DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

3T22

eneva

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

Teleconferência de Resultados do 3T22

Sexta-feira, 11 de novembro de 2022
8h00 (Horário de Brasília) / 6 a.m. (US ET)
Clique aqui para se inscrever na teleconferência

ENEV3 NOVO MERCADO

IBOVESPA B3

ENEVA Divulga Resultados do Terceiro Trimestre de 2022

EBITDA impactado positivamente por exportação de energia para Argentina e compra vantajosa resultante do processo de incorporação da CGTF.

Rio de Janeiro, 10 de novembro de 2022 *- 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 terceiro trimestre findo em 30 de setembro de 2022 (3T22). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.*

Destaques

- Conclusão, em 23 de agosto de 2022, da aquisição da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A ("CGTF"), que tem como principal ativo operacional a UTE Fortaleza, usina a gás natural de 327 MW de capacidade instalada e com contrato de comercialização de energia com a distribuidora do estado do Ceará até dezembro de 2023;
- EBITDA ajustado de R$ 598 milhões, refletindo principalmente os seguintes impactos: (i) R$ 110 milhões de exportação de energia para Argentina; (ii) R$ 216 milhões referentes à compra vantajosa da CGTF, concluída em 23 de agosto de 2022 ; (iii) R$ 67 milhões de EBITDA da CGTF no período compreendido entre 23 de agosto e 30 de setembro; e (iv) R$ 16 milhões de EBITDA da UTE Jaguatirica II, que entrou em operação comercial em 2022;
- Posição de caixa e equivalentes de R$ 8,9 bilhões no final do 3T22, com alavancagem (dívida líquida/EBITDA últimos 12 meses) de 2,4x;
- Contratação de financiamento de longo prazo com o BNB, no valor de R$ 300 milhões, tendo desembolsado R$ 262 milhões até o final do 3T22;
- Conclusão da 8ª emissão de debêntures, no valor de R$ 1,9 bilhão, com rating AAA da Fitch, e realização da 9ª emissão, no valor de R$ 2,0 bilhões com nota brAAA da S&P;
- Vitória no 2º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de energia, realizado em setembro de 2022, com a contratação dos projetos UTE Azulão II e UTE Azulão IV (em conjunto, "UTE Azulão II"), com capacidade instalada total de 590 MW e com receita fixa esperada em R$ 1,9 bilhão por ano (data-base maio de 2022).

Principais Indicadores						(R$ milhões)
	3T22	**3T21**	**%**	**9M22**	**9M21**	**%**
Receita Operacional Líquida	1.704,0	1.528,1	11,5%	3.811,7	3.442,0	10,7%
EBITDA ICVM 527/12	597,4	547,4	9,1%	1.559,3	1.358,2	14,8%
EBITDA excluindo poços secos [1]	597,7	572,7	4,4%	1.591,6	1.396,6	14,0%
Margem EBITDA ex poços secos	35,1%	37,5%	-2,4 p.p.	41,8%	40,6%	1,2 p.p.
Resultado Líquido	237,8	362,6	-34,4%	569,9	683,9	-16,7%
Investimentos (Competência)	486,9	498,6	-2,4%	3.100,8	1.359,3	128,1%
Fluxo de Caixa Operacional	540,3	430,7	25,4%	1.104,1	981,3	12,5%
Dívida Líquida (R$ Bilhões) [2]	5,7	5,7	-0,6%	5,7	5,7	-0,6%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m [3]	2,4	2,9	-18,7%	2,4	2,9	-18,7%

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

[2] A partir do 3T22, a Companhia passou a apresentar a composição da dívida bruta e dívida líquida consolidada excluindo o impacto do Arrendamento Mercantil, seguindo os critérios de cálculo dos covenants das debêntures da Companhia. Para fins de comparabilidade, os valores dos trimestres anteriores foram reajustados para refletir a nova visão adotada.

[3] Calculada considerando o EBITDA acumulado conforme orientações da ICVM 527/12 dos últimos 12 meses.

Desempenho Operacional

Dados operacionais		3T22	2T22	1T22	4T21	3T21	9M22	9M21
Itaqui	Disponibilidade (%)	100%	94%	100%	95%	86%	98%	63%
	Despacho (%)	0%	0%	0%	73%	99%	0%	58%
	Geração Líquida (GWh)	0	3	0	494	606	3	1079
	Geração Bruta (GWh)	0	3	0	548	683	3	1220
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	99,7%	100,0%	0,0%	99,5%
	Geração para ACL (%)	0,0%	100,0%	0,0%	0,3%	0,0%	100,0%	0,5%
Pecém II	Disponibilidade (%)	74%	100%	99%	100%	94%	91%	98%
	Despacho (%)	0%	0%	0%	71%	97%	0%	65%
	Geração Líquida (GWh)	3	3	0	505	652	5	1321
	Geração Bruta (GWh)	3	3	0	564	731	6	1482
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%
	Geração para ACL (%)	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%
Parnaíba I	Disponibilidade (%)	100%	99%	99%	97%	96%	99%	95%
	Despacho (%)	29%	21%	0%	75%	99%	17%	73%
	Geração Líquida (GWh)	268	302	0	1.040	1.368	570	2981
	Geração Bruta (GWh)	282	316	0	1.076	1.412	598	3089
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	77,1%	77,2%	0,0%	77,1%
	Geração para ACL (%)	100,0%	100,0%	0,0%	22,9%	22,8%	100,0%	22,9%
Parnaíba II	Disponibilidade (%)	97%	88%	95%	93%	84%	93%	66%
	Despacho (%)	93%	32%	0%	81%	93%	42%	86%
	Geração Líquida (GWh)	993	316	0	816	913	1309	1975
	Geração Bruta (GWh)	1.047	353	0	866	958	1400	2078
	Geração para ACR (%)	99,0%	97,7%	0,0%	83,1%	100,0%	98,7%	99,3%
	Geração para ACL (%)	1,0%	2,3%	0,0%	16,9%	0,0%	1,3%	0,7%
Parnaíba III	Disponibilidade (%)	100%	99%	98%	97%	97%	99%	97%
	Despacho (%)	67%	32%	0%	75%	99%	33%	66%
	Geração Líquida (GWh)	252	120	1	276	363	373	724
	Geração Bruta (GWh)	263	125	1	285	377	389	751
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	76,5%	82,3%	0,0%	82,1%
	Geração para ACL (%)	100,0%	100,0%	100,0%	23,5%	17,7%	100,0%	17,9%
Parnaíba IV	Disponibilidade (%)	99%	79%	100%	95%	97%	93%	78%
	Despacho (%)	61%	20%	0%	78%	99%	27%	66%
	Geração Líquida (GWh)	71	24	0	87	113	95	215
	Geração Bruta (GWh)	75	25	0	91	118	100	225
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Geração para ACL (%)	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Jaguatirica II	Disponibilidade (%)	53%	46%	-	-	-	41%	-
	Despacho (%)	47%	37%	-	-	-	34%	-
	Geração Líquida (GWh)	121	98	-	-	-	250	-
	Geração Bruta (GWh)	128	103	-	-	-	263	-
	Geração para ACR (%)	100,0%	100,0%	-	-	-	100,0%	-
	Geração para ACL (%)	0,0%	0,0%	-	-	-	0,0%	-
Upstream	**Bacia do Parnaíba**							
	Despacho UTG (%)	51%	26%	0%	75%	93%	26%	67%
	Produção (Bi m³)	0,39	0,20	0,00	0,58	0,72	0,59	1,54
	Reservas remanescentes (Bi m³)	28,9	29,3	29,5	29,5	24,4	28,9	24,4
	Bacia do Amazonas							
	Produção (Bi m³)	0,04	0,04				0,10	-
	Reservas remanescentes (Bi m³)*	14,7	14,8	7,1	7,1	6,3	14,7	6,3

