa Energética — “EPE”) — Monthly Review of the Electric Power Market Newsletters (May and June 2024), available at: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica> - Accessed on July 28th, 2024.

⁹ Source: National System Operator (“ONS”) — Monthly Load Bulletins (April, May and June 2024), available at: <https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Boletim+Mensal+de+Carga> - Accessed on July 28th, 2024.

temperatures, especially from the end of May/2024 onwards. Over the course of nearly a year, besides pushing temperatures to above-average levels in much of the country, the main effects of the phenomenon in Brazil included a rise in rainfall volumes in the South, reinforcing extreme rainfall phenomena, as well as a reduction in rainfall volumes in the Midwest, North and Northeast, contributing to the droughts seen in the North and Northeast.

During 2Q24, the average daily load continued to reach high levels, despite gradually lower temperatures, reaching over 80 average GW in one third (1/3) of the quarter. In addition, daily hourly load peaks reached over 85 average GW for a few hours on 71 days of the quarter and over 90 average GW on 30 days of the quarter. Post-2Q24, hourly load peaks above 85 average GW continued to be recorded in July/24, as shown in the graph below.

SIN Hourly and Daily Energy Load — (average GW/hour and average GW/day)¹⁰



The 2Q24, registered higher rainfall volumes in the South Subsystem, driven by El Niño, bringing the Affluent Natural Energy (“ENA”) results in the quarter to exceed 10-year historical averages, especially in May/2024, which also recorded the highest volume of ENA since the beginning of the historical series made available by the National System Operator (“ONS”)¹¹. The volume recorded that month was due to extreme rainfall events in the state of Rio Grande do Sul (RS), which lasted from the end of April to mid-May/2024. Around 471 cities in the state were impacted by the consequences of intense and prolonged rainfall, with catastrophic consequences for the population, the cities and the state, as well as impacts on operations and services throughout the country, including Brazilian electricity and energy planning. The main impacts on the sector include the partial collapse of the dam of the 14 de Julho HPP, with an emergency situation declared by the Emergency Action Plan, as well as the flooding of the Nova Santa Rita Substation (525/230 kV) and the shutdown of 30 transmission lines, eight transformers and five HPPs in the region.

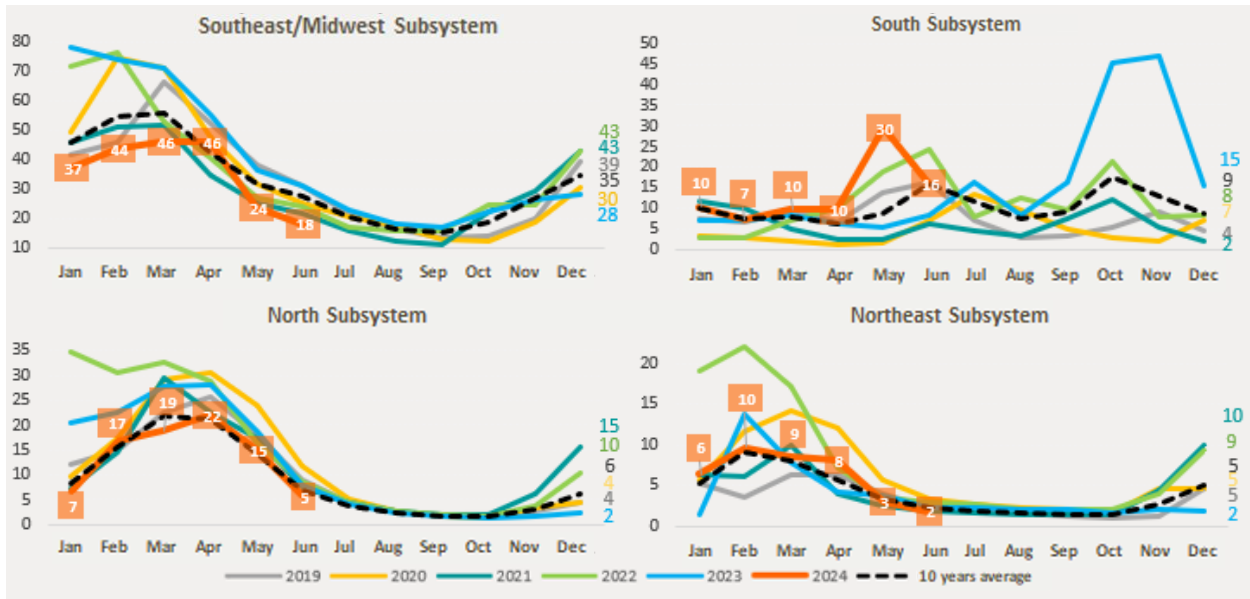
During the first half of 2Q24, there was a slight hydrological improvement in the Southeast/Midwest subsystem, due to rainfall in the region's main basins. From mid-May onwards, lower volumes of ENA were seen in this subsystem, reaching levels below the 10-year historical average and recording the lowest levels for a month of May since 2014 and for June since 2001¹². In the North and Northeast, ENA volumes have fallen back to levels close to the 10-year historical average for the period.

¹⁰ Source: Historical data available on the website of the ONS, at: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx e http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Accessed on July 28th, 2024.

¹¹ Based on historical data available on the website of the ONS, at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx - Accessed on July 28th, 2024.

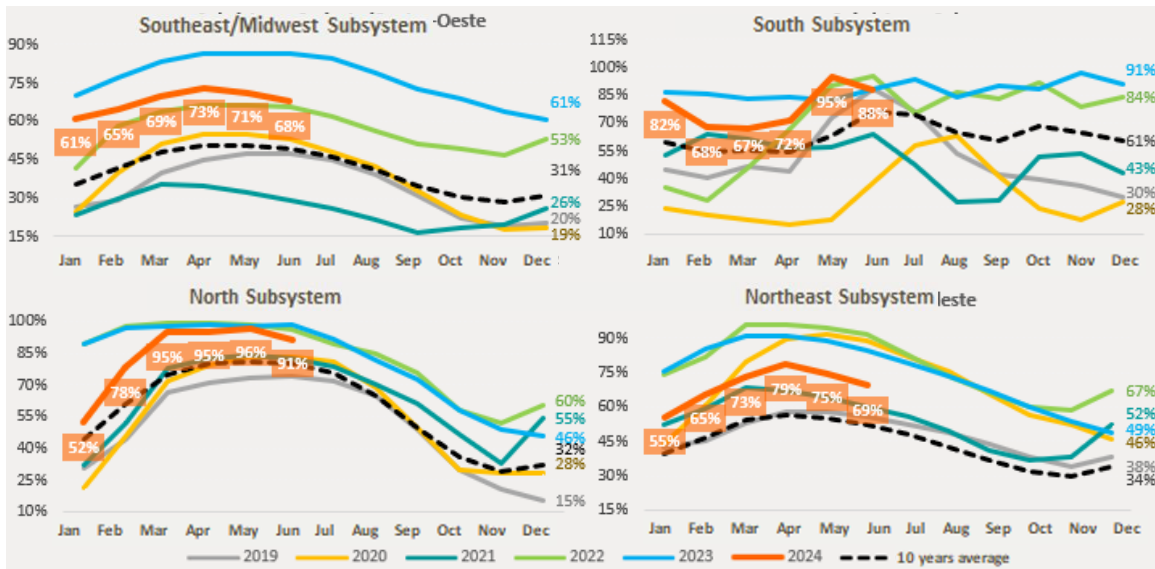
¹² Based on historical data available on the website of the ONS, at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subsistema.aspx - Accessed on July 28th, 2024.

Historical Gross ENA (Average GW/month)¹³



During 2Q24, reservoir levels were still higher than the 10-year historical average in all subsystems, albeit lower than the 2023 averages in the Southeast/Midwest and lower than in 2023 and 2022 in the North and Northeast. In the South, despite reaching an atypical volume for the month of May as a result of the heavy rainfall, lower only than in May/2020, at the end of 2Q24 reservoir storage levels fell again, ending the quarter with levels of Stored Energy (EARM) below the averages for June/2022 and June/2023.

Historical EARM (% Storage)¹⁴



In 2Q24, hydroelectric sources began to reduce their share in the SIN's total energy generation, from a daily average of 72% in 1Q24 to 65% on average. There was also a drop compared to the end of 2Q23, when average daily hydroelectric generation accounted for 69% of total energy generated. At the end of 2Q24, the share of hydroelectric generation came even lower, with 58% contribution to the SIN's total generation. The average daily hydroelectric

¹³ Source: Data available on the website of the ONS, at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_subistema.aspx - Accessed on July 28th, 2024.

¹⁴ Source: Data available on the website of the ONS, at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Accessed on July 28th, 2024.

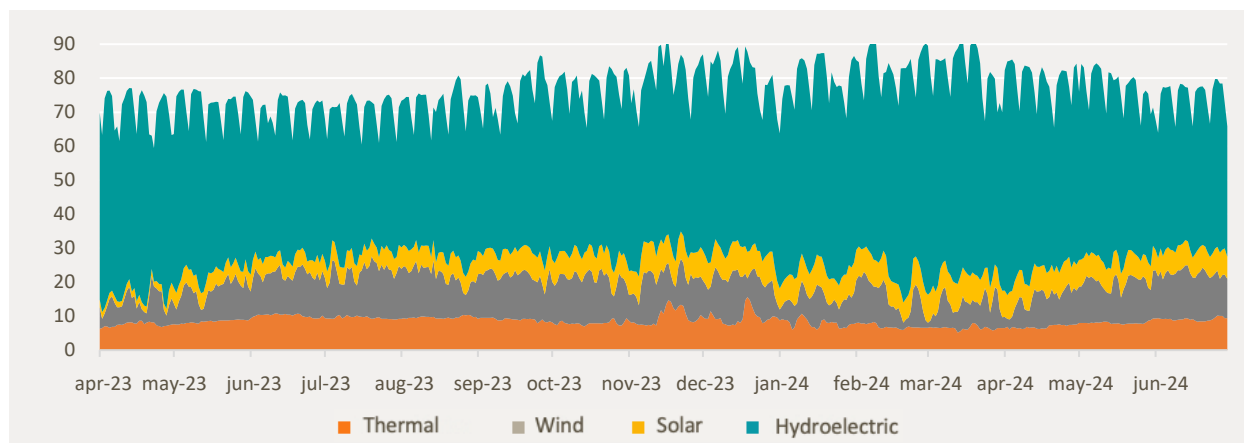
generation volume reached 50.7 average GW in 2Q24, a significant reduction on the 58.7 average GW in 1Q24, but a slight increase on the 49.1 average GW/day in 2Q23.

In turn, wind generation's share in total SIN generation reached a daily average of 15% in 2Q24, up from 10% in 1Q24 and 13% in 2Q23. It is worth noting that, in 1Q24, wind generation was influenced by the effects of El Niño, reflecting the weakening of trade winds and the change in wind circulation pattern to a north-south direction, curtailing the intensity of the winds on the Brazilian northeast coast.

Solar power generation recorded a slight decrease of its share in total SIN generation in 2Q24 over 1Q24, from 10% to 9%, reflecting the expected seasonality of the period with lower irradiance and generation frustration due to the curtailments seen in 2Q24. However, in the year-over-year comparison, we saw a 4 p.p. increase of its share in total SIN generation, from 3.9 average GW in 2Q23 to 7.2 average GW/day in 2Q24. The increase is due both to the greater installed capacity of centralized solar sources and generation distributed in 2023, and to the start of the incorporation of distributed generation (“GD”) data into the solar base from May 2023 by the ONS. Considering the share of solar generation at the end of 2Q23, which already included GD, daily generation from solar sources still grew by 28.1% year-over-year, from 5.1 average GW at the end of 2Q23 to 6.5 average GW at the end of 2Q24.

Average thermal generation was 8.0 GW in 2Q24, up from average 7.2 GW in 1Q24, given the persisting trend towards increased load on the SIN, but slightly down from average 8.7 GW in 2Q23, due to the lower average volume of thermal energy exported and the reduction in inflexible generation year-over-year. The share of thermal generation in relation to the total generation followed a similar trend, with an average of 10% in 2Q24 over 9% in 1Q24 and 12% in 2Q23. However, at the end of 2Q24, the share of thermal generation in relation to the total already stood at 14%, with an upward trend upon the end of the wet season.

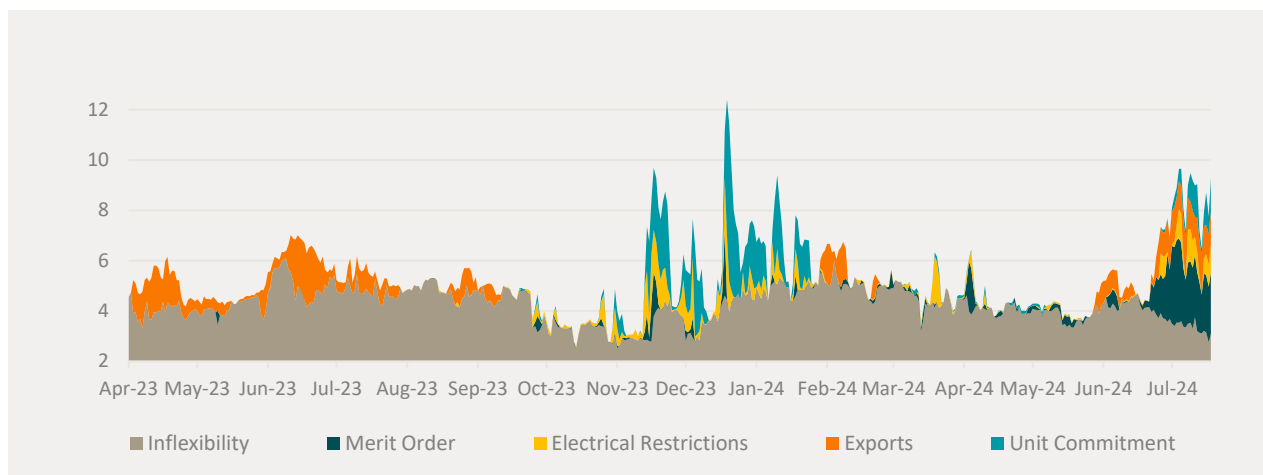
Energy Balance by Source — Generation in the SIN (average GW/day)¹⁵



Even in the context of energy surplus, with still high load levels during 2Q24, the ONS continued to plan thermal plant dispatch in the SIN out of merit order. Thermal generation in the quarter was basically due to inflexibility, exports to Argentina and, to a lesser extent, merit order, electrical restriction (requested by the operator to guarantee the reliability and stability of the electrical system) and unit commitment (as a complement to the necessary dispatches to the system to meet the registered operational restrictions of the plants).

¹⁵ Source: Data available on the website of the ONS, at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Accessed on July 29th, 2024.

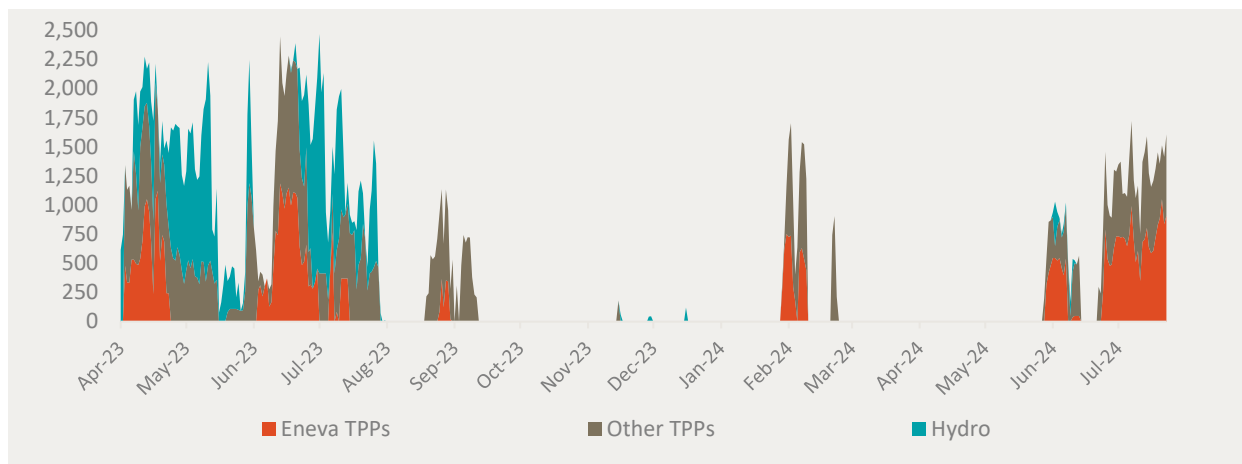
Thermal Dispatch by Main Types — SIN (average GW/day)¹⁶



With regard to thermal generation for export, despite the upturn in 2Q24, this was hindered by Brazil's economic situation. After the conclusion of export operations in March 2024, following the expected seasonality, with the end of summer and milder temperatures, Argentina once again showed demand for energy imports at the beginning of May 2024. However, it was not possible to export energy due to technical unavailability of the transmission lines and the Garabi Converter Station in Brazil's South region, as a result of extreme rainfall events. Argentina continued to show growing demand for energy exports throughout May, but the exports were only resumed as of May 28th, with the return of the 525 kV Itá / Caxias transmission line (SGI 26.967-24), still limited and with restrictions due to voltage control in the Rio Grande do Sul grid.

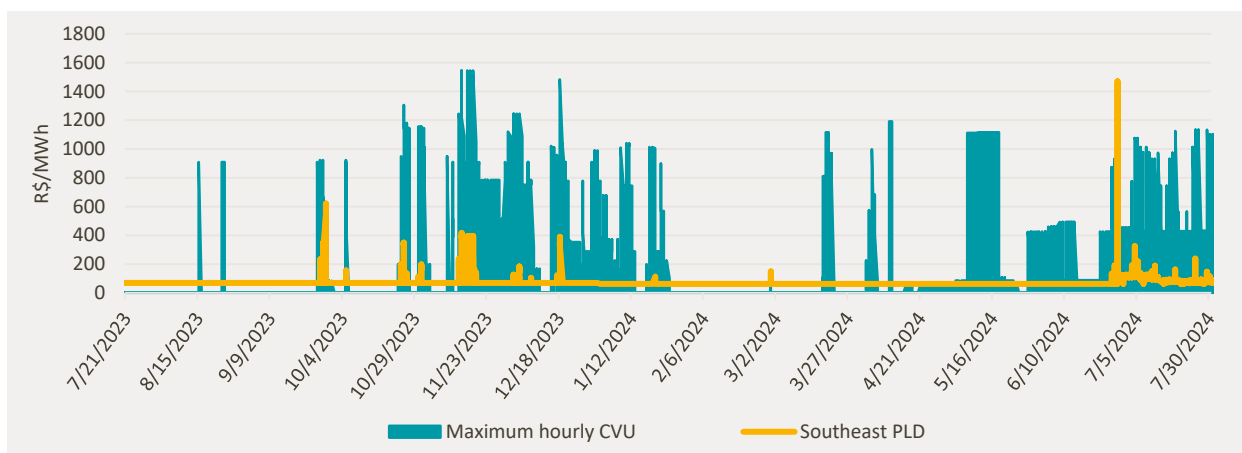
After the first week of exports in June, Argentina extraordinarily reduced its demand for energy due to the rise in average temperatures in the region to milder levels for the period and the previously contracted LNG loads. Exports to Argentina were only resumed in the last week of June, driven by the expected decline in average temperatures during this season, and continued in early 3Q24, reaching daily energy export averages of 1,3 GW throughout the month of July, the same month in which the Company hit record monthly export volume since the start of energy export operations in 2022.

¹⁶ Source: Data available on the website of the ONS, at: <https://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm> - Accessed on August 4th, 2024.

Energy Export Volume (average MW/d)¹⁷


The resumption of thermal dispatch observed since late 3Q23 was caused by both circumstantial and structural factors. Among the circumstantial factors, El Niño contributed to an increase in temperatures and a substantial upturn in the load at various times of the day. In addition, lower rainfall, especially in the North subsystem, limited the instantaneous hydroelectric generation capacity in important SIN plants. These factors were boosted by a seasonal decline in wind generation between October 2023 and mid-2Q24.

The thermal dispatch out of merit order observed in recent months also reflects structural conditions in the system, such as the limitations of forecasting models, operational restrictions due to requirements of minimum outflows that must be complied by hydroelectric power plants, restrictions on multiple water use that the National System Operator (“ONS”) is subject to, as well as the SIN’s growing intermittent energy matrix driven by an increase in solar and wind installed capacity. As a result, it has been observed consecutive regulatory thermal dispatches in the SIN for instant power supply, especially due to model limitations. This scenario reinforces the need for thermal generation and power to enable the system balance, even in an environment of energy surplus, in addition to dissociating the dispatch thesis as an exclusively seasonal actionable mechanism to cover dry periods.

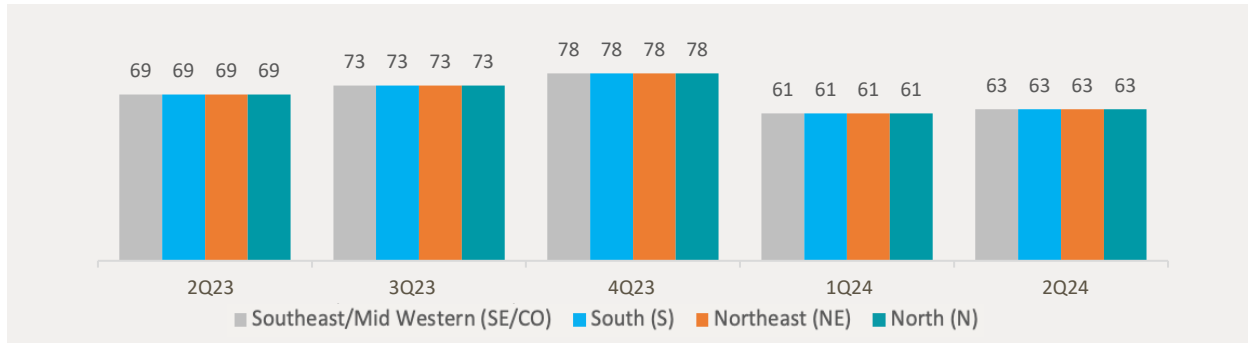
Maximum Hourly PLD in the Southeast and Maximum hourly CVU — SIN (R\$/MWh)¹⁸


¹⁷ Source: Thermal generation data available on the website of the ONS, on page “Open Data”, available at: <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Accessed on August 4th, 2024; and hydroelectric generation data for turbinable flow exports available on the website of the Electric Power Trading Chamber – CCEE, at: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/acervo-ccee> - Accessed on August 4th, 2024.

¹⁸ Source: Data available on the websites of CCEE (PLD) and ONS (CVU of marginal TPP that generated) – Accessed on August 7th, 2024.

As an effect of the still high reservoir storage levels in the South and Southeast main basins in 2Q24, the Difference Settlement Price (PLD) remained close to the structural floor for 2024 in all submarkets.

Average quarterly PLD by SIN submarket (R\$/MWh)¹⁹



¹⁹ Source: Data available on the website of CCEE, at: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Accessed on July 28th, 2024.

REGULATED PRICES

The Variable Unit Costs (“CVUs”)²⁰ of all Eneva power plants operating in the regulated market (“ACR”) are linked to inflation and/or fuel indexes and exchange rates. For plants with a CVU that is linked to inflation only, the amounts are restated annually in November, considering inflation (“IPCA”) for the last 12 months. As for thermal power plants that also have a fuel component in their CVUs, in addition to the annual adjustment of the CVU portion linked to inflation, there is a monthly update of the portion indexed to the fuel cost, which follows the change of the indexes and the exchange rate for each period. The exception is the Parnaíba IV TPP, as its CVU was set by the Brazilian Electric Power Agency (“ANEEL”) at R\$ 151.69/MWh through Order 3,203 (December 2018).

The table below presents the average CVUs of the Company’s plants in operation in 2Q24, as well as their respective CVUs in 1Q24 and 2Q23, for comparison purposes:

CVU (R\$/MWh)

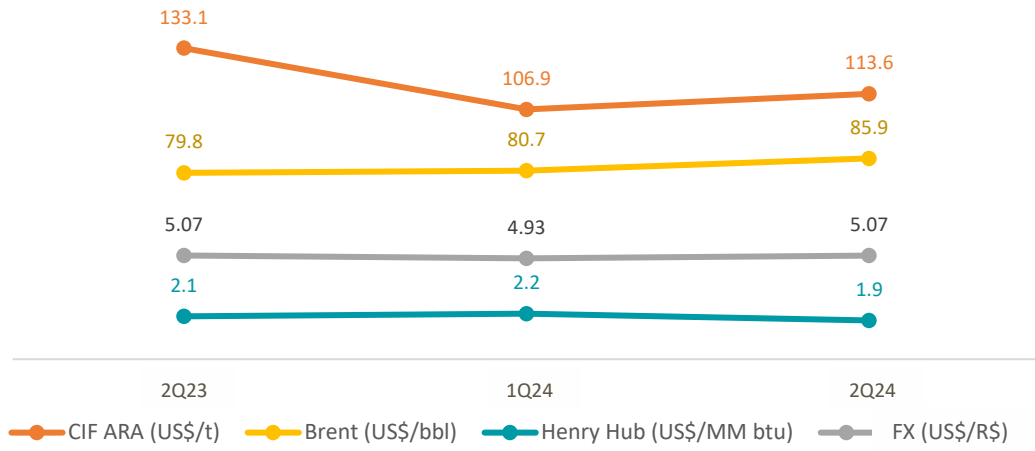
Quarter average values	2Q24	1Q24	2Q23	Indexes	Adjustment Period
Parnaíba I TPP (Regulated Market)	121.4	136.1	131.2	Henry Hub and FX / IPCA	Fuel: Monthly Inflation: Annual
Parnaíba II TPP (Regulated Market)	105.9	105.9	101.0	IPCA	Inflation: Annual
Parnaíba III TPP (Regulated Market)	286.9	286.9	273.7	IPCA	Inflation: Annual
Parnaíba IV TPP (Free Market)	151.7	151.7	151.7	n.a.	n.a.
Parnaíba V TPP (Reg. Market in 2Q24/Free Mkt in 2Q23)	204.1	197.8	197.3	FX / US CPI-U	Dollar: Monthly CPI-U: Annual
Jaguatirica II TPP (Regulated Market)	263.8	263.8	251.4	IPCA	Inflation: Annual
Porto de Sergipe I TPP (Regulated Market)	366.4	337.5	340.4	Brent and FX / IPCA	Fuel: Monthly Inflation: Annual
Pecém II TPP (Regulated Market)	340.8	314.3	390.8	CIF ARA (API #2) and FX / IPCA	Fuel: Monthly Inflation: Annual
Itaqui TPP (Regulated Market)	333.1	306.7	383.2	CIF ARA (API #2) and FX / IPCA	Fuel: Monthly Inflation: Annual

In November 2023, the CVUs of the Parnaíba II and Parnaíba III TPPs had an adjustment of 4.82% based on the IPCA for the 12-month period ended October 2023, as established in the Contracts for Energy Trading in the Regulated Market (“CCEARs”). Similarly, the CVU of the Jaguatirica II TPP, governed by the Electricity and Power Trading Contract for Isolated Systems (“CCESI”), was adjusted based on the same assumption. Therefore, the average CVUs of these plants reflect the annual adjustment in effect over the period.

In addition to having their O&M components adjusted for inflation annually, the Parnaíba I, Parnaíba V, Porto de Sergipe I, Pecém II, and Itaqui TPPs also recorded a variation in the portion of contractual variable revenues linked to fuel prices and the exchange rate, following their respective indexes, as shown in the graph below:

²⁰ The CVU of the thermal power plants is composed of two portions: Ccomb and Co&m. Ccomb is the portion of revenues that refers to the price of fuel and is indexed thereto, with monthly variation. Co&m is the portion of revenues that refers to the plant's variable operation and maintenance cost and is adjusted annually based on the IPCA. To understand more, see the Modeling Guide made available by ENEVA, at <https://ri.eneva.com.br/en/financial-information/modeling-guide/>.

Fuel Indexes with Accounting for Monthly Variation ²¹ (Average Values in the Quarter)

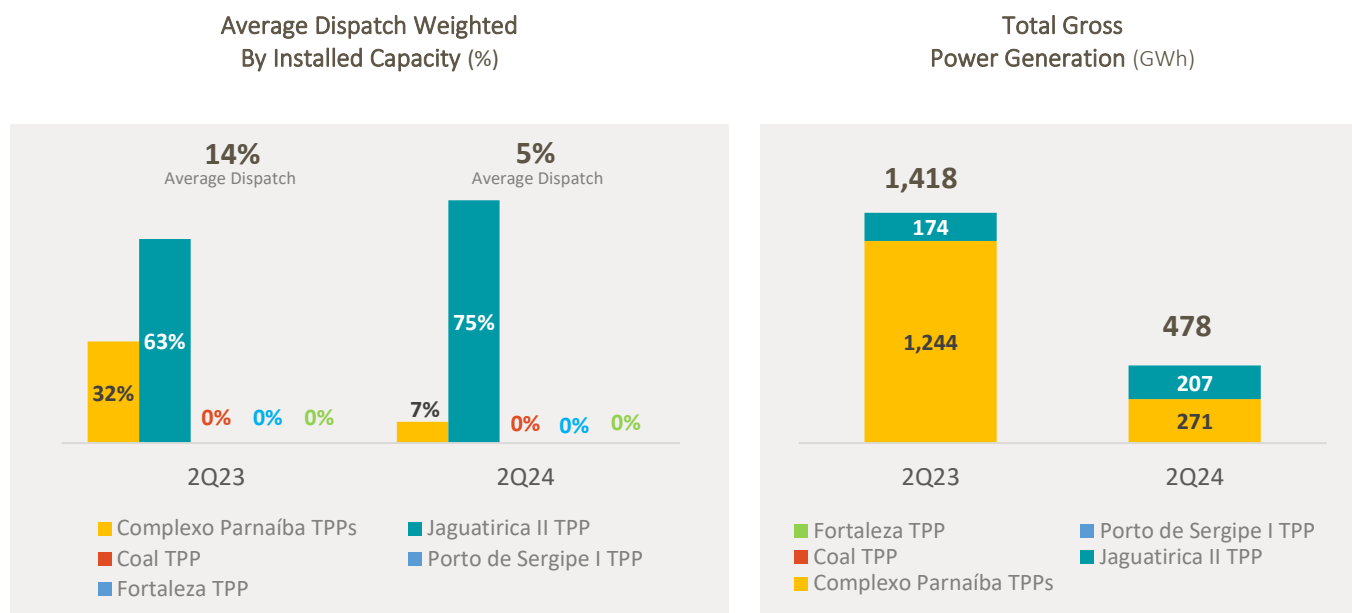


²¹ Source: Data available on Reuters. Quarterly averages calculated using monthly Henry Hub prices for the third last day of the month and CIF-ARA, FX and Brent prices for the average of the month.

KEY OPERATIONAL DATA

Thermal Generation

Quarterly Comparison - Eneva TPPs' Performance ²²



Eneva TPP's Operational Performance

Given the scenario outlined earlier, Eneva's thermal dispatches were mostly concentrated in June 2024 because of energy exports and the SIN's increased need for generation to serve peak loads. As a result, the following assets generated power in 2Q24:

- **Parnaíba Complex**, which comprises five plants in operation (Parnaíba I - V TPPs):
 - **Exports:** In June 2024, the Parnaíba I, IV, and V TPPs generated energy for export to Argentina, totaling 231 GWh in the quarter. Of this amount, 202 GWh refer to energy traded at prices set out in bilateral contracts and 29 GWh settled at the PLD. This generation surplus related to the exports volume – which were effectively traded – derives from the need for a longer interval or load than the interval or volume established in the export contract, due to factors such as (i) hourly variations in energy demand for export; (ii) operational restrictions and load modulation limitations at each plant; and (iii) management of the ramp-up timing at each plant.
 - **Dispatches to the SIN:** net generation of 24 GWh, referring to the dispatches in 2Q24 due to (i) cost-based merit order, at the time of indication of the models; (ii) electrical restriction, requested by the ONS to guarantee the reliability and stability of the electrical system; and (iii) unit commitment, as a complement to the necessary dispatches to the system in order to meet the registered operational restrictions of the plants. Additionally, it is worth noting that in order to maximize the availability of Eneva's thermoelectric park in view of the Argentinian winter export window for the year 2024, the period of contractual inflexibility of the Parnaíba II TPP was redeclared, which now does not include

²² As of 1Q24, Eneva's average dispatch weighted by total installed capacity no longer considers the installed capacity of the Fortaleza TPP, totaling 327 MW, since this plant was shut down in December 2023. In 2Q23, the Company's average dispatch weighted by total installed capacity considers this plant's capacity, as it was operational and available for generation at the time.

2Q24, being established at 100% of January and 100% between August and December. Until 2023, the plant's period of contractual inflexibility was usually 100% concentrated between June and November.

- **Jaguaririca II TPP:** located in Roraima's isolated system, recorded 97% average availability in 2Q24, slightly lower than in 1Q24 due to the maintenance of the turbine generator. The availability levels recorded in the last few quarters reflect the operational stabilization completed in December 2023, when availability was close to 100%, as disclosed in the 4Q23 Earnings Release. In 2Q24, the plant's dispatch to the regulated market stood at 75%, and net generation reached 198 GWh, due to lower demand for load in Roraima state because of moderate temperatures in the period.

Allocation of Total Net Generation in 2Q24 (GWh)

Net Generation	Generation settled at CVU ²³	Generation settled at PLD (including due to export modulation restriction) ²⁴	Generation settled in bilateral contracts for energy exports	Total
TPP				
Parnaíba I	15	20	118	153
Parnaíba II	-	-	-	-
Parnaíba III	-	-	-	-
Parnaíba IV	1	1	17	19
Parnaíba V	8	8	67	83
Jaguaririca II	198	-	-	198
Itaqui	-	-	-	-
Pecém II	-	-	-	-
Porto de Sergipe I	-	-	-	-
Total	221	29	202	452

²³ Includes dispatch for merit order, electrical restriction and unit commitment.

²⁴ It is worth noting that net generation in the free market is remunerated at the generation hourly PLD, not the average daily PLD, and that there may be price changes over a 24-hour period.

Solar Generation

Commercial operations at the Futura 1 Solar Complex fully started in late May 2023, following the approval by the National Energy Agency (ANEEL). The Complex is comprised of the Futura Solar Power Plants 1 to 22, totaling an installed capacity of 692.4 MWac. The stabilization process of the Complex was completed by late October/23, when all plants were in operation.

Following its rising availability after stabilization, the Complex reached an average availability of 97% in 2Q24 and 98.5% in June, the highest result since its COD.

In 2Q24, total net generation of the solar park reached 367 GWh, less than in 1Q24, mainly due to lower average irradiance at Futura 1. It should be noted that different levels of solar generation are expected throughout the year and the period between April and July usually has the lowest levels of irradiance. Thus, generation of the solar complex is expected to increase seasonally in the last quarter of the year, gradually decline over the first half of the year and subsequently increase as of the middle of the second half.

In 2Q24, the Complex's capacity factor²⁵ reached 26.6%, reflecting the seasonality of the period.

Upstream

Production and Reserves

In 2Q24, Eneva's natural gas production totaled 0.17 billion cubic meters (bcm), of which 0.11 bcm in the Parnaíba Complex and 0.06 bcm in the Amazonas Basin, in the Azulão Field, to supply the Jaguatirica II TPP. The year-on-year reduction in gas production volume was due to two factors: (i) lower demand for gas at the thermal power plants in the Parnaíba Complex, driven by lower demand for exports to Argentina; and (ii) the restatement of the contractual inflexibility period at the Parnaíba II TPP in 2024²⁶, excluding 2Q24, compared to the same period in 2023, which included the month of June. Meanwhile, the Azulão Field's gas production volume remained flat year over year, keeping pace with dispatch at the Jaguatirica II TPP.