Obs: Dados de geração do trimestre atual das usinas referem-se às provisões feitas com base em medições realizadas internamente, que posteriormente são apuradas e divulgadas pela CCEE.

Geração de Energia

Contexto Setorial: Níveis ainda elevados de armazenamento dos reservatórios e redução da carga mantêm baixa necessidade de despacho termelétrico no 3T22

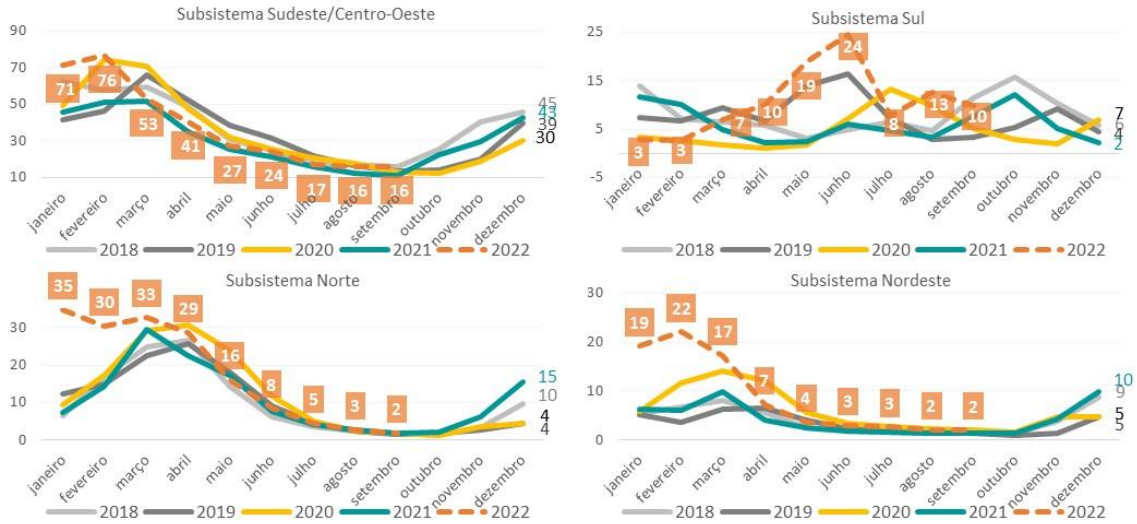
A carga média de energia elétrica do Sistema Integrado Nacional ("SIN") totalizou 67,4GWm no 3T22, redução de 0,8% quando comparado aos 67,9GWm registrados no 3T21 e de 1,3% versus os 68,2GWm do 2T22, em linha com a sazonalidade esperada para o período e refletindo as temperaturas mais amenas observadas nas regiões Sul e Sudeste e chuvas acima da média na região Sul a partir de agosto de 2022.

Carga de Energia – SIN (Sistema Interligado Nacional) [1]

GWmédios/mês e Variação Anual (%)

No 3T22, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Norte e Nordeste registraram volumes de chuvas próximos das médias históricas. Em contrapartida, no subsistema Sul, foram observados elevados volumes de Energia Natural Afluente (ENA), decorrentes da maior quantidade de frentes frias no período, resultando no maior volume médio de ENA para um terceiro trimestre desde 2016.

ENA Bruta Histórica (GWmédios/mês)[2]



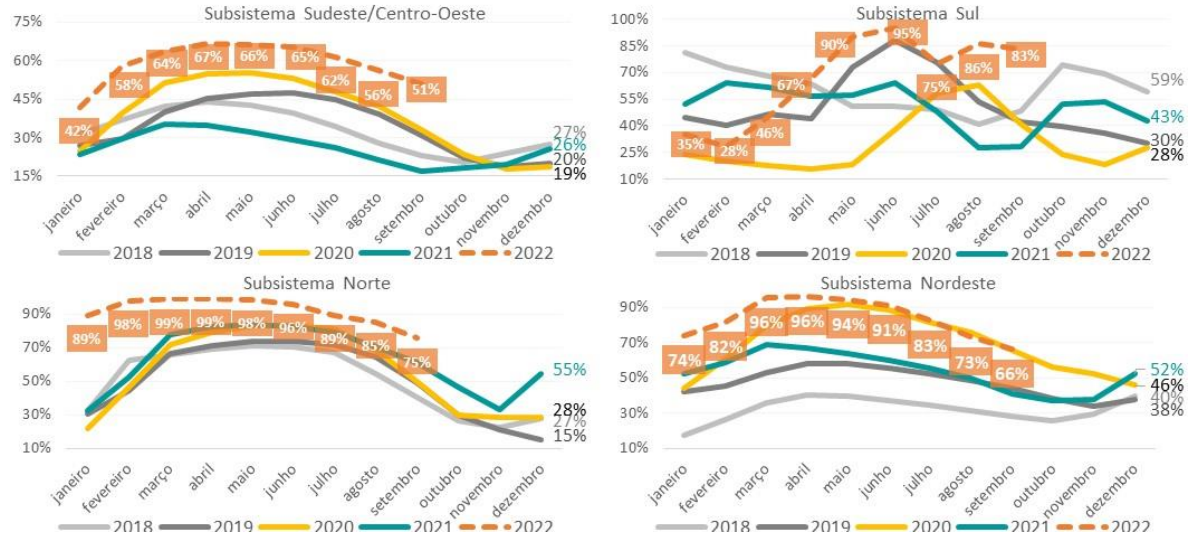
Os níveis de armazenamento no 3T22, em todos os subsistemas, permaneceram acima dos valores verificados nos mesmos meses dos últimos quatro anos, refletindo os altos valores de ENA registrados no 1T22 e a utilização do excedente de energia gerada dos subsistemas Sul e do Nordeste para manutenção