Accumulated Gas Production (bcm)

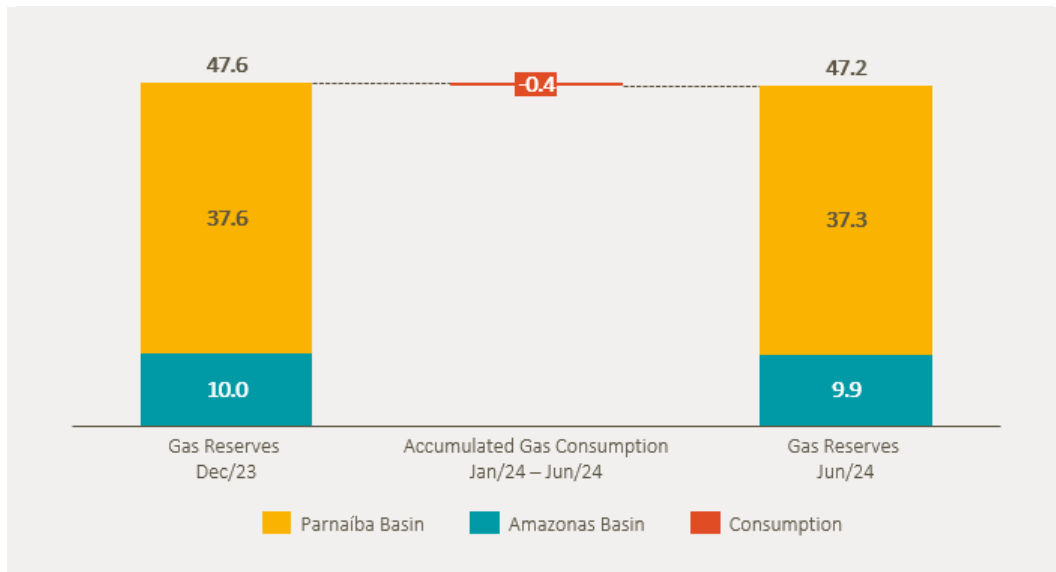


At the end of 2Q24, Eneva's 2P natural gas reserves totaled 47.2 bcm, of which 37.3 bcm in the Parnaíba Basin and 9.9 bcm in the Amazonas Basin, in the Azulão Field. This volume reflects the balance of certified reserves prepared by Gaffney, Cline & Associates (GCA), as of December 31st, 2023, and discounting accumulated gas consumption in the first half of 2024.

²⁵ Considers the generation of the quarter, adjusted to include the generation frustrated due to restrictions in the period, in relation to the operational installed capacity (adjusted by availability) in the period.

²⁶ In 2024, the Parnaíba II TPP's contractual inflexibility period was set at 100% for January and 100% between August and December 2024, while in 2023, the plant's contractual inflexibility period was 100% concentrated between June and November 2023.

Annual Evolution of Gas Reserves (bcm)



According to the reports certified by GCA on December 31st, 2023, Eneva had 2P condensate reserves totaling 11.8 million barrels (MMbbl), of which 2.2 MMbbl in the Parnaíba Basin and 9.5 MMbbl in the Azulão Field.

FINANCIAL PERFORMANCE

CONSOLIDATED

Consolidated Income Statement	2Q24	2Q23	%	1H24	1H23	%
R\$ Million						
Net Operating Revenues	1,943.0	2,523.3	-23.0%	3,947.8	4,982.5	-20.8%
Operating Costs	(770.9)	(1,225.0)	-37.1%	(1,535.7)	(2,372.7)	-35.3%
Operating Expenses	(129.2)	(163.4)	-20.9%	(276.4)	(307.0)	-10.0%
SG&A	(108.4)	(127.5)	-15.0%	(217.5)	(237.6)	-8.4%
SOP/Long-Term Incentive Expenses	(22.2)	(24.1)	-8.1%	(43.4)	(38.6)	12.3%
Other Expenses	(86.2)	(103.4)	-16.6%	(174.1)	(199.0)	-12.5%
Exploration Expenses – Geology and Geophysics	(20.8)	(35.9)	-42.0%	(58.9)	(69.4)	-15.1%
Dry Wells and provisions for doubtful accounts	-	(0.3)	N/A	(23.2)	(0.6)	N/A
Depreciation and amortization	(343.8)	(381.2)	-9.8%	(692.6)	(796.5)	-13.1%
Costs	(276.2)	(261.2)	5.7%	(557.1)	(505.9)	10.1%
Expenses	(67.6)	(120.0)	-43.7%	(135.5)	(290.7)	-53.4%
Other revenue/expenses	27.5	52.8	-48.0%	23.4	52.9	-55.8%
Equity Income	0.0	0.3	-97.8%	0.5	0.7	-29.5%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,070.4	1,188.1	-9.9%	2,159.5	2,356.5	-8.4%
Adjusted EBITDA ¹	1,070.4	1,188.4	-9.9%	2,182.7	2,357.1	-7.4%
Net Financial Result	(918.7)	(308.3)	198.0%	(1,625.8)	(743.4)	118.7%
EBT	(192.1)	498.6	N/A	(158.8)	816.6	N/A
Current taxes	(36.1)	(45.5)	-20.6%	(96.1)	(100.1)	-3.9%
Deferred taxes	1,415.1	(63.1)	N/A	1,508.6	(103.9)	N/A
Net Income	1,186.9	389.9	204.4%	1,253.6	612.6	104.6%
Net Result - Minority Interests	120.2	17.6	582.5%	247.8	17.4	N/A
Eneva Net income	1,066.7	372.3	186.5%	1,005.9	595.2	69.0%

Consolidated EBITDA as of ICVM 527/12 totaled R\$ 1,070.4 million in 2Q24, down by 9.9% over 2Q23, mainly due to the contract termination and shutdown of operations at Fortaleza TPP in late 2023, which recorded EBITDA of R\$ 163.3 million in 2Q23. Excluding the plant's results in the year-over-year comparison, Eneva's consolidated EBITDA would have grown by 4.5% in 2Q24 over 2Q23.

In 2Q24, the main effects that positively contributed to the EBITDA variation compared to 2Q23 were:

- Growth of R\$ 46.3 million in the EBITDA from the Jaguatirica II TPP, reflecting the greater availability of the plant as a result of its operational stabilization, completed in December/23, boosting variable revenues from dispatch and reducing the fixed revenues deductions due to unavailability;
- Increase of R\$ 19.1 million in the Parnaíba Complex's EBITDA, mainly due to the start of fixed revenues inflow from the Contract for Energy Trading in the Regulated Environment (CCEAR) for the Parnaíba V TPP, which improved the segment's fixed margin by R\$ 91.4 million, partially offset by the lower dispatch level dispatch in the period, with a R\$ 67.0 million reduction in the variable margin;
- Growth of R\$ 19.6 million in the Solar segment's EBITDA mainly due to the R\$ 23.0 million decrease in the segment's variable costs over 2Q23, reflecting the overall improvement on the availability of Futura 1 Solar Park with a R\$ 23 million reduction in costs of incentivized energy in the Free Market to meet the bilateral self-production contracts when compared to 2Q23;
- Improvement of R\$ 27.5 million in EBITDA from the Holding & Other segment (excluding Equity Income), mainly affected by the one-off effect from the recognition of R\$ 32.0 million in credits from the Fuel Consumption Account – CCC at SPE Amapari, given the favorable ruling for the subsidiary,

recognizing fuel cost as an ancillary expense that can be reimbursed by the CCC. It is worth noting that this amount had already been received in advance.

Concerning the effects that negatively impacted EBITDA in 2Q24 compared to 2Q23, besides the shutdown of operations at the Fortaleza TPP, the Upstream segment recorded a R\$ 65.1 million decline in EBITDA, mainly due to the lower dispatch level in the Parnaíba Complex during the quarter. In addition, Porto de Sergipe I TPP's EBITDA went down R\$ 22.3 million year-over-year, mainly reflecting the booking of one-off extemporaneous PIS and Cofins credits in 2Q23, which impacted EBITDA by R\$ 59.4 million, benefiting the result for that period, partially offset by the plant's higher fixed margin with the contractual adjustment of fixed revenues and a reduction in fixed costs.

The net financial result totaled negative R\$ 918.7 million in 2Q24, compared to negative R\$ 308.2 million in 2Q23, mainly reflecting the non-cash FX variation on the FSRU lease at the Porto de Sergipe I TPP, which totaled negative R\$ 567.4 million in 2Q24, in line with the exchange rate appreciation on the remaining liability balance denominated in foreign currency. It is worth noting that, in 2Q23, FX change on the FSRU lease had a positive effect on the result, due to the exchange rate depreciation in the quarter, contributing to a non-cash result of R\$ 179.3 million in that period.

Current and deferred taxes in 2Q24 totaled a positive result of R\$1,379.0 million, compared to a negative result of R\$108.6 million in 2Q23. The 2Q24 figure was driven by the positive non-cash one-off effect of R\$1,429.7 million, related to the accounting write-off of the deferred IRPJ/CSL (corporate income tax) liabilities, constituted in October 2022 on the surplus, in the context of the acquisition of 100% of the shares of Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (Celse). In that quarter, as a result of the acquisition, a surplus of R\$4,565.8 million was recorded in Intangible assets and, concomitantly, a deferred liability was constituted on this surplus in the amount of R\$1,552.3 million. The constitution of this liability resulted from the accounting amortization of the surplus being non-deductible for the purposes of calculating IRPJ/CSL, generating a difference between the accounting and tax bases. Additionally, this constitution was supported by the lack of prospects for the incorporation of Celse's companies into the Holding. However, after Celse's refinancing process at the end of 4Q23, Celse was incorporated by Eneva in 2Q24, as per the condition established in the process of restructuring its debt. With the incorporation, the accounting amortization of the surplus becomes deductible for IRPJ/CSL purposes, given that there is no longer a difference between the accounting and tax bases since they are in the same SPE. Therefore, the remaining deferred IRPJ liability previously recognized was written off, recording a non-recurring and non-cash effect in the 2Q24 result.

As a result, the Company posted a net income of R\$ 1,186.9 million in 2Q24, versus net income of R\$ 389.9 million in 2Q23. Considering minority interest, Eneva's net result was positive R\$ 1,066.7 million, versus positive R\$ 372.3 million in 2Q23.

CONSOLIDATED CASH FLOW

Free Cash Flow	2Q24	2Q23	Var. Abs.	1H24	1H23	Var. Abs.
R\$ Milhões						
Beginning of Period Cash Position ¹	2,387.7	1,474.0	913.7	2,592.6	2,022.6	570.0
Cash Flow from Operating Activities (CFO)	933.7	660.5	273.2	2,041.0	1,237.8	803.2
EBITDA ICVM 527/12	1,070.4	1,188.1	(117.7)	2,159.5	2,356.5	(197.0)
Changes in Working Capital ²	(74.1)	(500.5)	426.4	(16.1)	(892.4)	876.3
Income Tax	(53.5)	(42.0)	(11.5)	(99.0)	(180.1)	81.1
Changes in Other Assets & Liabilities ²	(9.1)	14.9	(24.0)	(3.4)	(46.2)	42.8
(+) Cash Flow from Investing Activities (CFI)	(508.1)	(660.0)	152.0	(1,110.2)	(981.6)	(128.6)
(+) Cash Flow from Financing Activities (CFF)	(1,113.2)	212.8	(1,326.0)	(1,823.4)	(592.2)	(1,231.2)
Net Effect <i>Liability Management</i>	113.9	-	N/A	113.9	-	N/A
New Debt	121.6	1,002.5	1,619.0	159.5	1,033.2	1,626.3
Principal Amortization ³	(881.0)	(1,071.2)	(2,059.8)	(956.3)	(1,331.9)	(1,874.4)
Interest Amortization ³	(148.5)	(591.9)	307.4	(627.1)	(1,005.4)	242.2
Lease	(104.4)	(73.7)	(30.7)	(209.4)	(132.8)	(76.6)
Other	(214.9)	947.1	(1,161.9)	(304.0)	844.7	(1,148.7)
(=) Total Cash Generation in the Period	(687.6)	213.2	(900.9)	(892.5)	(335.9)	(556.6)
End of Period Cash Position ¹	1,700.1	1,686.7	13.4	1,700.1	1,686.7	13.4

1 – Includes cash and cash equivalents.

2 – As of 1Q24, the changes in Taxes Recoverable and Taxes, Fees, and Contributions Payable (Tax Turnover), which used to be recorded under Changes in Other Assets & Liabilities, are now consolidated in the working capital line. For comparison purposes, a retrospective adjustment was made to the 2Q23 figures.

3 – In addition to amortization of interest and principal, this line includes changes to escrow accounts recognized or consumed for the payment of principal and interest.

The Company's Cash Flow from Operating Activities ("CFO") totaled R\$ 933.7 million, driven by the operating performance in the quarter, but partially offset by working capital needs and income tax payments in the quarter.

The working capital variation in the period was basically due to the following effects:

- Increase in the accounts receivable balance, with an impact of negative R\$ 40.7 million on 2Q24 cash flow, mainly due to dispatch revenues, for the SIN and exports, relating to generation in June/24, the installments of which will be received throughout 3Q24, following the payment schedules;
- Adjustment with an impact of negative R\$ 33.5 million on the flow as an accounting consideration to the non-cash amount recognized in EBITDA during 2Q24 referring to the impact from mark-to-market variation concerning the expectation of materializing energy futures contract for the Energy Trading segment.

Income tax payments in the period mainly referred to the trading subsidiaries and Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (CELSE), which recorded a taxable income in 2Q24, as well as SPEs Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. (PGC) and Parnaíba II Geração de Energia S.A. (Parnaíba II), due to higher dispatches in 2Q24.

Cash Flow from Investing Activities ("CFI") totaled an outflow of R\$ 508.1 million in 2Q24, mainly due to the following disbursements:

- R\$ 198.2 million related to the construction of the Azulão 950 project, considering payments directed to E&P development and the construction of the plants;
- R\$ 132.6 million destined to the liquefaction units in the Parnaíba Complex to fulfill the small-scale LNG ("SSLNG") sales contracts entered into to supply the industrial facilities of Suzano S.A., Vale S.A. and Companhia Pernambucana de Gás (Copergás);

- R\$ 74.1 million in Upstream activities in the Parnaíba Basin, including the construction of a gas pipeline to connect the Gavião Belo Field and exploration of the Amazonas Basin;
- R\$ 57.5 million allocated to capex sustaining operations at all the Company's plants and to the development of projects at the Holding; and
- R\$ 41.2 million related to a large share of the remaining payments accrued in previous periods for the construction of the Futura 1 Solar Complex and the Parnaíba V TPP and for the construction of Parnaíba VI TPP.

Cash Flow from Financing Activities ("CFF") totaled a net outflow of R\$ 1,113.2 million, mainly due to the following impacts:

- Conclusion of the liability management process throughout May/24, with a net effect of R\$ 113.9 million, which included: (i) R\$ 2,500.0 million funding under Eneva's 10th debenture issue, in four series; (ii) payments of principal and interest of R\$ 2,386.1 million relating to the full early settlement of the 7th debenture issue and the 2nd series of Eneva's 2nd debenture issue;
- Amortization of principal, interest payment and recording of escrow accounts related to financing, totaling R\$ 1,029.5 million, following the debt payment schedule, underlining the final repayment of the 1st series of Eneva's 2nd debenture issue, amounting to R\$ 794.6 million in principal and interest rates;
- R\$ 214.9 million in payments recorded in "Other", mainly referring to: (i) R\$ 80.2 million in transaction costs related to the liability management operation; (ii) R\$ 68.3 million related to the contract for the partial anticipation of credit right receivables referring to the fixed revenues of the Itaquí and Pecém II TPPs; and (iii) R\$ 53.7 million in half-yearly dividends paid to Itaú Unibanco S.A. referring to the bank's interest in the preferred shares issued by wholly-owned subsidiary Eneva Participações III S.A., parent company of the PGC and P-II subsidiaries;
- Disbursements of R\$ 121.6 million made in 2Q24, of which: (i) R\$ 88.0 million from the German bank Landesbank Baden Württemberg (LBBW), referring to the acquisition of the drilling rig; and (ii) R\$ 33.6 million from BNB, referring to GNL Brasil, a logistics joint venture in which Eneva holds a 51% stake;
- Payments of R\$ 104.4 million in lease, of which nearly R\$ 74.2 million for the lease of the Sergipe Hub's FSRU and tugboat, in addition to lease payments in the Upstream segment and in the operation of the Azulão-Jaguatirica Integrated System.

As a result, Eneva ended the 2Q24 with a consolidated free cash balance of R\$ 1,700.1 million, versus a cash position of R\$ 2,387.7 million at the end of 1Q24.

ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE BY SEGMENT

Gas-Fired Thermal Generation – Parnaíba

This segment is comprised of subsidiaries (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. — PGC, which owns the Parnaíba I and Parnaíba V TPPs; and (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A., which owns the Parnaíba II, Parnaíba III, and Parnaíba IV TPPs, in addition to being the SPE responsible for the development of the Parnaíba VI TPP.