[1] Fonte: Dados históricos até agosto de 2022 disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 24/10/2022. Para o mês de setembro de 2022, informação extraída do Boletim Diário da Operação, disponível no site do ONS, em: http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm – Acesso em 24/10/2022.

[2] 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 24/10/2022.

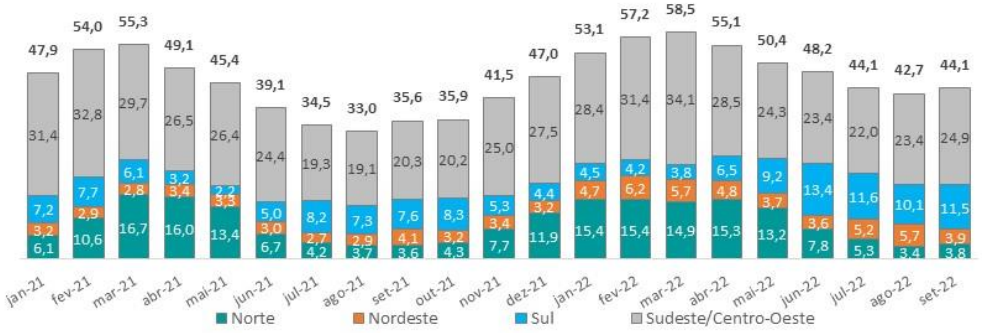
dos volumes dos reservatórios do SE/CO. Nos subsistemas SE/CO, Sul e Norte, os reservatórios fecharam o trimestre com os maiores volumes médios de Energia Armazenada (EARM) em mais de cinco anos.

EARM (%) Histórica[3]

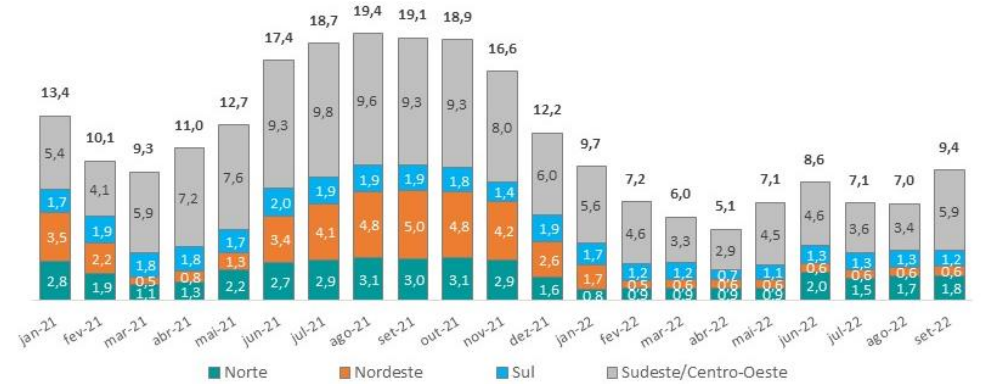


Com isto, no 3T22, foi registrado um maior volume de geração de energia por fontes hidrelétricas em relação ao 3T21. Os subsistemas Sul e SE/CO foram os principais responsáveis pelo aumento.

Geração de Energia Hidrelétrica – por Subsistema SIN (GWmédios/mês)[4]



Geração de Energia Térmica – por Subsistema SIN (GWmédios/mês)[5]



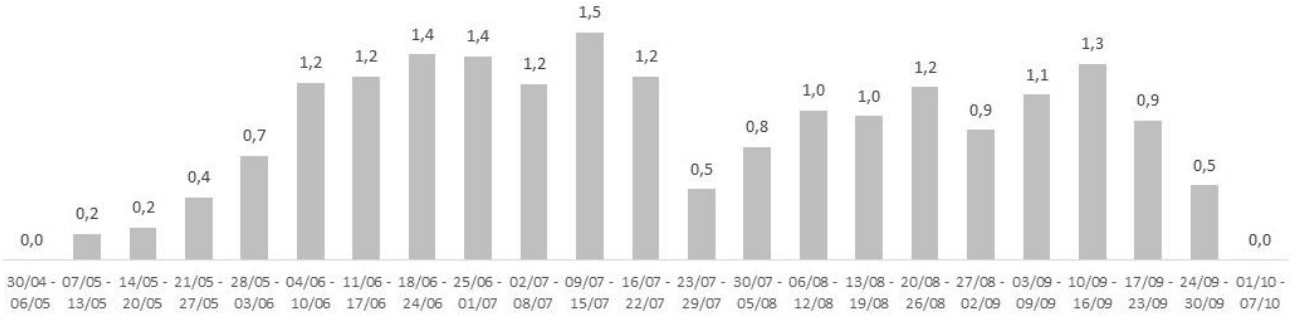
[3] Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Acesso em 24/10/2022.

[4] Fonte: Dados até agosto de 2022 disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 24/10/2022. Para o mês de setembro de 2022, dados extraídos do Boletim Diária da Operação do site do ONS: http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm - Acesso em 24/10/2022

[5] Fonte: Dados até agosto de 2022 disponíveis no site do ONS, em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 24/10/2022. Para o mês de setembro de 2022, dados extraídos do Boletim Diária da Operação do site do ONS: http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm - Acesso em 24/10/2022.