Income Statement - Parnaíba Generation	2Q24	2Q23	%	1H24	1H23	%
R\$ Million						
Gross Operating Revenues	579.5	717.7	-19.3%	1,245.6	1,218.8	2.2%
Fixed Revenues	494.5	383.7	28.9%	989.6	767.3	29.0%
Variable Revenues	84.9	334.0	-74.6%	256.0	451.5	-43.3%
Contractual	1.8	0.0	N/A	33.0	0.1	N/A
Short Term market	83.2	334.0	-75.1%	223.0	451.4	-50.6%
Energy Exports	71.1	294.7	-75.9%	131.9	380.7	-65.4%
Trading	14.2	37.4	-62.0%	33.5	53.8	-37.6%
Other	(2.1)	1.8	N/A	57.6	16.9	240.8%
Deductions from Gross Revenues	(80.4)	(121.0)	-33.6%	(162.9)	(195.2)	-16.5%
Fixed Revenues Devolution ²⁷	(22.2)	(48.7)	-54.5%	(38.0)	(72.8)	-47.8%
Net Operating Revenues	499.1	596.7	-16.4%	1,082.6	1,023.6	5.8%
Operating Costs	(237.7)	(348.8)	-31.9%	(534.4)	(591.1)	-9.6%
Fixed Costs	(148.6)	(140.2)	6.0%	(287.8)	(272.8)	5.5%
Transmission and regulatory charges	(49.4)	(44.9)	10.1%	(99.6)	(89.2)	11.6%
O&M ²⁸	(33.0)	(29.1)	13.2%	(55.8)	(51.3)	8.7%
GTU fixed lease	(66.2)	(66.2)	0.0%	(132.4)	(132.2)	0.1%
Variable Costs	(48.1)	(178.5)	-73.1%	(165.2)	(240.2)	-31.2%
Fuel (natural gas)	(23.5)	(95.7)	-75.4%	(104.4)	(127.6)	-18.2%
Gas distribution tariff	(2.8)	(8.2)	-66.4%	(8.7)	(10.8)	-19.5%
GTU variable lease	(4.4)	(32.1)	-86.3%	(11.0)	(40.2)	-72.6%
Fixed Revenues Devolution	(10.9)	(31.2)	-65.1%	(25.8)	(44.8)	-42.5%
Others ^{27 28}	(6.5)	(11.3)	-42.6%	(15.2)	(16.7)	-9.2%
Depreciation and Amortization	(40.9)	(38.3)	7.0%	(81.4)	(78.1)	4.2%
Operating Expenses	(8.5)	(14.2)	-40.2%	(16.8)	(18.4)	-8.6%
SG&A	(8.3)	(14.0)	-40.5%	(16.2)	(18.0)	-10.0%
Depreciation and Amortization	(0.2)	(0.2)	-18.9%	(0.6)	(0.4)	55.7%
Other revenues/expenses	(2.7)	0.1	N/A	(3.6)	0.1	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	291.4	272.2	7.0%	609.8	492.7	23.8%
EBITDA Margin (%)	50.3%	37.9%	12.3 p.p.	49.0%	40.4%	8.5 p.p.

In 2Q24, the Parnaíba Complex plants recorded regulatory dispatch concentrated on meeting daily and hourly load peaks, unlike the zero regulatory dispatch recorded in 2Q23. On the other hand, in 2024, the Parnaíba II TPP's contractual inflexibility period was set at 100% of the month of January and 100% between August and December 2024, while in 2023 the plant's contractual inflexibility period was fully concentrated between June and November 2023, thus causing zero dispatch by contractual inflexibility in 2Q24 versus 2Q23. In addition, in the current period, the segment recorded lower export dispatches, since even with demand from the Argentine market, there was technical unavailability in the transmission lines and in the Garabi converter station – located in the Brazilian state

²⁷ In 2Q24, there was a change in accounting treatment regarding the classification of fixed revenues deductions due to the volumes exported to the plants with effective regulated availability contracts. Until 1Q24, these amounts were recorded as variable costs and, from this quarter onwards, they were reclassified as revenue deductions. For comparison purposes between quarters, the figures for 2023 have been changed to reflect this new view.

²⁸ In 2Q24, there was a change in the classification of certain Outsourced Services costs which, until 1Q24, had been included under "Other - Variables" and now are allocated under "Fixed Costs - O&M". For comparison purposes between quarters, the figures for 2023 have been changed to reflect this new view.

of Rio Grande do Sul, making operations unfeasible and reducing volume exported year-over-year. Thus, in 2Q24, the segment's average dispatch totaled 7%, versus 32% in 2Q23.

Gross fixed revenues totaled R\$ 494.5 million, an increase of R\$ 110.9 million in 2Q24, mainly due to: (i) the beginning of the Contract for Energy Trading in the Regulated Environment ("CCEAR") at the Parnaíba V TPP in January 2024, bringing in R\$ 92.4 million in 2Q24; and (ii) the contractual adjustment for the IPCA inflation index of the regulated contracts of the Parnaíba I, II, and III TPPs in November 2023.

It is worth noting that, in this quarter, after reassessing the nature of the entries, the amounts referring to the return of fixed revenues for export reasons, previously accounted for under "Variable Cost", were reclassified under "Gross Revenue Deductions".

As a result of the movements mentioned above, the net operating revenue of the Parnaíba TPPs amounted to R\$ 499.1 million in 2Q24, 16.4% lower than in the same period in 2023.

Gross variable revenues reached R\$ 84.9 million in 2Q24, down R\$ 249.0 million over 2Q23, mainly associated with a combination of the following factors:

- R\$ 223.6 million lower revenue from energy exports to Argentina;
- R\$ 23.2 million reduction in trading revenues in 2Q24 over 2Q23, due to the lower volume traded in the period;
- On the other hand, the regulatory dispatch that took place in June/24 at the Parnaíba I, IV and V TPPs to meet load peaks, both by merit order and electrical restriction and unit commitment, resulted in contractual revenues of R\$ 1.8 million in 2Q24, a scenario not seen in 2Q23 given the more favorable hydrological outlook and lower energy load in the SIN in that period, not requiring thermal dispatch.

Fixed costs rose 6.0% in 2Q24 over 2Q23, mainly due to higher TUST costs, in accordance with contractual adjustments in July 2023, and higher O&M expenditure due to the start of commercial operations at Parnaíba V TPP. Despite higher costs, the fixed margin in 2Q24 increased by 44.6% compared to 2Q23, mainly reflecting the positive effects of a combination of the start of Parnaíba V's regulated contract and the contractual adjustment of the regulated revenues of the other plants with CCEARs in force, whose values exceeded higher fixed costs in the period.

Variable costs totaled R\$ 48.1 million in 2Q24, 73.1% lower than in 2Q23, mainly driven by lower average dispatch in the period, reducing variable generation costs with gas purchases and variable leasing, both paid to the Upstream segment. In addition, the trading cost fell by 65.1% on the lower volume of energy trading operations carried out with the physical guarantee of the TPPs in the period. Given the lower dispatch, the variable margin totaled R\$ 6.2 million in 2Q24, R\$ 67.0 million lower than in the same period last year.

In addition, the segment's SG&A went down R\$ 5.7 million in 2Q24 year-over-year, mainly as a result of the lower allocation of administrative cost sharing due to the revision of apportionment criteria for the Parnaíba V TPP.

Considering these effects, the segment's EBITDA reached R\$ 291.4 million in 2Q24, up 7.0% over 2Q23, with 12.3 p.p. year-over-year growth in the EBITDA margin. Despite the lower dispatch, EBITDA growth was especially supported by the start of CCEAR at the Parnaíba V TPP, contributing to higher fixed margin, the effect of which mitigated the lower variable margin in the period.

Gas-Fired Thermal Generation in Roraima

This segment is comprised of the subsidiary Azulão Geração de Energia S.A., which includes the result of the Jaguatirica II TPP (“Jaguatirica II TPP”) and comprises the entire operation from natural gas liquefaction to power generation at the plant. It is worth noting that the result of the Azulão Field is consolidated into the Upstream segment.

The Jaguatirica II TPP started supplying energy to Roraima’s isolated system on February 15th, 2022, and on May 24th, 2022 the plant reached its total installed capacity of 141 MW. The plant’s full stabilization process was completed in late 4Q23, reaching nearly 100% availability.

Income Statement – Jaguatirica II TPP	2Q24	2Q23	%	1H24	1H23	%
R\$ Million						
Gross Operating Revenues	193.7	176.8	9.5%	392.2	353.2	11.1%
Fixed Revenues	141.5	135.0	4.8%	283.1	270.1	4.8%
Variable Revenues	52.1	41.8	24.8%	109.2	83.1	31.4%
Contractual	52.1	41.8	24.8%	109.2	83.1	31.4%
Deductions from Gross Revenues	(14.4)	(45.0)	-68.0%	(25.0)	(88.7)	-71.9%
Unavailability	(5.4)	(36.9)	-85.5%	(6.6)	(72.7)	-91.0%
Net Operating Revenues	179.3	131.9	36.0%	367.3	264.5	38.9%
Operating Costs	(108.6)	(91.2)	19.0%	(211.4)	(180.2)	17.3%
Fixed Costs	(35.6)	(29.3)	21.6%	(59.8)	(56.1)	6.6%
Transmission and regulatory charges	(2.0)	(0.3)	540.2%	(2.0)	(0.6)	218.0%
O&M ²⁹	(33.6)	(29.0)	15.9%	(57.8)	(55.5)	4.2%
Variable Costs	(33.4)	(35.9)	-7.0%	(73.3)	(69.1)	6.1%
Fuel (natural gas)	(13.7)	(12.4)	10.6%	(28.6)	(22.3)	28.3%
Others ²⁹	(19.7)	(23.5)	-16.2%	(44.7)	(46.8)	-4.4%
Depreciation and Amortization	(39.6)	(26.0)	52.0%	(78.3)	(55.1)	42.3%
Operating Expenses	(7.3)	(9.7)	-24.4%	(13.7)	(13.6)	1.0%
SG&A	(7.3)	(9.7)	-24.4%	(13.7)	(13.6)	1.0%
Depreciation and Amortization	(0.0)	-	N/A	(0.0)	-	N/A
Other revenues/expenses	0.2	(0.1)	N/A	(0.5)	(0.1)	301.4%
Equity Income	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	103.1	56.9	81.4%	219.9	125.6	75.2%
% EBITDA Margin	57.5%	43.1%	14.4 p.p.	59.9%	47.5%	12.4 p.p.

In 2Q24, the Jaguatirica II TPP recorded net operating revenues of R\$ 179.3 million in 2Q24, a R\$ 47.4 million growth over 2Q23, mainly because of the following factors:

- Upturn of R\$ 6.5 million in gross fixed revenues, due to the contractual adjustment by the IPCA in November/23;
- Growth of R\$ 10.3 million in gross variable revenues, reflecting the significant improvement in the plant’s operational availability, from 82% availability in 2Q23 to 97% in 2Q24, resulting in a greater volume of energy generated and sold to the Roraima Isolated System;
- Significant decline of R\$ 30.6 million in fixed revenues deductions, an item comprising, besides taxes on revenue owed by the plant of PIS and COFINS at 3.65% and R&D at 1%, revenue deductions referring to the penalty payments associated with plant unavailability, as set forth in the contract.

In 2Q24, fixed costs totaled R\$ 35.6 million, an increase of R\$ 6.3 million over 2Q23, mainly reflecting: (i) revision of the Integrated System Custody Control (CCSI) tariff, equivalent to the TUST tariff for the Isolated System, with an impact of R\$ 1.7 million in 2Q24; (ii) increase of R\$ 1.1 million in personnel costs due to change in the understanding of booking headcount cost associated with the implementation of NR13, previously carried to the plant’s SG&A; (iii)

²⁹ Reclassification of R\$21.0 million of the variable transportation cost, which in 2Q23 was accounted for as "Fixed Cost - O&M", to "Variable Cost - Other".

R\$ 3.3 million higher O&M costs due to one-off effects of provision reversals made in 2Q23, reducing the amount for that period.

As a result of the fixed revenues growth associated with lower revenue deductions due to operational unavailability, the segment's fixed margin was up by R\$ 24.0 million in 2Q24 compared to the same period last year.

Variable costs fell by R\$ 2.5 million in 2Q24 versus 2Q23, with unit costs improving R\$ 47.2/MWh, mainly due to lower chemical costs, as well as the lower variable cost of the transportation system, as the plant's efficiency enhanced after the stabilization process was completed. Lower costs, together with higher variable revenues from increased generation in the period and lower revenue deductions due to operational unavailability, enhanced the segment's variable margin by R\$ 19.6 million in 2Q24.

SG&A expenses decreased R\$ 2.4 million in 2Q24 compared to 2Q23, due to the relocation of headcount cost to O&M and revision of the criterion for apportioning Holding's expenses to the SPEs.

EBITDA increased R\$ 46.3 million year-over-year in 2Q24, totaling R\$ 103.1 million, driven by higher fixed and variable margins, and lower general and administrative expenses, reflecting the significant availability improvement following the conclusion of the stabilization of the Azulão-Jaguatirica Complex in 4Q23.

It is worth noting that the increase in depreciation and amortization costs in the period reflected a transfer of amounts classified as fixed assets in progress to fixed assets in service in the period, besides the base growth, due to the acquisition and startup of new cryoboxes, equipment and related structures to support the optimizations carried out in the plants, mainly in the expansion of the plant's liquefaction system.

Gas-Fired Thermal Generation – Third-party Fuel

This segment is comprised of the results of the assets Fortaleza TPP and Porto de Sergipe I TPP, which were acquired by Eneva S.A. in 2022, through the acquisition of CGTF — Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (“CGTF”) and CELSE — Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (“CELSE”) on August 23rd, 2022, and October 3rd, 2022, respectively.

CGTF’s main operational asset is the Fortaleza TPP, a gas-fired thermal power plant, implemented under the federal government’s Priority Thermolectricity Program (Programa Prioritário de Termoelectricidade — “PPT”). The plant had an energy sale contract with distributor Companhia Energética do Ceará S.A. (“COELCE”), entered into on August 31st, 2001, and valid until 2023. CGTF was a subsidiary of Eneva S.A. until March 2023, when it was merged into the holding company. Since March 2023, the results of the Fortaleza TPP (formerly SPE CGTF) have been booked by SPE Eneva S.A. However, in this document, these results are presented separately to facilitate the analysis of the segment’s performance. It is worth noting that the Fortaleza TPP was shut down in December 2023 after the end of the contractual generation supply period with the distributor. As a result, the asset will remain on hibernation while Eneva assesses potential opportunities for contracting a new cycle for this plant. Data from previous periods will be presented for historical comparison purposes.

CELSE’s main operational asset is the Porto de Sergipe I TPP, a natural gas-fired thermal power plant in a combined cycle configuration.

Income Statement – Porto de Sergipe I TPP	2Q24	2Q23	%	1H24	1H23	%
R\$ Million						
Gross Operating Revenues	545.6	509.0	7.2%	1,085.1	1,013.8	7.0%
Fixed Revenues	521.1	497.1	4.8%	1,042.1	994.2	4.8%
Variable Revenues	24.5	11.8	106.9%	43.0	19.6	119.6%
Contractual	-	-	N/A	-	-	N/A
Short Term market	24.5	11.8	106.9%	43.0	19.6	119.6%
Reestablishment of commercial backing - FID	24.5	11.8	106.9%	43.0	19.6	119.6%
Other	-	-	N/A	-	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	(52.8)	(50.4)	4.8%	(103.4)	(101.6)	1.8%
Net Operating Revenues	492.7	458.6	7.5%	981.7	912.2	7.6%
Operating Costs	(200.5)	(192.1)	4.4%	(395.9)	(387.2)	2.2%
Fixed Costs	(69.2)	(84.0)	-17.6%	(143.7)	(177.6)	-19.1%
Transmission and regulatory charges	(40.5)	(39.3)	2.8%	(80.8)	(78.0)	3.5%
O&M ³⁰	(5.6)	(19.2)	-70.8%	(21.8)	(45.9)	-52.4%
Other Fixed Costs	(23.2)	(25.5)	-9.0%	(41.1)	(53.7)	-23.6%
Variable Costs	(32.4)	(12.0)	169.9%	(56.1)	(21.1)	165.8%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(30.4)	(10.8)	180.2%	(53.5)	(18.1)	195.4%
Other	(2.1)	(1.2)	75.7%	(2.5)	(3.0)	-14.6%
Depreciation and Amortization	(98.8)	(96.0)	2.9%	(196.1)	(188.5)	4.0%
Operating Expenses	(2.8)	(9.8)	-71.4%	(6.5)	(14.2)	-54.4%
SG&A	(2.8)	(9.7)	-70.7%	(6.6)	(14.0)	-52.9%
Depreciation and Amortization	0.0	(0.1)	N/A	0.1	(0.2)	N/A
Other revenues/expenses	1.5	59.2	-97.4%	0.9	59.4	-98.5%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	389.7	412.0	-5.4%	776.2	758.9	2.3%
% EBITDA Margin	79.1%	89.9%	-10.8 p.p.	79.1%	83.2%	-4.1 p.p.
Income Statement – Fortaleza TPP						
	2Q24	2Q23	%	1H24	1H23	%
R\$ Million						
EBITDA ICVM 527/12	(0.5)	163.3	N/A	(6.2)	287.6	N/A

³⁰ Reclassification of R\$3.6 million in 2Q23 and R\$8.1 million in 1H23 from O&M to Other Fixed Costs related to BOG costs given the change in the understanding of booking this cost.

Net operating revenues from the Porto de Sergipe I TPP totaled R\$ 492.7 million in 2Q24, up 7.5% over 2Q23, reflecting:

- Increase of R\$ 23.9 million in fixed revenues compared to 2Q23, deriving from the contractual adjustment of regulated contracts in November/23; and
- Improvement of R\$ 12.7 million in variable revenues in 2Q23, due to backing transactions to reconstitute the physical guarantee, a mechanism that has an equivalent consideration under "Variable Costs – reestablishment of commercial backing (FID)".

At the Porto de Sergipe I TPP, fixed costs amounted to R\$ 69.2 million in 2Q24, R\$ 14.8 million lower than in 2Q23, primarily due to a combination of the following effects:

- R\$ 13.6 million reduction in O&M costs mainly referring to the revision of the scope of the operational insurance policy, following a reassessment of the risks associated with the FSRU's operation;
- R\$ 2.3 million decline compared to 2Q23, reflecting lower costs with internal consumption on the FSRU and Boil-Off-Gas (BOG), due to the lack of dispatch (gas production);
- R\$ 1.1 million increase in TUST cost due to annual contractual adjustment in July/23.

As a result of the improved fixed revenues and lower fixed costs, Porto de Sergipe I TPP's fixed margin grew R\$ 37.5 million in 2Q24 versus 2Q23.

It is worth noting that the "Other Revenues/Expenses" in 2Q23 were positively impacted, in the amount of R\$ 59.4 million, by the booking of extemporaneous PIS and Cofins credits, resulting from the expansion of the concept of inputs and the sale of energy to a distributor located in the Manaus Free Trade Zone and buyer of nearly 10.6% of the energy traded by the TPP in the 2015 A-5 auction, for the period between 2021 and 2023.