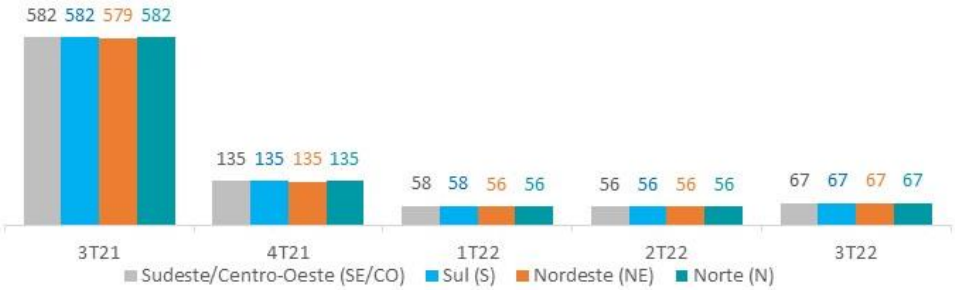
O despacho por fontes termelétricas permaneceu baixo no 3T22 na comparação com o mesmo trimestre de 2021, mas apresentou um ligeiro aumento comparado ao 2T22, como consequência do aumento da geração por inflexibilidade e da geração de energia térmica para exportação para a Argentina[6]. No SIN, a quantidade de energia gerada para fins de exportação cresceu gradualmente ao longo de julho, reduzindo entre o final de julho e início de agosto, devido às restrições sistêmicas enfrentadas nas linhas de transmissão do subsistema Sul, na capacidade das conversoras, e às restrições de intercâmbio nos subsistemas Norte e Nordeste, com a concorrência pela utilização da capacidade de escoamento com a geração eólica no período. Houve operações de exportação de energia brasileira para a Argentina ao longo de todo o 3T22 com a sinalização da demanda de energia do país, encerrando a demanda ao final de setembro de 2022.

Geração de Energia Termelétrica para Exportação por Semana Operativa (GWmédios/semana)[7]



Como reflexo do contexto hidrológico favorável, o PLD médio do 3T22 permaneceu próximo ao piso regulatório estrutural em todos os submercados, atingindo média de R$67/MWh.

PLD Médio Trimestre – por Subsistema SIN[8]



[6] Essa modalidade de venda de energia, prevista na Portaria do MME nº 418/2019, estabelece diretrizes para a exportação de energia elétrica interruptível para a Argentina, em formato de contratos bilaterais com períodos de até 1 semana. Os contratos são intermediados por um agente comercializador no Brasil, que negocia com os geradores termelétricos brasileiros que estejam fora da ordem de mérito de despacho e, portanto, com disponibilidade para venda de energia para o exterior para suprir a demanda prevista pela operadora e planejadora do sistema elétrico argentino, a CAMMESA.

[7] Fonte: Dados disponíveis no site do ONS, nos Boletins Semanais da Operação – Produção de Energia - Motivo do Despacho Semanal - em: http://sdro.ons.org.br/SDRO/semanal/ - Acesso em 24/10/2022.

[8] Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos - Acesso em 24/10/2022.

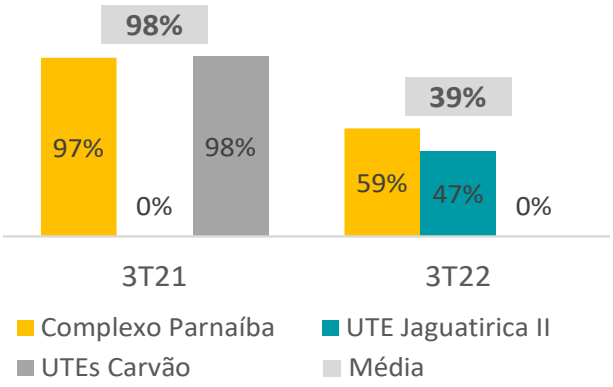
Desempenho ENEVA:

- Despacho regulatório concentrado na UTE Jaguatirica II e geração adicional no Complexo Parnaíba para atendimento à inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II e para exportação de energia para a Argentina

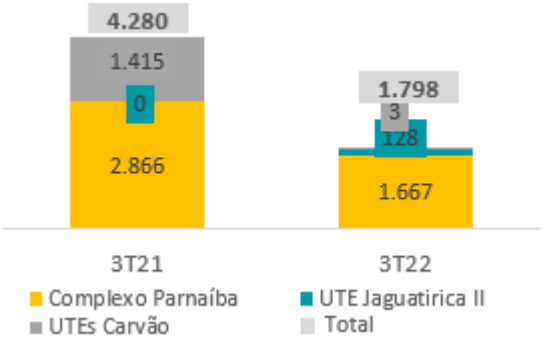
Como reflexo do cenário hidrológico favorável no país, que manteve o PLD em patamares baixos em todo o período, no 3T22 não houve despacho termelétrico por ordem de mérito nas usinas a carvão da Eneva e no Complexo Parnaíba. A UTE Parnaíba II despachou ao longo do 3T22 para cumprimento de seu período de inflexibilidade, de acordo com o previsto no contrato regulado, registrando geração bruta de 1.047 GWh no 3T22. As usinas Parnaíba III e Parnaíba IV geraram, respectivamente, 263 GWh e 75 GWh para atendimento aos contratos bilaterais firmados no período para exportação de energia elétrica para a Argentina. A UTE Parnaíba I gerou 282 GWh no trimestre, sendo cerca de 37% para exportação de energia e 63% para a realização de testes no âmbito do comissionamento da turbina a vapor da UTE Parnaíba V.

No sistema isolado de Roraima, a UTE Jaguatirica II apresentou despacho médio de 47% e geração bruta de 128 GWh no 3T22. A usina registrou 47% de indisponibilidade no trimestre, operando em média com metade da sua capacidade de 140MW ao longo do trimestre (70MW correspondentes a apenas uma turbina a gás e meia capacidade da turbina a vapor) após a identificação de problemas nas caixas de redução e nos exaustores das turbinas a gás e a consequente necessidade de realização de desligamentos nas turbinas para reparo e substituição das peças.

Despacho Médio Ponderado pela Capacidade Instalada (%)



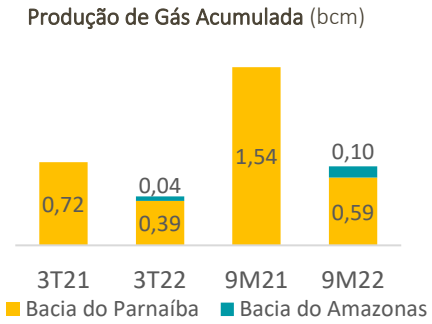
Geração Total de Energia (GWh) [9]

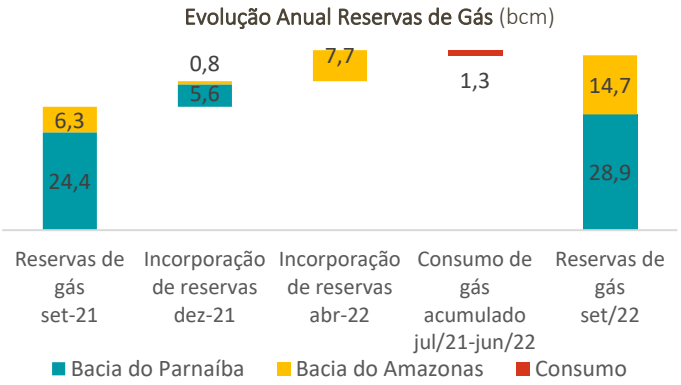


[9] A geração a carvão de 3 GWh no 3T22 foi direcionada para a comprovação de combustível na UTE Pecém II após a conclusão da *Minor Overhaul*.

Upstream

Desempenho ENEVA: Menor produção de gás na comparação trimestral no Complexo Parnaíba em função do menor despacho e produção na Bacia do Amazonas para suprimento à UTE Jaguatirica II





No 3T22, a produção de gás natural da Companhia totalizou 0,42 bilhão de metros cúbicos (bcm), sendo 0,39 bcm no Complexo Parnaíba, no Parque dos Gaviões, e 0,04 bcm na Bacia do Amazonas, no Campo de Azulão. A redução do volume de gás produzido no trimestre foi reflexo do menor despacho das usinas a gás do Parnaíba no 3T22 frente ao 3T21.

As reservas 2P de gás natural da Eneva totalizaram 43,6 bcm de gás natural ao final do 3T22, das quais 28,9 bcm concentravam-se na Bacia do Parnaíba e 14,8 bcm na Bacia do Amazonas, refletindo as reservas certificadas divulgadas nos relatórios de certificação de reservas referentes a 31 de dezembro de 2021 (Bacia do Parnaíba) e a 30 de abril de 2022 (Bacia do Amazonas), elaborados pela Gaffney, Cline & Associates (GCA), descontado o consumo de gás ao longo dos períodos. A Eneva também contava com reservas 2P de 4,67 milhões de barris de condensado no Campo de Azulão, conforme relatório de 30 de abril de 2022 da GCA, descontada a produção acumulada de 29 mil barris de condensado de maio a setembro de 2022.

Além disto os volumes de recursos contingentes totais somavam, conforme relatórios da GCA de 30 de abril de 2022 (para a Bacia do Amazonas) e de 31 de dezembro de 2021 (para a Bacia do Parnaíba e de Solimões): (i) 20,9 bilhões de m³ de gás (P50) na área de Juruá (Bacia do Solimões); (ii) 5,4 bilhões de m³ de gás, 4,0 milhões de barris de condensado e 7,0 milhões de barris de óleo, todos P50, na área do PAD Anebá (Blocos AM-T-84 e AM-T-85 na Bacia do Amazonas); e (iii) um total de 2,1 bilhões de m³ de gás e 0,9 milhão de barris de óleo, ambos P50, na Bacia do Parnaíba, nas áreas do PAD Fazenda Tianguar (Bloco PM-T-48) e do PAD São Domingos (Bloco PN-T-102A).

Desempenho Financeiro

Consolidado

DRE Consolidado						(R$ milhões)
	3T22	3T21	%	9M22	9M21	%
Receita Operacional Líquida	**1.704,0**	**1.528,1**	**11,5%**	**3.811,7**	**3.442,0**	**10,7%**
Custos Operacionais	(1.314,8)	(1.016,7)	29,3%	(2.565,8)	(2.176,8)	17,9%
Depreciação e amortização	(164,2)	(149,0)	10,2%	(411,9)	(406,6)	1,3%
Despesas Operacionais	(183,7)	(126,4)	45,3%	(502,0)	(386,6)	29,8%
Poços secos e PCLD	(0,3)	(25,3)	-99,0%	(32,3)	(38,4)	-16,0%
Depreciação e amortização	(13,5)	(15,3)	-11,4%	(41,8)	(46,0)	-9,0%
Outras receitas/despesas	213,4	(2,0)	N/A	359,7	27,0	1229,9%
Equivalência Patrimonial	0,7	0,1	530,2%	2,1	(0,0)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	**597,4**	**547,4**	**9,1%**	**1.559,3**	**1.358,2**	**14,8%**
EBITDA excluindo poços secos [1]	**597,7**	**572,7**	**4,4%**	**1.591,6**	**1.396,6**	**14,0%**
Resultado Financeiro Líquido	(113,7)	56,5	N/A	(371,4)	(34,3)	983,3%
EBT	**306,0**	**439,6**	**-30,4%**	**734,1**	**871,3**	**-15,7%**
Impostos Correntes	(31,1)	(34,7)	-10,2%	(60,9)	(78,4)	-22,3%
Impostos Diferidos	(39,7)	(42,4)	-6,3%	(104,7)	(109,0)	-4,0%
Participações Minoritárias	(2,6)	(0,0)	16868,5%	(1,4)	(0,0)	83610,5%
Resultado Líquido Eneva	**237,8**	**362,6**	**-34,4%**	**569,9**	**683,9**	**-16,7%**

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

No 3T22, o EBITDA Consolidado ajustado (de forma a excluir as despesas com poços secos) totalizou R$ 598 milhões, um crescimento de 4% em relação ao apresentado no 3T21. Esse valor reflete principalmente os seguintes efeitos: (i) impacto *one-off* da contabilização de R$ 216 milhões na Holding devido à compra vantajosa da CGTF; (ii) contabilização de R$ 67 milhões de EBITDA da UTE Fortaleza referente ao período compreendido entre 23 de agosto e 30 de setembro; (iii) entrada em operação comercial da UTE Jaguatirica II em 2022, com EBITDA de R$ 16 milhões no trimestre; (iv) exportação de energia elétrica para a Argentina, com impacto de R$ 110 milhões no EBITDA; (v) melhora das margens fixas das usinas a carvão e do Complexo Parnaíba; e (vi) contabilização de R$ 25 milhões na Comercializadora da posição marcada a mercado dos contratos futuros de energia.