As a result of the combination of the effects explained above, EBITDA from the Porto do Sergipe I TPP totaled R\$ 389.7 million in 2Q24, R\$ 22.3 million lower than in 2Q23, reflecting the non-recurring impact of R\$ 59.4 million from extemporaneous PIS and COFINS credits in 2Q23, which benefited the result in that quarter, partially offset by higher fixed margin in 2Q24.

It should be also noted that in June/24 the first flexible natural gas supply contract was signed with Linhares Geração S.A., using the FSRU's capacity. The contract has a 15-year duration, ensuring firm revenue stream due to the trading of part of the terminal's available capacity during such period, to be effective as of July 1, 2026, and potential upsides with gas supply for the plant. The transaction represented the first gas supply contract for a thermal power plant signed by private companies in the country, reinforcing Eneva's pioneering positioning in the Brazilian natural gas market, besides its alignment to the Company's strategic planning, which envisages offering groundbreaking solutions to the natural gas market in the network from the Sergipe Hub.

As a subsequent event to the quarter, in July/24, after the financial restructuring of Celse's debt started in 3Q23, that enabled the subsidiary for the corporate restructuring into Eneva's economic group, the process of merging the Celse subsidiary into the Holding was concluded, with corporate effects retroactive to June/24. The conclusion of this merger is an important milestone in unlocking value for Eneva from Celse, enabling financial and corporate synergies, optimizing the management of costs and expenses and already enabling the best use of the Holding's financial expenses. In addition, as mentioned in the Consolidated section, the incorporation also allows the initial use of the surplus value, as well as the incorporation of Celse's results into the Holding helps advance the use of accumulated tax losses in the Holding.

As for the Fortaleza TPP, with the end of the energy trading contract between the plant and COELCE, the plant has been on operational hibernation since late 4Q23. Expenditures of R\$1.2 million were recorded under "Other Revenues/Expenses" for the maintenance and preservation of the asset in 2Q24. In addition, in this quarter, the remaining TUST cost of R\$ 0.8 million was booked. On the other hand, there were accounting revisions from previous periods in the amounts of: (i) R\$ 1.1 million under "Gross Revenue Deductions"; and (ii) R\$ 0.5 million under "SG&A". As a result, the plant's EBITDA totaled negative R\$ 0.5 million in 2Q24.

Coal-Fired Thermal Generation

This segment is comprised of subsidiaries Itaquí Geração de Energia S.A. and Pecém II Geração de Energia S.A.

Income Statement - Coal Generation	2Q24	2Q23	%	1H24	1H23	%
R\$ Million						
Gross Operating Revenues	268.1	257.1	4.2%	533.7	514.7	3.7%
Fixed Revenues	268.1	255.7	4.8%	536.1	511.4	4.8%
Variable Revenues	-	1.5	N/A	(2.4)	3.4	N/A
Contractual	-	0.0	N/A	0.6	0.1	477.3%
Short Term market	-	1.4	N/A	(3.0)	3.3	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	1.5	N/A	-	3.0	N/A
Other	-	(0.1)	N/A	(3.0)	0.3	N/A
Deductions from Gross Revenues	(27.8)	(26.6)	4.5%	(55.3)	(53.2)	3.9%
Net Operating Revenues	240.3	230.5	4.2%	478.4	461.5	3.7%
Operating Costs	(121.4)	(123.0)	-1.4%	(242.9)	(238.9)	1.6%
Fixed Costs	(69.9)	(68.9)	1.4%	(137.8)	(130.8)	5.3%
Transmission and regulatory charges	(18.3)	(17.1)	6.6%	(36.5)	(33.7)	8.4%
O&M	(51.6)	(51.8)	-0.3%	(101.2)	(97.1)	4.2%
Variable Costs	(0.9)	(3.6)	-73.5%	(4.0)	(7.2)	-44.0%
Fuel (natural gas)	-	(0.0)	N/A	(1.4)	(0.0)	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	(1.4)	N/A	-	(3.1)	N/A
Other	(0.9)	(2.2)	-56.0%	(2.6)	(4.1)	-36.9%
Depreciation and Amortization	(50.5)	(50.5)	0.0%	(101.1)	(100.9)	0.1%
Operating Expenses	(10.1)	(10.9)	-7.5%	(20.9)	(17.2)	21.9%
SG&A	(9.7)	(10.5)	-7.3%	(20.3)	(16.4)	23.4%
Depreciation and Amortization	(0.3)	(0.4)	-15.0%	(0.6)	(0.7)	-12.1%
Other revenue/expenses	(3.1)	2.3	N/A	(1.2)	1.9	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	156.6	149.81	4.5%	315.1	309.0	2.0%
% EBITDA Margin	65.2%	65.0%	0.2 p.p.	65.9%	66.9%	-1.1 p.p.

Net operating revenues from the segment increased by R\$ 9.7 million in 2Q24 compared to 2Q23, mainly reflecting a combination of two factors: (i) R\$ 12.4 million growth in fixed revenues due to the annual contractual adjustment for inflation that took place in November/23; (ii) R\$ 1.5 million decrease in variable revenues, reflecting operations to reconstitute the physical guarantee not carried out in 2Q24, given the level of availability of the TPPs composing the segment. The revenues referring to the reestablishment of commercial backing are offset by a similar amount in costs under "Variable Cost – Reestablishment of commercial backing (FID)".

Fixed costs recorded a marginal increase of 1.4% in 2Q24 compared to 2Q23, mainly influenced by higher TUST costs due to the contractual adjustments in July/23 and the maintenance of O&M costs, materializing the Company's efforts to manage operating cost efficiency. Accordingly, the segment's fixed margin went up R\$10.1 million in the year-over-year comparison, from a total of R\$ 160.3 million in 2Q23 to R\$ 170.4 million in 2Q24.

Variable costs totaled R\$ 0.9 million in 2Q24, with a R\$ 2.7 million decline compared to 2Q23, given that in 2Q24 the plants remained offline, while in the same quarter last year there was only a small volume of energy generated due to inflexibility for commissioning.

SG&A expenses, in turn, recorded a R\$ 0.8 million year-over-year reduction arising from the lower allocation of corporate cost sharing in the period, as a result of a reassessment of the criteria for apportioning IT expenses to other operations. On the other hand, Other Revenues/Expenses recorded a negative net expense of R\$ 3.1 million due to the booking of an expense provision in 2Q24, compared to the positive result of R\$ 2.3 million in 2Q23 referring to a provision reversal, resulting in a positive amount for this item in that period.

Considering the above-mentioned effects, the coal segment's EBITDA reached R\$ 156.6 million, a R\$ 6.7 million advance over the same period last year, driven by fixed margin growth and SG&A improvement, but partially offset by the negative variation in Other Revenues/Expenses. The segment's EBITDA margin reached 65.2% in 2Q24, a slight increase of 0.2 p.p..

Solar Generation

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

The commercial operation of the Futura Complex began at the end of May/23, so 2Q23 does not reflect a typical quarter of full operation of the solar complex. Certain items, such as O&M costs, general and administrative expenses and depreciation & amortization, have only been recorded in the income statement from the Complex's COD, and other items, such as revenues and variable costs, are impacted by lower generation due to the testing period and the need to acquire energy, as explained below.

Income Statement - Solar Generation	2Q24	2Q23	%	1H24	1H23	%
R\$ Million						
Gross Operating Revenues	69.1	74.8	-7.7%	140.3	74.9	87.5%
Fixed Revenues	66.0	69.8	-5.4%	134.0	69.8	92.1%
Variable Revenues	3.1	5.1	-39.2%	6.4	5.1	24.7%
Short Term market	3.1	5.1	-39.2%	6.4	5.1	24.7%
Deductions from Gross Revenues	(5.5)	(6.3)	-13.6%	(9.0)	(6.3)	42.0%
Net Operating Revenues	63.6	68.5	-7.2%	131.3	68.5	91.7%
Operating Costs	(64.2)	(70.1)	-8.3%	(120.5)	(81.9)	47.3%
Fixed Costs	(20.1)	(12.6)	59.1%	(40.6)	(24.5)	65.3%
Transmission and regulatory charges	(11.0)	(10.1)	8.9%	(21.9)	(21.9)	0.3%
O&M	(9.1)	(2.5)	259.2%	(18.6)	(2.7)	599.4%
Variable Costs	(16.7)	(39.7)	-58.0%	(25.9)	(39.5)	-34.5%
Fuel (natural gas)	(7.3)	(20.5)	-64.6%	(13.1)	(20.5)	-36.1%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(9.2)	(19.4)	-52.6%	(12.5)	(19.4)	-35.4%
Other	(0.2)	0.2	N/A	(0.3)	0.4	N/A
Depreciation and Amortization	(27.5)	(17.7)	55.1%	(54.1)	(17.8)	204.0%
Operating Expenses	(3.0)	(5.2)	-42.0%	(7.0)	(8.7)	-19.3%
SG&A	(2.9)	(5.1)	-43.0%	(6.8)	(8.5)	-19.8%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.1)	8.1%	(0.2)	(0.2)	-2.6%
Other revenue/expenses	2.8	(9.3)	N/A	3.0	(7.7)	N/A
Equity Income	-	5.5	N/A	-	-	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	26.8	7.2	271.4%	61.1	(11.7)	N/A
% EBITDA Margin	42.1%	10.5%	31.6 p.p.	46.5%	-17.1%	N/A

In 2Q24, net operating revenues from the solar generation segment totaled R\$ 63.6 million, compared to net revenues of R\$ 68.5 million in 2Q23. This variation was due to:

- R\$ 3.8 million decline in the fixed revenues from bilateral contracts, under the self-production regime, driven by two effects: (i) the signing, in November/23, of a new contract with Vallourec, raising the volume of energy contracted for the Futura Complex, with an expected increase in the volume of fixed revenues; (ii) this effect was offset by the renegotiation of the energy sale prices of the contract with White Martins in 1Q24, which reduced the agreed price payable to SPEs Futura 1, 3 and 4, but with a corresponding reduction in the price of energy purchased from the Energy Trading segment, with the effect of the renegotiation being null in the Company's consolidated view. The average energy sales prices of the contracts entered into by five Futura Complex SPEs, considering the above-mentioned renegotiation, are shown below:

Free Market Bilateral Contracts (Futura 1)	2024 - 2030	2031+
Futura 1 Solar Complex		
% of Contracted Energy (average MW per year)	84%	30%
Average Price (R\$/MWh)	184.5	185.2

- Negative variation of R\$ 2.0 million in variable revenues from energy sales compared to 2Q23, referring to the period when the Futura Complex was in the commissioning phase, considering that generation for testing is booked under this item.

In 2Q24, fixed costs totaled R\$ 20.1 million, comprising amounts related to TUST and O&M costs. In the year-over-year comparison, O&M costs increased by R\$ 6.6 million, reflecting the booking of a full quarter of costs in 2Q24. However, O&M costs in the solar segment have been falling sequentially and in 2Q24 reached a lower level than in recent quarters (negative R\$ 12.2 million in 4Q23, negative R\$ 9.5 million in 1Q24), primarily due to the lower need to purchase spare parts and a reduction in outsourced maintenance service expenses at the park.

On the other hand, variable costs totaled R\$ 16.7 million, a significant reduction of R\$ 23.0 million compared to 2Q23, reflecting the lower volume of incentivized energy purchases in the free market to comply with bilateral self-production contracts (negative R\$ 13.3 million in 2Q24 vs. 2Q23) and lower refund of charges to counterparties (negative R\$ 10.2 million in 2Q24 vs. 2Q23), since the Complex started commercial operations at the end of the quarter, but had already signed contracts to sell energy through self-production for that period.

It is worth noting that the solar segment comparative analysis must consider the energy generation seasonality over the year. According to the Complex's characteristics, the fourth quarter has greater irradiance and solar incidence resulting in the highest expected volume of energy generation, followed by a gradual reduction in generation throughout the first half of the year, with the period between April and July usually having the lowest irradiance levels of the year. Despite the seasonality, the Complex's availability reached 98.5% in June/2024, the best performance since the start of its commercial operations.

In 2Q24, SG&A totaled R\$ 2.9 million, down from the R\$ 5.1 million recorded in 2Q23, a quarter impacted by the retroactive effect of nearly R\$ 1.5 million in expenses referring to the first quarter as a result of the review of the Holding's cost apportionment criteria for the SPEs concluded in June/23.

Considering these effects, the solar generation segment's EBITDA reached R\$ 26.8 million in 2Q24, with an EBITDA margin of 42.1%, a R\$ 19.6 million year-over-year growth.

Upstream (E&P)

This segment is comprised within Eneva S.A. Upstream results, both in the Parnaíba Basin and in the Amazonas Basin, are presented separately in this section to facilitate the performance analysis of the segment.

Income Statement – Upstream	2Q24	2Q23	%	1H24	1H23	%
R\$ Million						
Gross Operating Revenues	123.1	230.8	-46.7%	313.9	396.4	-20.8%
Fixed Revenues	72.9	72.9	0.0%	145.9	145.9	0.0%
Variable Revenues	50.1	157.9	-68.3%	168.0	250.5	-32.9%
Gas Contract Sales	38.1	115.2	-67.0%	137.0	159.9	-14.3%
Variable leasing Contract	4.4	35.4	-87.5%	11.7	44.1	-73.5%
Condensate Sales and Others	7.6	7.2	5.5%	19.3	46.5	-58.6%
Deduction from Gross Revenues	(14.5)	(28.3)	-48.9%	(42.3)	(54.6)	-22.6%
Net Operating Revenues	108.6	202.5	-46.4%	271.6	341.8	-20.5%
Operating Costs	(49.4)	(75.3)	-34.4%	(120.1)	(135.1)	-11.1%
Fixed Costs	(23.6)	(30.7)	-22.9%	(50.0)	(58.3)	-14.3%
O&M Cost (OPEX)	(23.6)	(30.7)	-22.9%	(50.0)	(58.3)	-14.3%
Variable Costs	(6.8)	(15.3)	-55.5%	(24.1)	(25.5)	-5.7%
Government Contribution	(4.5)	(13.6)	-67.2%	(19.3)	(22.1)	-12.4%
Lifting Cost/Compression	(2.3)	(1.7)	38.6%	(4.7)	(3.4)	37.2%
Depreciation and Amortization	(18.9)	(29.3)	-35.5%	(46.1)	(51.3)	-10.1%
Operating Expenses	(29.3)	(40.3)	-27.4%	(72.2)	(79.1)	-8.7%
Exploration Expenses Geology and geophysics (G&G)	(20.8)	(35.9)	-42.0%	(58.9)	(69.4)	-15.1%
Dry Wells and provisions for doubtful accounts	-	(0.3)	N/A	(23.2)	(0.6)	N/A
SG&A	(5.8)	(4.4)	31.6%	(8.0)	(9.7)	-18.0%
Depreciation and Amortization	(2.6)	-	N/A	(5.3)	-	N/A
Other revenue/expenses	0.0	0.0	52.5%	0.0	(0.1)	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	51.5	116.3	-55.7%	130.8	178.8	-26.9%
EBITDA Excluding dry wells³¹	51.5	116.6	-55.8%	154.0	179.4	-14.2%
% EBITDA Margin excluding dry wells	47.5%	57.6%	-10.1 p.p.	56.7%	52.5%	4.2 p.p.

In 2Q24, net operating revenues from the segment went down 46.4% to R\$ 108.6 million, over 2Q23, mainly deriving from:

- R\$ 77.2 billion decline in gas sales revenues, reflecting the 0.13 bcm drop in volume of gas produced at the Parnaíba Complex, in response to lower dispatch in the period, due to two main effects: (i) re-declaration of the Parnaíba II TPP's contractual inflexibility period, set at 100% in January and 100% between August and December 2024, versus the previous year, when the inflexibility period was fully concentrated between June and November and; (ii) a decrease in the volume of exports compared to the previous year; and
- R\$ 31.0 million lower revenues from the Parnaíba Complex's variable lease contracts, as a result of lower dispatch and, therefore, lower transfer of the variable result from the thermal plants to the Upstream. In addition, among the plants with variable lease contracts, only the Parnaíba I TPP generated in this quarter, with the positive variable margin being transferred to the Upstream, while in 2Q23 the variable lease was also transferred to the Parnaíba III TPP.

With regard to the reduction in export volumes, as mentioned above, Argentina began to signal a growing demand for energy from early May, but export operations effectively resumed from May 28th, upon the return to availability of the Garabi converter station, due to the rainfall that hit Brazil's southern region. After intermittent demand during

³¹ EBITDA calculated according to the ICVM 527/12 guidelines and its Explanatory Note, adjusted to exclude the impact of dry wells and constitution or reversal of provisions for doubtful accounts.

June, due to heat waves and the arrival of previously contracted LNG loads, demand for exports remained consistent throughout July, with all-time high monthly export volumes, and August.

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R\$ 30.4 million in 2Q24, down 33.7% over 2Q23, due to the scenario of lower gas dispatch and production in the quarter, resulting in lower expenses with government royalties. Operation & Maintenance (O&M) costs, in turn, also fell, mainly due to the lower amounts of products and services related to operation, R\$ 3.8 million, and a R\$ 2.4 million reduction due to the classification of condensate transport for asset under use contracts (IFRS16) from the end of 2023, in accordance with accounting standards.

Given the maintenance of fixed revenues in the quarter and lower fixed costs due to the combination of the effects explained above, the fixed margin surged from R\$ 33.3 million to R\$ 40.7 million from 2Q23 to 2Q24.

In addition, operating costs, excluding depreciation and amortization, fell by R\$ 13.7 million in 2Q24 compared to the same period last year, mainly reflecting lower expenditures on Exploration, Geology and Geophysics, with the end of the seismic campaign in progress in Parnaíba between 3Q22 and 3Q23.

On the other hand, SG&A expenses increased by R\$ 1.4 million, due to the revision of the criteria for apportioning costs from the Holding to the SPEs, carried out in 2Q23, which generated a retroactive credit effect on the result.

Therefore, the segment's EBITDA totaled R\$ 51.5 million in 2Q24, down 55.7% over the same period of last year, driven by the reduced dispatch scenario.

Energy Trading

This segment is comprised of indirect subsidiary Eneva Comercializadora de Energia Ltda. and, since March 2022, the trading SPEs arising from the acquisition of Focus Energia Holding Participações S.A. (“Focus Energia”). It should be noted that, in 2Q24, subsidiaries FC One Energia Ltda., Focus Energia Ltda. and Platinum Comercializadora de Energia Participações Ltda were merged into Eneva S.A. However, reporting of these results will remain in this segment for better understanding purposes.