Esses fatores mais que compensaram a redução de EBITDA devido ao menor despacho das usinas no trimestre, na comparação com o 3T21.

O resultado financeiro líquido foi negativo em R$ 114 milhões no 3T22, comparado ao resultado positivo de R$ 57 milhões no mesmo período do ano anterior. Essa variação resulta, principalmente, de: (i) maiores despesas com juros sobre debêntures, decorrente do aumento do CDI médio no período de análise e da representatividade das de debêntures no endividamento total; (ii) impacto de R$ 89,2 milhões no 3T22 referente ao valor justo das debêntures, como resultado das operações de derivativos (swaps) contratadas no trimestre para conversão de dívidas indexadas ao IPCA por exposição ao CDI. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de receitas de aplicações financeiras comparado ao realizado no 3T21, em função da maior posição de caixa e do crescimento do CDI.

Como resultado, o lucro líquido no 3T22 totalizou R$ 238 milhões, redução de 34% em relação ao registrado no 3T21.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre						(R$ milhões)
	3T22	3T21	Var. Abs.	9M22	9M21	Var. Abs.
EBITDA ICVM 527/12	**597,4**	**547,4**	**50,1**	**1.559,3**	**1.358,2**	**201,1**
(+) Var. Capital de Giro	41,4	(68,1)	109,5	(396,5)	(270,8)	(125,7)
(+) Imposto de renda	(24,5)	(31,9)	7,4	(51,7)	(62,4)	10,6
(+) Var. Outros ativos e passivos	(74,1)	(16,7)	(57,5)	(6,9)	(43,7)	36,8
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais	**540,3**	**430,7**	**109,6**	**1.104,1**	**981,3**	**122,9**
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	**(554,2)**	**(279,9)**	**(274,3)**	**(3.489,1)**	**(861,4)**	**(2.627,7)**
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	**3.929,5**	**116,0**	**3.813,5**	**9.637,8**	**4,6**	**9.633,3**
Captações e Outros	4.202,0	244,2	3.957,9	6.429,0	480,9	5.948,1
Amortização de Principal	(22,7)	(3,9)	(18,8)	(148,0)	(61,4)	(86,6)
Amortização de Juros	(34,2)	(49,0)	14,8	(334,5)	(222,8)	(111,7)
Outros	(215,7)	(75,3)	(140,4)	3.691,3	(192,1)	3.883,4
Posição de Caixa Total [1]	**8.930,6**	**2.020,7**	**6.910,0**	**8.930,6**	**2.020,7**	**6.910,0**
Posição de Caixa Total + Depósitos Vinculados [2]	**9.242,2**	**2.172,8**	**7.069,5**	**9.242,2**	**2.172,8**	**7.069,5**

1 - Inclui caixa e equivalentes de caixa.
2 - Inclui caixa, equivalentes de caixa e total de depósitos vinculados classificados no Ativo e no Passivo.

No 3T22, o fluxo de caixa operacional (FCO) da Companhia totalizou R$ 540,3 milhões, alavancado pelo resultado operacional do trimestre e do efeito positivo na variação de capital de giro. A variação do giro no trimestre no 3T22 foi principalmente em função de:

(i) impacto líquido positivo no fluxo de cerca de R$ 122 milhões nas contas a receber relacionadas à operação de exportação de energia para a Argentina, reflexo do recebimento de receita de exportação em volume superior aos lançamentos futuros provisionados de receita no trimestre nessa conta;

(ii) parcialmente compensado pelo aumento dos saldos de contas a receber referentes às vendas de energia realizadas pela comercializadora no trimestre, que superou o efeito do aumento do volume de compra de energia, com impacto positivo em fornecedores. O impacto líquido das operações de venda e compra da comercializadora totalizou valor negativo de cerca de R$ 44 milhões, refletindo o crescimento dos valores de contas a receber em setembro de 2022;

(iii) mitigado também pelo lançamento de valor negativos de R$ 25 milhões referentes às contrapartidas contábeis para ajuste de valor não caixa reconhecido no EBITDA relacionado à posição MTM dos contratos futuros de comercialização de energia.

O fluxo operacional foi ainda impactado na rubrica “Var. outros ativos e passivos” por: (a) ajuste negativo de R$ 216 milhões referentes ao ganho de compra vantajosa com a aquisição da CGTF; (b) rendimento de caixa do trimestre, de R$ 215 milhões, decorrente do aumento da posição de caixa e do crescimento do CDI no trimestre; e (c) aumento no saldo de impostos a recuperar no trimestre de cerca de R$ 64 milhões.

O fluxo de caixa de atividades de investimento (FCI) totalizou saída de caixa total de R$ 554,2 milhões no 3T22, decorrente principalmente dos seguintes desembolsos: (i) Impacto de R$ 232 milhões referente à aquisição de CGTF, sendo R$ 490 milhões previstos de desembolso para conclusão da aquisição da CGTF, compensado pelo valor do caixa do ativo obtido na aquisição de R$321 milhões, descontada a geração de caixa no período entre 01/08/2022 e 22/08/2022 no total de R$ 63 milhões, classificada no FCI; (ii) R$ 94 milhões direcionados para as atividades de *Upstream* de exploração e desenvolvimento na Bacia do

Parnaíba e R$ 23 milhões na Bacia do Amazonas, no contexto do PAD de Anebá; (iii) R$ 51 milhões referentes à implantação do Projeto Integrado Azulão-Jaguatirica; (iv) R$ 50 milhões direcionados à construção da UTE Parnaíba VI; (v) R$ 35 milhões referentes à construção do Projeto Solar Futura 1; (vi) R$ 17 milhões para a construção das unidades de liquefação no Complexo Parnaíba para atendimento aos contratos firmados pela Eneva de venda de GNL em pequena escala para as instalações industriais da Suzano S.A. e da Vale S.A.; (vii) R$ 14 milhões destinados à construção da UTE Parnaíba V; e (viii) R$ 10 milhões em pagamentos relacionados à manutenção *minor* realizada na turbina a vapor da UTE Parnaíba II.

No 3T22, o fluxo de caixa de atividades de financiamento (FCF) totalizou entrada de caixa de R$ 3.929,5 milhões, impulsionado, principalmente, pelas captações no montante total de R$ 4.202,0 milhões, sendo R$ 2.040,0 milhões referentes à 8ª Emissão de Debêntures da Eneva S.A., R$ 1.900,0 referentes à 9ª Emissão de Debêntures da Eneva S.A. e desembolso de R$ 262,0 milhões no âmbito do contrato de financiamento celebrado pela SPE Futura 4 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A. junto ao Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB), destinado à implantação do projeto solar Futura. O impacto positivo do FCF foi parcialmente mitigado pelos seguintes efeitos no trimestre:

i) Custos de captação no valor total de R$ 181,8 milhões, principalmente referentes às 8ª e 9ª Emissões de Debêntures da Eneva S.A. (dentro da linha de “Outros”);
ii) Aumento no saldo de depósitos vinculados em R$ 53,4 milhões em função da constituição de conta reserva para provisionamento de pagamentos no período, sendo grande parte destinada aos pagamentos previstos contratualmente no pacote de garantias da 1ª emissão de debêntures de Parnaíba I (atualmente na Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – “PGC”);
iii) Amortizações de principal e juros dos financiamentos da FINEP na Eneva, do Banco da Amazônia S.A. (BASA) para o Projeto Integrado Azulão-Jaguatirica, dos empréstimos e colaterais tomados pela Focus Energia e suas controladas e das debêntures captadas em 2020 na 6ª Emissão de Debêntures Eneva S.A.

A ENEVA encerrou o trimestre com saldo de caixa livre consolidado de R$ 8.930,6 milhões, sem contemplar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia contabilizados no Passivo, no montante de R$ 311,6 milhões.

Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

Geração Térmica a Gás Natural

Este segmento é composto pelas controladas: (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC, que detém a UTE Parnaíba I, além de ser a SPE responsável pelo desenvolvimento da UTE Parnaíba V; (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A., que detém as UTEs Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV; (iii) Azulão Geração de Energia S.A., que contém o resultado da UTE Jaguatirica II ("UTE Jaguatirica II"). O resultado do Campo do Azulão é consolidado no segmento de *Upstream*; e (iv) Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (CGTF), adquirida pela Eneva em 23 de agosto de 2022, que tem como principal ativo operacional a UTE Fortaleza ("UTE Fortaleza").

DRE - Geração a Gás						(R$ milhões)
	3T22	3T21	%	9M22	9M21	%
Receita Operacional Bruta	**957,7**	**912,2**	**5,0%**	**2.121,0**	**2.154,1**	**-1,5%**
Receita Fixa	**668,5**	**332,8**	**100,9%**	**1.537,5**	**1.001,8**	**53,5%**
Receita Variável	**289,1**	**579,4**	**-50,1%**	**583,5**	**1.152,3**	**-49,4%**
Contratual[1]	28,7	317,3	-90,9%	46,1	713,0	-93,5%
Mercado de curto prazo	260,4	262,1	-0,6%	537,4	439,4	22,3%
Lastro (FID)	-	0,0	N/A	-	-	N/A
Hedge Ressarcimento	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	260,4	262,1	-0,6%	537,4	439,4	22,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	**(168,5)**	**(101,6)**	**65,8%**	**(304,7)**	**(227,8)**	**33,7%**
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(63,4)	(9,1)	598,6%	(93,9)	(9,2)	920,7%
Receita Operacional Líquida	**789,2**	**810,6**	**-2,6%**	**1.816,4**	**1.926,3**	**-5,7%**
Custos Operacionais	**(648,4)**	**(762,5)**	**-15,0%**	**(1.272,1)**	**(1.630,7)**	**-22,0%**
Custo Fixo	**(198,1)**	**(113,5)**	**74,5%**	**(495,9)**	**(351,3)**	**41,2%**
Transmissão e encargos regulatórios	(51,7)	(23,9)	116,6%	(118,0)	(66,7)	77,0%
O&M	(83,3)	(26,6)	212,7%	(182,3)	(86,2)	111,5%
Arrendamento fixo UTG	(63,2)	(63,0)	0,2%	(195,6)	(198,4)	-1,4%
Custo Variável	**(372,3)**	**(606,3)**	**-38,6%**	**(588,2)**	**(1.151,4)**	**-48,9%**
Gás Natural	(182,8)	(244,8)	-25,3%	(268,5)	(517,4)	-48,1%
Distribuidora	(10,8)	(17,9)	-39,5%	(16,2)	(37,7)	-57,0%
Arrendamento variável UTG	(54,3)	(176,7)	-69,3%	(117,2)	(279,9)	-58,1%
Lastro (FID)	-	-	N/A	(8,7)	(19,3)	-54,8%
Hedge Ressarcimento	-	-	N/A	-	-	N/A
Devolução Receita Fixa	(41,8)	-	N/A	(77,7)	-	N/A
Outros	(82,7)	(166,8)	-50,5%	(99,9)	(297,0)	-66,4%
Depreciação e amortização	**(69,7)**	**(42,7)**	**63,2%**	**(179,7)**	**(128,0)**	**40,4%**
Despesas Operacionais	**(16,5)**	**(12,0)**	**37,7%**	**(38,2)**	**(34,7)**	**10,0%**
SG&A	(16,0)	(9,4)	70,2%	(36,6)	(27,1)	35,0%
Depreciação e amortização	(0,5)	(2,6)	-81,5%	(1,6)	(7,6)	-78,5%
Outras receitas/despesas	**(0,3)**	**(0,1)**	**248,8%**	**43,7**	**3,6**	**1127,2%**
Equivalência Patrimonial	**-**	**-**	**N/A**	**-**	**-**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**194,2**	**81,3**	**138,9%**	**731,0**	**400,1**	**82,7%**
% Margem EBITDA	**24,6%**	**10,0%**	**14,6 p.p.**	**40,2%**	**20,8%**	**19,5 p.p.**

[1] Contratual = Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e Contrato de Comercialização de Energia e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI)

No 3T22, a receita fixa bruta, desconsiderando os resultados da UTE Fortaleza e da UTE Jaguatirica II, cresceu 8,7% em relação ao 3T21, e a receita variável bruta caiu 56,5% no mesmo período. Como resultado, a receita operacional líquida do segmento totalizou R$ 552,4 milhões (excluindo a receita líquida de R$ 151,2 milhões referente à UTE Fortaleza e de R$ 85,6 milhões referente à UTE Jaguatirica II), uma redução de 31,8% em relação ao 3T21.