The Energy Trading segment mainly engages in the purchase and sale of third-party energy, hedging operations against the effects of energy price variations for Eneva's power plants, and the trading of gas and energy solutions to end customers.

Income Statement – Energy Trading	2Q24	2Q23	%	1H24	1H23	%
R\$ Million						
Net Operating Revenues	576.7	693.7	-16.9%	1,036.5	1,533.9	-32.4%
Chg. MtM Energy Future Contracts	33.5	37.9	-11.8%	31.3	241.9	-87.1%
Operating Costs	(483.3)	(605.2)	-20.1%	(869.1)	(1,162.9)	-25.3%
Power acquired for resale	(479.0)	(604.0)	-20.7%	(863.7)	(1,161.5)	-25.6%
Other	(4.3)	(1.1)	276.7%	(5.4)	(1.4)	278.3%
Operating Expenses	(11.3)	(15.4)	-26.5%	(26.2)	(29.5)	-11.2%
SG&A	(10.9)	(15.1)	-27.3%	(25.5)	(28.9)	-11.8%
Depreciation and Amortization	(0.4)	(0.3)	11.6%	(0.7)	(0.7)	13.5%
Other revenue/expenses	(0.4)	0.0	N/A	(0.6)	0.2	N/A
Equity Income	(0.0)	0.0	N/A	(0.0)	0.0	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	82.2	73.5	11.8%	141.3	342.3	-58.7%
% EBITDA Margin	14.2%	10.6%	3.7 p.p.	13.6%	22.3%	-8.7 p.p.

Net operating revenues from the Energy Trading segment totaled R\$ 576.7 million in 2Q24, down from the R\$ 693.7 million recorded in 2Q23, mainly due to the lower volume of energy traded in the quarter.

In the quarter, the accounting change in the mark-to-market (“MtM”) position of energy futures contracts totaled R\$ 33.5 million versus R\$ 37.9 million in 2Q23. The slight reduction is explained by the inflation outlook and the futures interest curve, which benefited discount rates in the same period in 2023. MtM corresponds to the change in the fair value balances of the energy trading contracts at the end of 2Q24, and the fair value measurement of the new contracts signed during the quarter for the end of 2Q24, with the update of the expected realization of future positions.

The segment’s operating expenses fell by 20.1% compared to 2Q23, reflecting the lower volume of energy traded in the period and the renegotiation of contracts already defined with the energy sales prices of the contract with White Martins, also mentioned in the Solar Generation section, which reduced the agreed price payable to SPEs Futura 1, 3 and 4, with a negative impact on Solar Complex revenues and a positive one, in the same amount, on the costs of the Energy Trading segment (energy purchase price reduction).

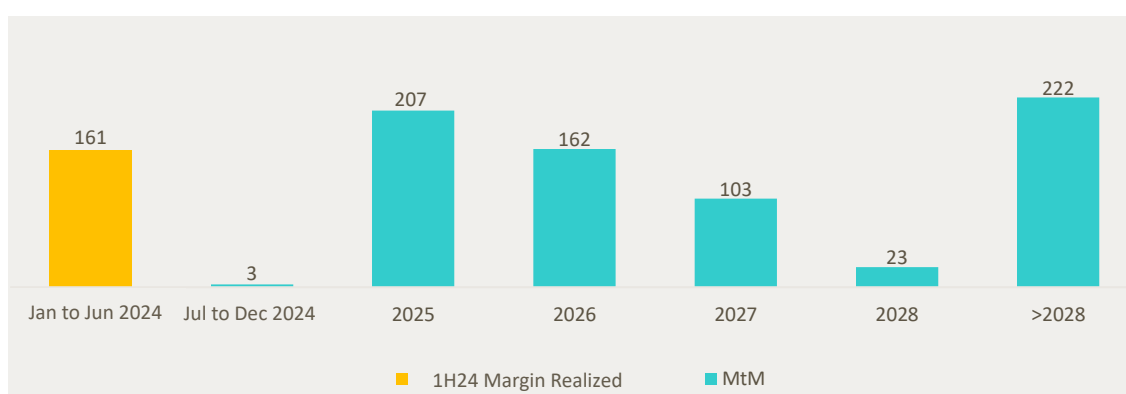
Operating costs also dropped 26.5% compared to 2Q23 to R\$ 11.3 million in 2Q24, reflecting the lower allocation of expenses to the segment, as in 2Q23 the Holding’s expenses for certain SPEs underwent apportionment criteria revision, also accounting for retroactive impact of allocating expenses referring to 1Q23.

As a result, the segment’s EBITDA moved up 11.8% to R\$ 82.2 million in 2Q24. The segment’s EBITDA margin reached 14.2% in 2Q24, 3.7 p.p. higher than in 2Q23.

The net position (Asset account balances - Liability account balances) of the fair value of the energy trading contracts recorded at the end of the quarter was R\$ 719.6 million³², and reflects the sum of the differences between the value of the contracted prices of the closed positions and the value of the current market prices of the open positions at each maturity, net of PIS and Cofins, carried to present value at the end of 2Q24 by the corresponding discount rates³³.

The distribution by year of the R\$ 719.6 million position, according to each contract's maturity, is shown in the graph below, as well as the margin realized in the first half of 2024 (MtM realization):

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



³² The amount of R\$719.6 million also considers the balances in Assets and Liabilities related to financial instruments contracted to hedge FX exposure.

³³ The discount rates adopted correspond to the zero-coupon curve for IPCA-indexed bonds (NTN-B) published by Anbima (real interest rates) and the amounts of future flows do not consider the expectation of price adjustment by the applicable inflation indexes.

Holding & Other

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. Eneva S.A. also incorporates businesses in the Upstream segment, both in the Parnaíba Basin and in the Amazonas Basin, and, since March 2023, the Fortaleza TPP, after the merger of CGTF into Eneva S.A. During 2024, SPEs Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A, DC Energia e Participações S.A., FC One Energia Ltda., Focus Energia Ltda. and Platinum Comercializadora de Energia Participações Ltda. were also merged into the Holding.

However, to allow for a better analysis of the performance of the Company's business segments, the Company is presenting the results of the Holding & Other segment separately.

With the startup of the Futura 1 Solar Complex, on May 26th, 2023, the Company has started presenting results for the solar generation segment separately, in the Solar Generation section, to facilitate analysis and understanding of these results, previously consolidated in the Holding & Other section. For comparison purposes, the solar generation results for 1Q23 were also removed from the Holding & Other segment and included in the Solar Generation section.

Income Statement - Holding & Other	2Q24	2Q23	%	1H24	1H23	%
R\$ Million						
Net Operating Revenues	-	-	N/A	-	-	N/A
Operating Costs	0.2	(0.0)	N/A	-	(0.0)	N/A
Depreciation and Amortization	-	-	N/A	-	-	N/A
Operating Expenses	(60.9)	(58.6)	4.0%	(120.6)	(126.3)	-4.5%
SG&A	(38.7)	(34.5)	12.4%	(77.2)	(87.7)	-12.0%
SOP/long-term incentive expenses	(22.2)	(24.1)	-8.1%	(43.4)	(38.6)	12.3%
Depreciation and Amortization	(20.9)	(62.4)	-66.6%	(24.7)	(89.5)	-72.4%
Other revenue/expenses	30.3	0.7	N/A	31.6	(88.5)	N/A
Equity Income ¹	137.4	650.8	-78.9%	606.4	1,091.8	-44.5%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	107.0	592.9	-82.0%	517.3	876.9	-41.0%
EBITDA Ex-Equity Income ¹	(30.4)	(57.9)	-47.5%	(89.1)	(214.9)	-58.5%

1- Equity accounting consolidates the results of ENEVA S.A. and ENEVA Participações S.A.'s subsidiaries and is almost entirely eliminated in the consolidated result.

In 2Q24, expenses of this segment, excluding depreciation and amortization, totaled R\$ 60.9 million, R\$ 22.2 million of which refers to the Company's Long-Term Incentive Programs (ILPs). Of this amount, R\$ 20.9 million refers to the ILP provisions, with no cash effect, and R\$ 1.3 million refers to cash disbursements related to the payment of labor charges due to the ILP maturation in the quarter. In the year-over-year comparison, ILP expenses fell by R\$ 1.9 million, due to the revision of the methodology for booking the provisions of the Company's incentive programs concluded in 4Q23.

General and administrative expenses, excluding expenses related to Long-Term Incentive Programs, totaled R\$ 38.7 million, up R\$ 4.3 million over 2Q23. The increase derived mainly from the following effects: (i) volume of expenses allocated via cost sharing from the Holding to the SPEs R\$ 7.7 million lower in 2Q24 over 2Q23, as the change in the criteria for apportioning expenses in 2Q23 also led to booking the reversal of expenses retroactive to 1Q23, benefiting the Holding's result in 2Q23; (iii) partially offset by a decline of nearly R\$ 3.0 million in the Outsourced Services item in 2Q24, due to the reversal of expenses from previous periods referring to the Azulão 950 Project, which are classified as Fixed Assets in Progress in 2Q24.

In addition, in 2Q24, "Other Revenues/Expenses" were impacted by the one-off effect of the recognition of R\$ 32.0 million in SPE Amapari, as a result of a favorable ruling referring to the recognition of reimbursement of credits from the Fuel Consumption Account (CCC), acknowledging fuel cost as ancillary expense that can be reimbursed by CCC,

retroactive to the period of operation of the Serra do Navio TPP. A net positive effect of nearly R\$ 14.0 million was also recorded under Financial Results (post-EBITDA), as a monetary restatement to the base amount.

As a result, excluding Equity Income (which is almost entirely eliminated in the Company's consolidated financial statements), the segment recorded EBITDA of negative R\$ 30.4 million in 2Q24, compared to negative R\$ 57.9 million in 2Q23, a 47.5% year-over-year improvement.

CONSOLIDATED FINANCIAL RESULT

Net Financial Results	2Q24	2Q23	%	1H24	1H23	%
R\$ Million						
Financial Revenues	102.2	82.4	24.0%	184.1	170.9	7.7%
Income from financial investments	56.6	58.4	-3.0%	125.4	135.7	-7.6%
Fines and interest earned	20.8	2.1	907.3%	21.4	5.5	287.4%
Interest on debentures	-	-	N/A	-	-	N/A
Others	24.7	21.9	12.6%	37.3	29.7	25.7%
Financial Expenses	(619.4)	(590.0)	5.0%	(1,297.9)	(1,214.5)	6.9%
Debt charges ¹	(72.0)	(121.5)	-40.8%	(142.3)	(226.9)	-37.3%
Debentures Cost	(313.4)	(283.3)	10.6%	(648.3)	(579.3)	11.9%
Monetary variation	(85.7)	(73.4)	16.8%	(249.2)	(170.7)	46.0%
Interest on lease ²	(58.0)	(54.0)	7.4%	(112.0)	(108.6)	3.1%
Net exchange variation	(13.7)	(42.1)	-67.4%	(10.4)	(60.7)	-82.9%
Fees and emoluments	(10.7)	(14.7)	-27.2%	(21.9)	(23.5)	-6.9%
Interest on provisions for abandonment	(5.0)	(3.0)	67.2%	(13.3)	(13.9)	-4.8%
IOF/IOC	(2.3)	(4.2)	-45.7%	(7.6)	(10.8)	-29.7%
Fines interest	(3.9)	(1.4)	180.3%	(4.2)	(2.8)	50.0%
Others	(54.7)	7.6	N/A	(88.7)	(17.3)	414.2%
Non-cash exchange rate variation on leasing ²	(388.1)	179.3	N/A	(493.4)	269.3	N/A
Losses/gains on derivatives	(13.4)	19.8	N/A	(18.8)	30.8	N/A
Net Financial Income (Expense)	(918.7)	(308.3)	198.0%	(1,625.8)	(743.4)	118.7%

1 - Includes amortization of transaction costs.

2 - Pursuant to IFRS16/CPC 06.

The Company recorded a negative net financial result of R\$ 918.7 million in 2Q24, compared to negative R\$ 308.2 million in 2Q23. The negative change in the period was mainly due to the non-cash impact of a negative net FX variation of R\$ 388.1 million in 2Q24, compared to a positive FX variation of R\$ 179.3 million in 2Q23. This non-cash FX variation result refers to the FSRU lease at the Porto de Sergipe I TPP (IFRS16/CPC 06), reflecting the appreciation of the exchange rate, and boosting the remaining liability balance denominated in foreign currency (U.S. dollars) at the end of 2Q24 versus the balance at the beginning of the period. On the other hand, in 2Q23, the Company booked a positive FX variation impact on the FSRU lease, as a result of the depreciation of the U.S. dollar against the Brazilian real in the period.

Excluding this non-cash exchange variation effect in both periods, the negative result would have totaled R\$ 530.6 million in 2Q24 versus negative R\$ 487.6 million in 2Q23, an increase of R\$ 43.0 million in financial expenses.

Under financial expenses, the main effects contributing to the result were:

- Negative R\$ 54.7 million in financial expenses booked under "Other" in 2Q24, compared to a positive R\$ 7.6 million in 2Q23. The main factors behind the 2Q24 result were: (i) the booking of R\$ 23.0 million in 2Q24 in interest to be incurred on the anticipation of receivables related to the partial advance of fixed revenues in Itaqui and Pecém II, concluded in 3Q23, thus not recording expenses in 2Q23; and (ii) R\$ 31.7 million in other miscellaneous financial expenses booked in 2Q24, such as PIS and COFINS on financial expenses and interest between related parties. In 2Q23, despite the recording of negative R\$ 45.8 million in other miscellaneous financial expenses in that period, the negative value of the "Other" line was fully offset by the positive impact of R\$ 53.4 million in the item referring to the change in fair value of debentures, as a result of the closing in 2Q23 of derivative operations (swaps) contracted in 3Q22 to convert the exposure of nearly R\$ 3.1 billion of debt issued with indexation originally linked to the IPCA into exposure to the CDI.

- In addition, the following effects resulted in a positive impact of R\$ 7.1 million in the year-over-year comparison: (i) R\$ 49.5 million lower expenses with debt charges in the annual comparison, mainly due to the conclusion of the refinancing of CELSE in 4Q23, with the elimination of financing and the replacement with debt composed entirely of debentures; (ii) higher interest expenses on debentures of R\$ 30.1 million; and (iii) R\$ 12.3 million higher monetary variation, due to an increase in the total debt indexed to the IPCA inflation index in the period and the IPCA surge in the year-over-year comparison (IPCA 2Q24: 1.1% versus IPCA 2Q23: 0.8%).

The slight increase of R\$ 19.8 million in financial revenues in 2Q24 over 2Q23 mainly reflected the booking of fine and interest rates received of R\$ 20.0 million at SPE Amapari due to monetary restatement recorded, as a result of favorable ruling for subsidiary Amapari, referring to the recognition of right to reimbursement of credits, reflecting the acknowledgment of fuel cost as an ancillary expense that can be reimbursed by the CCC, retroactive to the period of operation of the Serra do Navio TPP. It is worth noting that a consideration of R\$ 6.0 million was recognized in financial expenses related to this Amapari proceeding, with a net impact of nearly R\$ 14.0 million in 2Q24.

CAPEX

Capex	2Q24	1Q24	4Q23	3Q23	2Q23	1Q23	1H24	1H23
R\$ Million								
Coal Generation	3.6	3.9	13.2	6.2	5.0	3.7	7.5	8.7
Pecém II	0.9	(0.0)	7.0	1.0	1.8	(0.2)	0.8	1.6
Itaqui	2.7	3.9	6.2	5.2	3.2	3.9	6.6	7.0
Gas Generation	42.5	22.5	58.6	40.4	39.9	26.4	66.7	66.3
Parnaíba I ¹	9.0	(4.3)	18.0	5.9	6.2	(2.7)	4.6	3.5
Parnaíba II ²	9.1	9.4	13.6	5.3	8.8	(4.5)	18.5	4.3
Parnaíba III ²	0.5	(0.0)	4.0	0.1	0.0	2.0	0.5	2.0
Parnaíba IV ²	0.2	0.1	0.2	2.6	0.4	(3.2)	0.2	(2.8)
Parnaíba V	0.7	9.6	8.7	15.9	17.1	26.6	11.9	43.7
Fortaleza TPP	0.0	(0.1)	3.4	9.5	1.5	0.4	(0.0)	1.9
Porto de Sergipe I TPP	23.0	7.8	10.6	1.1	5.8	7.9	31.0	13.6
Parnaíba VI³	20.0	46.7	60.5	87.7	78.0	72.7	66.7	150.7
Azulão-Jaguatirica	11.3	25.4	16.1	17.7	26.7	24.0	36.3	50.7
Azulão 950	491.8	124.8	375.6	277.9	234.5	211.2	618.6	445.7
E&P	8.2	4.9	82.7	45.7	78.1	87.3	14.0	165.5
TPP	483.6	119.9	293.0	232.3	156.3	123.9	604.6	280.2
Futura 1	0.0	(3.3)	18.4	(5.0)	3.6	92.0	0.2	95.6
Upstream	67.8	55.9	96.0	130.2	179.0	44.5	122.8	223.5
Development	56.6	17.4	40.3	93.7	169.3	32.3	74.0	201.6
Exploration	11.2	38.5	55.8	36.5	9.7	12.2	48.8	21.9
SSLNG	87.7	123.3	102.4	100.5	100.8	39.9	210.9	140.7
Holding and Others	47.2	23.1	48.4	60.4	15.3	2.5	69.3	17.8
Total	771.9	422.3	789.3	716.1	682.7	543.4	1,199.0	1,226.1

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

1 - Parnaíba I TPP's capex is presented separately from that of Parnaíba V. Following the corporate restructuring announced in 1Q20, SPE Parnaíba I was incorporated into PGC in January 2020.

2 - Capex is presented separately for the Parnaíba II, Parnaíba III, and Parnaíba IV TPPs. SPEs Parnaíba III and Parnaíba IV were incorporated into SPE Parnaíba II following the corporate restructuring announced in 4Q18.

3 - The Parnaíba VI TPP closes the cycle of the Parnaíba III TPP, and the latter's PPA will begin in January 2025. To facilitate understanding, capex will be presented separately from that of Parnaíba III.

In 2Q24, Capex totaled R\$ 771.9 million, 77.7% of which was allocated to projects under construction, broken down as follows:

- Azulão 950: total Capex of R\$ 491.8 million in 2Q24, R\$ 139.0 million of which went towards payments to the EPC company for services carried out at the substation, transmission lines, TPP and GTP. In addition, R\$ 134.0 million was paid to GE for the milestones of services and equipment relating to the simple and combined cycles and R\$ 49.0 million was earmarked for logistics, port costs and pipe measurement activities. The amount of R\$ 62.0 million was also allocated to initial payments for certain equipment, such as pumps, cooling towers and line filters, R\$ 18.0 million for vegetation suppression and earthworks activities and R\$ 10.0 million for the rental of heavy lift cranes. Of the remaining amount, R\$ 8.2 million relates to the conclusion of the initial phase of the 1-ENEV-51D-AM well.
- Gas liquefaction plants in Maranhão (SSLNG): total investment of R\$ 87.7 million this quarter, mainly earmarked to the conclusion of piping assembly of one of the liquefaction units and the commissioning of Regas and the continuation of pneumatic testing of the other unit's piping. The plant's energization was also completed and the Intervention Request was approved by the ONS for definitive energization, as well as the Application for Operating License has been filed with the ANP.
- Parnaíba VI TPP: total Capex of R\$ 20.0 million, concentrated in the payment of R\$ 15.8 million for EPC services related to construction and assembly services. In addition, during the quarter, tests were

completed on the condensate extraction pump motors, the motor pump set for the cooling tower circulation pumps, and the boiler feed pump motors were also tested.

Investments in the Upstream segment, disregarding the above-mentioned spending related to the Azulão 950 project, totaled R\$ 67.8 million in 2Q24. Of this amount, R\$ 56.6 million refers to the development of the Gavião Belo and Gavião Mateiro fields, including works expenses to connect the gas pipeline from the south pole to the producing pole. In addition, in Maranhão, R\$ 4.8 million was spent to develop Gavião Real, Gavião Tesoura and Gavião Carijó fields and R\$ 4.2 million was set aside to wells exploration activities, such as PN-T-102A, PN-T-67, PN-T-134 and PN-T-66.

Investments in the coal generation segment totaled R\$ 3.6 million, mainly earmarked for the Itaqui TPP, for investments in structural rebuilding of boilers, technical services to comply with the requirements of the Brazilian Regulatory Standard no.12 and no.13 and improvement works relating to slope containment. In addition, the Pecém II TPP also allocated funds for structural works to meet the Brazilian Regulatory Standard no.13 requirements.

Investments in the gas generation segment totaled R\$ 42.5 million, R\$ 23.2 million of which was invested in the Porto de Sergipe I TPP, referring to the retrofit to meet the requirements of the National Conservation Unit System. In addition, R\$ 18.6 million was earmarked for the Parnaíba I, Parnaíba II and Parnaíba III TPPs for payment of the CSA to GE, referring to the operational hours of the turbine in operation for dispatch.

In the Azulão-Jaguatirica Integrated System, R\$ 10.9 million was mainly invested in heavy maintenance of the Azulão Gas Treatment System (“STGA”), slope recovery services, the implementation of the Atmospheric Discharge Protection System (“SPDA”) and improvements to the UGNL.

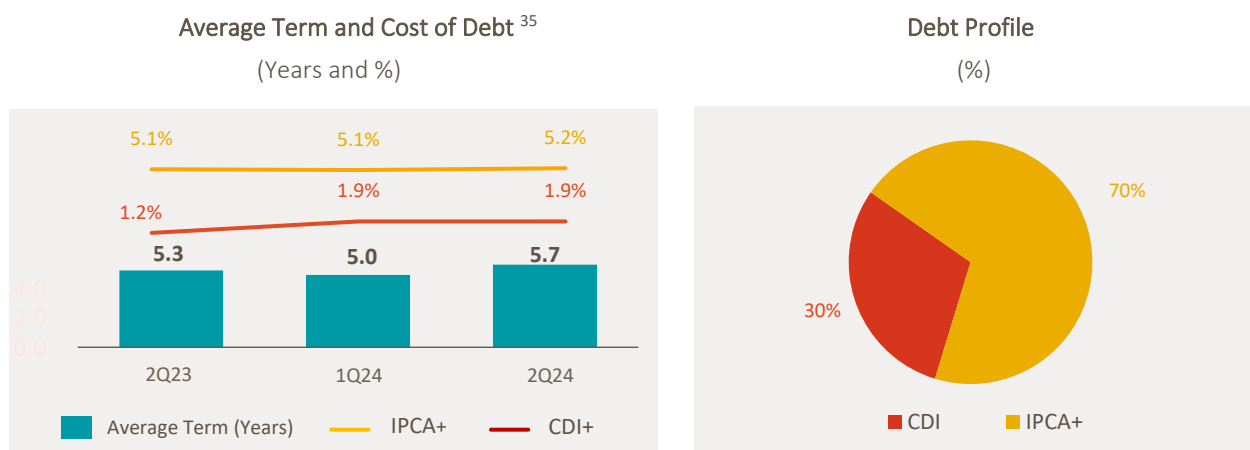
The amounts invested in the Holding & Other³⁴ accounted for 6.1% of the total in 2Q24, R\$ 30.0 million of which was set aside for GNL Brasil for the last billing relating to the purchase of the cryogenic carts. Of the remaining amount, nearly R\$ 11.0 million refers to IT infrastructure projects and R\$ 5.0 million refers to the capitalized values of the engineering team, allocated for projects underway.

³⁴ The Holding & Other figures also include GNL Brasil’s investments.

INDEBTEDNESS

Debt Profile

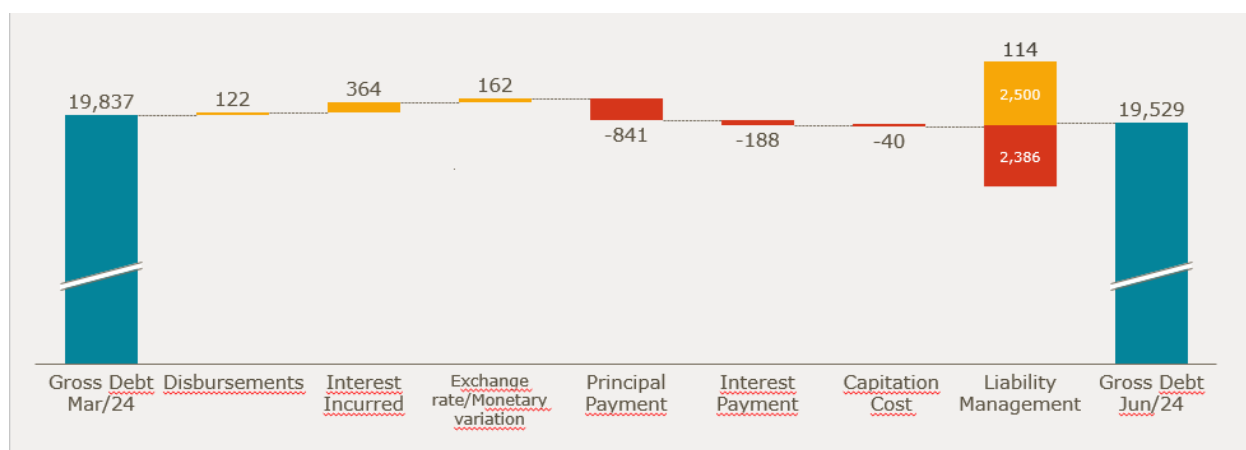
Consolidated gross debt (net of the balance of escrow accounts linked to financing agreements and transaction costs) totaled R\$ 19,529 million in June 2024 over R\$ 18,263 million in June 2023 and R\$ 19,837 million in March 2024.



As a result of the Company's liability management initiatives, at the end of 2Q24 the average maturity of consolidated debt was nearly 5.7 years, an increase of 0.7 years compared to the average maturity in 1Q24 and 0.4 years compared to 2Q23. The average spread on IPCA-indexed debt was 5.2%, while the spread on CDI-indexed debt totaled 1.9% at the end of the quarter.

Gross Debt Changes

Gross Debt Evolution (R\$ million)³⁶



The main effects that impacted the change in gross debt in the quarter were:

- Principal and interest payments and the booking of escrow accounts following the debt schedules, in the amount of R\$ 1,029.5 million, as explained in the Cash Flow section;
- Interest booked on financing in the period, increasing gross debt by R\$ 363.9 million in 2Q24;

³⁵ The cost of debt reported considers the rates accumulated over 12 months. The CDI+ cost includes TJLP exposures in its calculation.

³⁶ The amounts of principal and interest payments also include the amounts recorded or released from escrow accounts.

- Conclusion of the Liability Management process in 2Q24, with a net impact of R\$ 113.9 million on gross debt, lengthening the average maturity and re-configuring the debt profile by increasing exposure to the IPCA, in line with exposure to the Company's main revenues. The process involved: (i) R\$ 2,500.0 million funding under Eneva's 10th debenture issue, in May/24; and (ii) full early settlement of the 7th debenture issue and the 2nd series of Eneva's 2nd debenture issue totaling R\$ 2,386.1 million;
- Disbursements of R\$ 121.5 million, R\$ 33.6 million of which from BNB, related to GNL Brasil, cryogenic fluid logistics joint venture in which Eneva holds a 51% stake, referring to the acquisition of machinery and equipment. This financing contract considers an average rate of IPCA + 3.37% p.a., a guarantee cost of 0.70% p.a. and a total eight-year term. As a result, R\$ 44.0 million of the total R\$ 100.0 million contracted has already been disbursed.

Given these effects, consolidated gross debt totaled R\$ 19,528.8 million at the end of June/24.

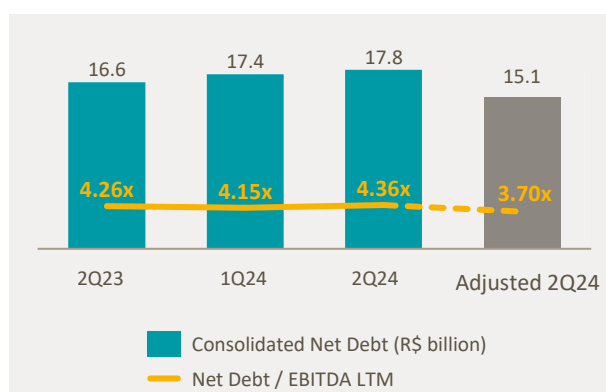
Net Debt and Leverage

In late June 2024, the Company's cash balance totaled R\$ 1,700.1 million, slightly below the cash balance recorded in June 2023, of R\$ 1,687.0 million, and a reduction of R\$ 687.6 million over the cash balance in March 2024, of R\$ 2,387.7 million.

Consolidated net debt was R\$ 17,828.7 million at the end of 2T24, leading to a 4.36x net debt/LTM EBITDA ratio. In accordance with the revision of the maximum limits of the covenants linked to the net debt/consolidated EBITDA ratio until 2Q24, approved by the creditors in 2022 at the Debenture Holders' Meetings, the maximum limit was revised to 5.0x between 1Q24 and the end of 2Q24, returning to the maximum limit of 4.5x as of 3Q24, as originally set forth in the debentures' indentures.

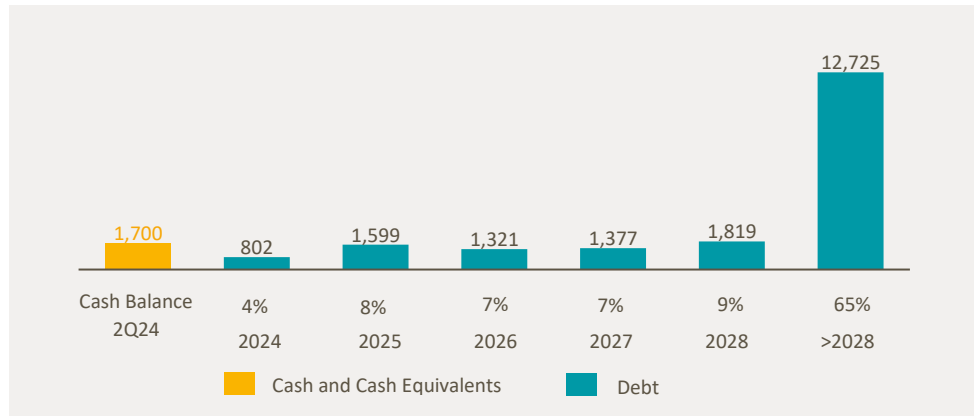
As a subsequent event to the quarter, in July/24 there was the conclusion of the partial assignment of the credit right receivables arising from the Fixed revenues of the Energy Trading Contracts of Porto de Sergipe I TPP with Banco Bradesco S.A., with the addition of R\$ 2,700.0 million to the Company's cash position. Considering this cash inflow, the proforma adjusted net debt for 2Q24 would total R\$ 15,129 million, resulting in a leverage of 3.70x.

Consolidated Net Debt and Leverage
(R\$ billion)



Eneva’s debt maturities are mostly concentrated in the medium and long term, in 2025 and as from 2027, aligned with the COD of the main projects under construction, as detailed in the graph below.

Adjusted Debt Maturity Schedule (Principal) ³⁷
(R\$ million)



³⁷ The flow in question considers the value of the debt principal, net of transaction costs, escrow accounts and accrued interest.

CAPITAL MARKETS

ENEV3	2Q24	1Q24	2Q23
Number of shares – end of period	1,584,697,571	1,584,697,571	1,584,572,378
Share price – end of period (R\$/share)	12.70	12.75	12.27
Traded shares (MM) – daily average	7.1	7.8	9.1
Financial volume (R\$ MM) – daily average	89.1	87.1 ¹	86.7
Market cap – end of period (R\$ MM) ²	20,126	20,205	19,443
Enterprise Value - end of period (R\$ MM) ³	37,954	37,654	36,019

¹ In 1Q24, the average daily Financial Volume was calculated using a different calculation methodology to previous quarters. For this quarter, the previously adopted methodology (Volume-Weighted Average Price) was used again and the average financial volume for 1Q24 is restated in the table.

² Market cap considers all Eneva shares, including shares held by management.

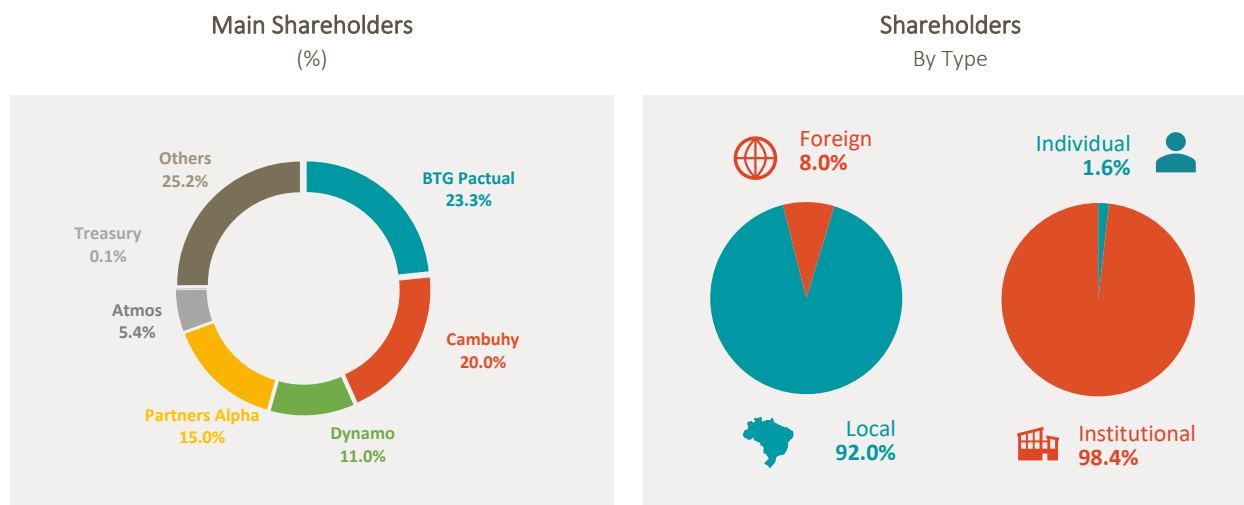
³ Enterprise value is equivalent to the sum of the Company's market cap and net debt, both at the end of the period.

OWNERSHIP STRUCTURE

At the end of June 2024, ENEVA's share capital was composed of 1,584,697,571 common shares, with 99.69% of free float. The shareholding structure is detailed below:

ENEVA Shareholder Profile

June 30th, 2024



ESG INITIATIVES — ENVIRONMENTAL, SOCIAL, AND GOVERNANCE INITIATIVES

After publishing its sustainability report for three years, in July 2024 the Company disclosed its second Integrated Report and ESG Indicator Notebook (reference year: 2023). 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).

In order to guarantee information quality and transparency, the Integrated Report and the ESG Indicator Notebook were assured by specialized independent auditors, following the recommendations of the Brazilian Securities and Exchange Commission (CVM). To access the latest documents, [click here](#).

2Q24 HIGHLIGHTS:

- In April, the Technical Training Program was launched in the Amazonas inland, offering courses in the areas of gas and energy, electromechanics and agribusiness. By investing in the training of local labor, the Company promotes economic and social development in the region and contributes to the qualification of professionals who will be able to collaborate directly with Eneva's projects, including the Azulão 950 Project.
- In April, a Digital Literacy project was launched for the participants of the Women's Entrepreneurship project in Amazonas. The initiative, which focuses on training and digital accessibility, was developed in partnership with SoulCode Academy and will include full adaptation of the content to meet local needs and build inclusive solutions for the participants.
- In May, a partnership was signed with the Childhood Brasil Foundation, dedicated to fostering and defending children's rights. This collaboration will underscore the importance of child protection in the municipalities of Silves and Itapiranga, reaffirming Eneva's commitment to social responsibility and the protection of human rights.

KEY ESG INDICATORS

The table below shows the sustainability indicator highlights for the second quarter of 2024 and other periods. An interactive spreadsheet with all the indicators presented by ENEVA is available on the Company's Investor Relations website.

Main ESG KPIs		2Q24	1Q24	2023
Scope	KPIs			
OPERATIONS	Installed Generation capacity by source (MW)¹	5,274	5,274	5,274
	Coal	725	725	725
	Gas	3,874	3,874	3,874
	Renewable	674.6	674.6	674.6
	Fuel usage for power generation			
	Coal (ton/MWh)	N/A	0.41	0.42
	Gas (m ³ /MWh)	189.3	191.5	219.4
	Efficiency (%)^{2 3}			
	Itaqui	N/A	N/A	NA
	Pecém II	N/A	N/A	36.6%
ENVIRONMENT	Emissions avoided with projects aligned with energy transition (tCO2e)^{5 6}	85,723.9	139,461.7	426,391.9
	Jaguatirica II ⁷	51,568.9	56,335.1	188,954.3
	Parnaíba V ⁸	34,155.0	83,126.6	238,160.0
	GHG Emission - Scopes 1 and 2 (tCO2e)	190,821.6	470,087.7	2,199,659.3
	GHG Emission Rate - Scopes 1 and 2 - efficiency (tCO2e/MWh)	0.22	0.29	0.35
	New Water Collection (thousand m ³)	2,801	3,838	18,646
	New Water Collection Rate – efficiency (m ³ /MWh) ¹²	-	-	2.57
	New Water Consumption (thousand m ³)	680	1,207	7,007
	Water reuse (m ³)	2,887	9,032	48,127
	HEALTH & SECURITY	Fatalities	-	-
Fatality Rate (FAT)		-	-	-
Accident leave		1	-	11
Lost Time Incident Frequency (LTIF) ³		0.25	-	0.84
Total Reportable Incident Rate (TRIR)		1.47	0.85	2.21
EMPLOYEES	Total number own-employees	1,623	1,562	1,489
	% of women in the own workforce	23%	23%	24%
	Voluntary turnover (%)	2.53%	1.86%	5.84%
	Total number third-party employees	5,238	4,542	4,099
SOCIAL RESPONSABILITY	Non-incentive investments (R\$ MM)	1.2	1.07	1.10
	Invested incentives (Childhood and Adolescence Fund, Culture Incentive Law, Sports Law, Health and others (R\$ MM))	0.47	0.60	7.22
	Execution of the Socio-Economic Programs (R\$ MM)	0.17	0.83	1.8
GOVERNANCE	Number of corruption cases reported to the Audit Committee and sentenced	-	-	-
	Number of reported Code of Conduct violations ⁹	3	2	3

1- Generation capacity has included Futura I since 2Q23.

2 - Not applicable items are explained by the non-dispatch of energy from coal-fired and gas-fired power plants during the period.

3 - Figures consider typical accidents only.

4 - Release now includes Porto Sergipe TPP in the 2024 operational KPIs table.

5 - Calculations use emission factors calculated from chromatographs for the year 2023.

6 - Release now includes indicator of emissions avoided with the Company's emissions reduction initiatives already in place.

7 - Release now includes indicator of emissions avoided with the Company's emissions reduction initiatives already in place.

8 - Calculation of avoided emissions based on the relocation of diesel thermal plants in SISOL to replace the natural gas generation of the Jaguatirica II TPP in Boa Vista (RR). Emissions avoided calculated as of 2023.

9 - Complaints deemed fully or partially valid after investigation, until the date of this report.

EXHIBITS

Income Statement – 2024	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Porto de Sergipe I TPP	Fortaleza TPP	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Coal Generation	Solar Generation	Energy Trading	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
RS Million														
Gross Operation Revenues	579.5	193.7	545.6	(0.1)	1,318.7	123.1	(120.4)	1,321.3	268.1	69.1	641.2	-	(107.6)	2,192.0
Deductions from Gross Revenues	(96.3)	(14.4)	(52.8)	1.1	(162.4)	(14.5)	15.8	(161.0)	(27.8)	(5.5)	(64.4)	-	9.8	(249.0)
Net Operating Revenues	483.2	179.3	492.7	1.1	1,156.3	108.6	(104.6)	1,160.3	240.3	63.6	576.7	-	(97.9)	1,943.0
Operating Costs	(221.8)	(108.6)	(200.5)	(0.8)	(531.6)	(49.4)	104.6	(476.3)	(121.4)	(64.2)	(483.3)	0.2	97.9	(1,047.1)
Depreciation & amortization	(40.9)	(39.6)	(98.8)	-	(179.3)	(18.9)	-	(198.2)	(50.5)	(27.5)	-	-	-	(276.2)
Operating Expenses ¹	(8.5)	(7.3)	(2.8)	(3.8)	(22.4)	(29.3)	4.3	(47.4)	(10.1)	(3.0)	(11.3)	(81.8)	(43.1)	(196.7)
SG&A ²	(8.3)	(7.3)	(2.8)	0.5	(18.0)	(5.8)	4.3	(19.6)	(9.7)	(2.9)	(10.9)	(60.9)	(4.3)	(108.4)
Depreciation & amortization	(0.2)	(0.0)	0.0	(4.3)	(4.4)	(2.6)	-	(7.0)	(0.3)	(0.1)	(0.4)	(20.9)	(38.8)	(67.6)
Other revenues/expenses	(2.7)	0.2	1.5	(1.2)	(2.2)	0.0	0.1	(2.1)	(3.1)	2.8	(0.4)	30.3	(0.1)	27.5
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.0)	137.4	(137.4)	0.0
EBITDA (as of ICMV 527/12)	291.4	103.1	389.7	(0.5)	783.8	51.5	4.5	839.8	156.6	26.8	82.2	107.0	(141.8)	1,070.4
Net Financial Result	(26.8)	(17.7)	(416.4)	0.4	(460.6)	(13.5)	0.3	(473.8)	(37.9)	(7.9)	1.3	(399.9)	(0.5)	(918.7)
EBT	223.4	45.9	(125.5)	(4.4)	139.5	16.4	4.8	160.7	67.8	(8.7)	83.1	(313.9)	(181.1)	(192.1)
Current Taxes	(23.4)	(3.3)	13.3	-	(13.4)	-	-	(13.4)	(3.8)	(4.2)	(6.2)	(8.6)	-	(36.1)
Deferred Taxes	(12.0)	(2.7)	(61.4)	-	(76.1)	-	-	(76.1)	(8.3)	1.1	(60.5)	1,558.8	-	1,415.1
Net Income end of Period	188.1	39.8	(173.5)	(4.4)	50.0	16.4	4.8	71.2	55.7	(11.8)	16.5	1,236.4	(181.1)	1,186.9
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120.2	120.2
Eneva Net Income	188.1	39.8	(173.5)	(4.4)	50.0	16.4	4.8	71.2	55.7	(11.8)	16.5	1,236.4	(301.3)	1,066.7

1- Operating Expenses considers, besides general and administrative expenses, as well as depreciation and amortization, expenses and costs related to Upstream exploratory activities.

2- SG&A also includes Long Term Incentive expenses.

Income Statement – 2023	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Porto de Sergipe I TPP	Fortaleza TPP	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Coal Generation	Solar Generation	Energy Trading	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
RS Million														
Gross Operation Revenues	717.7	176.8	509.0	431.4	1,834.9	230.8	(219.3)	1,846.4	257.1	74.8	769.5	-	(78.3)	2,869.5
Deductions from Gross Revenues	(121.0)	(45.0)	(50.4)	(87.9)	(304.2)	(28.3)	39.2	(293.4)	(26.6)	(6.3)	(75.8)	-	56.0	(346.2)
Net Operating Revenues	596.7	131.9	458.6	343.5	1,530.6	202.5	(180.2)	1,552.9	230.5	68.5	693.7	-	(22.4)	2,523.3
Operating Costs	(348.8)	(91.2)	(192.1)	(183.2)	(815.3)	(75.3)	180.2	(710.4)	(123.0)	(70.1)	(605.2)	(0.0)	22.4	(1,486.3)
Depreciation & amortization	(38.3)	(26.0)	(96.0)	(3.3)	(163.6)	(29.3)	-	(193.0)	(50.5)	(17.7)	-	-	-	(261.2)
Operating Expenses ²	(14.2)	(9.7)	(9.8)	(0.4)	(34.0)	(40.3)	-	(74.3)	(10.9)	(5.2)	(15.4)	(121.0)	(56.5)	(283.3)
SG&A ³	(14.0)	(9.7)	(9.7)	(0.4)	(33.8)	(4.4)	-	(38.2)	(10.5)	(5.1)	(15.1)	(58.6)	(0.1)	(127.6)
Depreciation & amortization	(0.2)	-	(0.1)	-	(0.3)	-	-	(0.3)	(0.4)	(0.1)	(0.3)	(62.4)	(56.5)	(120.0)
Other revenues/expenses	0.1	(0.1)	59.2	-	59.1	0.0	0.1	59.3	2.3	(9.3)	0.0	0.7	(0.1)	52.8
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.5	0.0	650.8	(656.0)	0.3
EBITDA (as of ICMV 527/12)	272.2	56.9	412.0	163.3	904.4	116.3	0.1	1,020.8	149.8	7.2	73.5	592.9	(656.1)	1,188.1
Net Financial Result	(61.5)	(29.4)	(28.3)	-	(119.2)	0.1	0.1	(119.0)	(34.8)	(8.2)	3.4	(149.5)	(0.1)	(308.3)
EBT	172.3	1.4	287.6	159.9	621.2	87.0	0.2	708.5	64.1	(18.8)	76.6	381.0	(712.7)	498.5
Current Taxes	(23.4)	-	(4.4)	-	(27.8)	-	-	(27.8)	(2.5)	(1.1)	(15.8)	1.6	-	(45.5)
Deferred Taxes	(6.8)	(0.5)	(80.7)	-	(88.1)	-	-	(88.1)	(10.9)	3.8	(3.1)	35.1	-	(63.1)
Net Income end of Period	142.0	0.9	202.5	159.9	505.3	87.0	0.2	592.6	50.7	(16.1)	57.8	417.7	(712.7)	389.9
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.6	17.6
Eneva Net Income	142.0	0.9	202.5	159.9	505.3	87.0	0.2	592.6	50.7	(16.1)	57.8	417.7	(730.3)	372.3

1- Contains only the CGTF results from August 23, 2022 until September 30, 2022, the period after the closing of its operation. CELSE had its acquisition completed only at the beginning of 4Q22.

2- Operating Expenses considers, besides general and administrative expenses, as well as depreciation and amortization, expenses and costs related to Upstream exploratory activities.

3- SG&A also includes Long Term Incentive expenses.

51 Earnings Release 2Q24

Income Statement – 1H24	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Porto de Sergipe I TPP	Fortaleza TPP	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Coal Generation	Solar Generation	Energy Trading	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
RS Million														
Gross Operation Revenues	1,245.6	392.2	1,085.1	(0.1)	2,722.9	313.9	(286.9)	2,749.9	533.7	140.3	1,156.2	-	(178.6)	4,401.4
Deductions from Gross Revenues	(162.9)	(25.0)	(103.4)	0.6	(290.7)	(42.3)	46.7	(286.2)	(55.3)	(9.0)	(119.7)	-	16.5	(453.7)
Net Operating Revenues	1,082.6	367.3	981.7	0.5	2,432.2	271.6	(240.2)	2,463.6	478.4	131.3	1,036.5	-	(162.1)	3,947.7
Operating Costs	(534.4)	(211.4)	(395.9)	(0.8)	(1,142.4)	(120.1)	240.2	(1,022.4)	(242.9)	(120.5)	(869.1)	-	162.1	(2,092.8)
Depreciation & amortization	(81.4)	(78.3)	(196.1)	-	(355.8)	(46.1)	-	(401.9)	(101.1)	(54.1)	-	-	-	(557.1)
Operating Expenses¹	(16.8)	(13.7)	(6.5)	(8.4)	(45.4)	(72.2)	6.1	(111.5)	(20.9)	(7.0)	(26.2)	(145.3)	(100.9)	(411.9)
SG&A ²	(16.2)	(13.7)	(6.6)	0.2	(36.4)	(8.0)	6.1	(38.3)	(20.3)	(6.8)	(25.5)	(120.6)	(6.0)	(217.5)
Depreciation & amortization	(0.6)	(0.0)	0.1	(8.5)	(9.0)	(5.3)	-	(14.4)	(0.6)	(0.2)	(0.7)	(24.7)	(94.8)	(135.5)
Other revenues/expenses	(3.6)	(0.5)	0.9	(6.1)	(9.4)	0.0	0.2	(9.2)	(1.2)	3.0	(0.6)	31.6	(0.2)	23.4
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.0)	606.4	(605.9)	0.5
EBITDA (as of ICVM 527/12)	609.8	219.9	776.2	(6.2)	1,599.8	130.8	6.3	1,736.9	315.1	61.1	141.3	517.3	(612.2)	2,159.5
Net Financial Result	(68.5)	(39.0)	(720.1)	4.7	(822.9)	(27.1)	0.5	(849.5)	(77.8)	(16.2)	4.1	(685.7)	(0.6)	(1,625.8)
EBT	459.3	102.6	(139.8)	(10.0)	412.0	52.3	6.8	471.1	135.5	(9.4)	144.6	(193.1)	(707.6)	(158.8)
Current Taxes	(46.6)	(6.3)	-	-	(52.9)	-	-	(52.9)	(6.3)	(7.5)	(20.8)	(8.6)	-	(96.1)
Deferred Taxes	(29.5)	(11.0)	(43.0)	-	(83.4)	-	-	(83.4)	(21.7)	(3.7)	(71.9)	1,689.4	-	1,508.6
Net Income end of Period	383.2	85.4	(182.8)	(10.0)	275.7	52.3	6.8	334.7	107.5	(20.7)	52.0	1,487.7	(707.6)	1,253.6
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247.8	247.8
Eneva Net Income	383.2	85.4	(182.8)	(10.0)	275.7	52.3	6.8	334.7	107.5	(20.7)	52.0	1,487.7	(955.3)	1,005.9

1- Operating Expenses considers, besides general and administrative expenses, as well as depreciation and amortization, expenses and costs related to Upstream exploratory activities.

2- SG&A also includes Long Term Incentive expenses.

Income Statement – 1H23	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Porto de Sergipe I TPP	Fortaleza TPP	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Coal Generation	Solar Generation	Energy Trading	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
Gross Operation Revenues														
Gross Operation Revenues	1,218.8	353.2	1,013.8	867.2	3,453.0	396.4	(345.4)	3,504.0	514.7	74.9	1,682.3	-	(105.5)	5,672.3
Deductions from Gross Revenues	(195.2)	(88.7)	(101.6)	(181.2)	(566.8)	(54.6)	57.2	(564.2)	(53.2)	(6.3)	(148.4)	-	82.4	(689.7)
Net Operating Revenues	1,023.6	264.5	912.2	686.0	2,886.2	341.8	(288.2)	2,939.8	461.5	68.5	1,533.9	-	(21.1)	4,982.5
Operating Costs	(591.1)	(180.2)	(387.2)	(410.6)	(1,569.1)	(135.1)	288.2	(1,416.0)	(238.9)	(81.9)	(1,162.9)	(0.0)	21.1	(2,878.5)
Depreciation & amortization	(78.1)	(55.1)	(188.5)	(14.2)	(335.9)	(51.3)	-	(387.1)	(100.9)	(17.8)	-	-	-	(505.9)
Operating Expenses²	(18.4)	(13.6)	(14.2)	(2.0)	(48.2)	(79.1)	-	(127.2)	(17.2)	(8.7)	(29.5)	(215.8)	(199.1)	(597.6)
SG&A ³	(18.0)	(13.6)	(14.0)	(2.0)	(47.5)	(9.7)	-	(57.3)	(16.4)	(8.5)	(28.9)	(126.3)	(0.1)	(237.6)
Depreciation & amortization	(0.4)	-	(0.2)	(0.0)	(0.6)	-	-	(0.6)	(0.7)	(0.2)	(0.7)	(89.5)	(199.0)	(290.7)
Other revenues/expenses	0.1	(0.1)	59.4	0.0	59.4	(0.1)	0.2	59.5	1.9	(7.7)	0.2	(88.5)	87.5	52.9
Equity Income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	1,091.8	(1,091.1)	0.7
EBITDA (as of ICVM 527/12)	492.7	125.6	758.9	287.6	1,664.8	178.8	0.2	1,843.7	309.0	(11.7)	342.3	876.9	(1,003.7)	2,356.5
Net Financial Result	(118.4)	(57.4)	(145.6)	0.6	(320.8)	0.2	0.1	(320.5)	(77.3)	4.1	7.1	(356.6)	(0.2)	(743.4)
EBT	295.8	13.1	424.5	274.1	1,007.5	127.7	0.3	1,135.5	130.1	(25.7)	348.7	430.8	(1,202.8)	816.6
Current Taxes	(33.2)	-	(8.2)	(18.8)	(60.2)	-	-	(60.2)	(4.8)	(3.6)	(31.1)	(0.4)	-	(100.1)
Deferred Taxes	(20.3)	(4.5)	(111.9)	(3.3)	(140.0)	-	-	(140.0)	(24.8)	1.0	(86.3)	146.1	-	(103.9)
Net Income end of Period	242.3	8.6	304.5	251.9	807.3	127.7	0.3	935.3	100.5	(28.3)	231.3	576.6	(1,202.8)	612.6
Net Result - Minority Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.4	17.4
Eneva Net Income	242.3	8.6	304.5	251.9	807.3	127.7	0.3	935.3	100.5	(28.3)	231.3	576.6	(1,220.2)	595.3

1- Contains only the CGTF results from August 23, 2022 until September 30, 2022, the period after the closing of its operation. CELSE had its acquisition completed only at the beginning of 4Q22.

2- Operating Expenses considers, besides general and administrative expenses, as well as depreciation and amortization, expenses and costs related to Upstream exploratory activities..

3- SG&A also includes Long Term Incentive expenses.



EARNINGS RELEASE

2Q24

Investor Relations
+55 21 3721-3030
ri.eneva.com.br