O crescimento da receita fixa bruta no período de comparação se deve ao reajuste contratual anual das receitas fixas das usinas do Complexo Parnaíba, ocorrido em novembro de 2021. Importante ressaltar que a receita fixa de Parnaíba II foi impactada negativamente devido ao cumprimento do Termo de Ajuste de Conduta (TAC) de 2014, visando a mitigação dos efeitos decorrentes do atraso do início da operação comercial da usina. Como contribuição à modicidade tarifária, o referido TAC[10] prevê a redução de receita fixa da UTE a partir de janeiro de 2022, no valor total de R$ 334,1 milhões, da seguinte forma: redução de R$ 13,0 milhões por ano entre 2022 e 2025, e de R$ 25,6 milhões por ano entre 2026 e 2036, sendo tais valores atualizados pelo IPCA.

Já a redução da receita variável no período de análise se deve, principalmente, ao menor despacho das usinas a gás do Parnaíba, totalizando 58% no 3T22 versus 97% no 3T21.:

- UTE Parnaíba I: despacho de 29% no 3T22, sendo parte da energia líquida gerada (63%) direcionada ao comissionamento da UTE Parnaíba V e o restante da geração destinado à exportação para à Argentina, comparado ao despacho de 96% por ordem de mérito no 3T21;
- UTE Parnaíba II: geração por inflexibilidade ao longo de todo o terceiro trimestre de cada ano. Nesse período, a geração da usina não faz jus ao recebimento de CVU;
- UTE Parnaíba III: despacho de 67% no 3T22 integralmente destinado à exportação para à Argentina, comparado ao despacho de 99% por ordem de mérito no 3T21;
- UTE Parnaíba IV: despacho de 61% no 3T22 integralmente destinado à exportação para à Argentina, comparado ao despacho de 99% por ordem de mérito no 3T21.

No 3T22, o impacto no EBITDA da operação de exportação de energia para a Argentina foi de R$ 110 milhões. A exportação de energia elétrica para a Argentina é estabelecida em contratos bilaterais, com períodos de até uma semana, intermediados por um agente comercializador no Brasil, que negocia com os geradores termelétricos brasileiros para atender à demanda prevista pela CAMMESA, operador do sistema elétrico argentino. As diretrizes para a exportação estão estabelecidas na Portaria MME nº 418/2019. Importante destacar que, ao exportar energia elétrica, o gerador incorre em custos de ressarcimento de lastro ao sistema elétrico brasileiro.

As deduções sobre a receita bruta totalizaram R$ 168,5 milhões, dos quais R$ 37,2 milhões se referem à UTE Fortaleza e R$ 70,0 milhões se referem à UTE Jaguatirica II. Deste montante reportado pela UTE Jaguatirica II, R$ 63,4 milhões são custos relacionados às deduções de receita por indisponibilidade da usina previstas em seu contrato regulado. A UTE Jaguatirica passa por um período de estabilização após seu comissionamento, e o impacto financeiro de sua indisponibilidade já totaliza R$ 93,8 milhões desde o início de sua entrada em operação até o final do 3T22.

Os custos fixos do segmento, excluindo os custos referentes à UTE Fortaleza, no valor de R$ 20,0 milhões, e à UTE Jaguatirica II, no valor de R$ 44,2 milhões, totalizaram R$ 134,0 milhões no 3T22, um crescimento de 18,0% em relação ao 3T21. O aumento se deve, basicamente, ao reajuste do valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) de energia elétrica, realizado em julho de 2022, com efeito imediato,

[10] O Termo de Ajuste de Conduta da Parnaíba II (UTE Maranhão III) pode ser acessado pelo link: https://portal.tcu.gov.br/data/files/15/57/9B/B5/7DDC9710FC66CE87E18818A8/TAC_UTE_Maranhao%20III.pdf .

que impactou principalmente a UTE Parnaíba I. Além disso, no 3T22, os custos de TUST relacionados à UTE Parnaíba V totalizaram R$ 15,8 milhões.

Já os custos variáveis do segmento, excluindo os custos referentes à UTE Fortaleza, no valor de R$ 68,9 milhões, e à UTE Jaguatirica II, no valor de R$ 25,4 milhões, totalizaram R$ 278,0 milhões no 3T22, uma redução de 54,1% em relação ao 3T21. A queda reflete, principalmente, o menor despacho das usinas do Complexo Parnaíba, que impactam custos de combustível, com distribuidora e com arrendamento variável pago ao *Upstream*. Adicionalmente, vale ressaltar que, no 3T21, a UTE Parnaíba II passou por uma manutenção corretiva, o que resultou em custos para ressarcir o sistema pela energia não gerada naquele período, compondo a linha de outros custos variáveis, na ordem de R$ 73 milhões. No 3T22, essa rubrica contemplou os custos de ressarcimento associados à exportação de energia, como explicado anteriormente.

No 3T22, o EBITDA do segmento totalizou R$ 194,2 milhões, dos quais R$ 67,2 milhões se referem à UTE Fortaleza e R$ 15,9 milhões se referem à UTE Jaguatirica II. Excluindo esses dois efeitos, o EBITDA teria somado R$ 111,0 milhões, um crescimento de 36,6% em relação ao reportado no 3T21, que se deve, principalmente, à ampliação das margens fixas das usinas no trimestre e à não execução do ressarcimento de lastro de UTE Parnaíba II, ocorrido no 3T21.

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						(R$ milhões)
	3T22	3T21	%	9M22	9M21	%
Receita Operacional Bruta	**240,6**	**725,0**	**-66,8%**	**735,7**	**1.447,0**	**-49,2%**
Receita Fixa	**240,3**	**217,2**	**10,6%**	**720,9**	**651,5**	**10,6%**
Receita Variável	**0,3**	**507,8**	**-99,9%**	**14,8**	**795,5**	**-98,1%**
CCEAR[1]	-	485,6	N/A	6,7	765,1	-99,1%
Mercado de curto prazo	0,3	22,2	-98,6%	8,2	30,4	-73,1%
Lastro (FID)	-	17,3	N/A	6,5	18,6	-65,3%
Hedge Ressarcimento	-	3,9	N/A	-	13,3	N/A
Outros	0,3	0,9	-67,1%	1,7	(1,6)	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	**(24,9)**	**(83,6)**	**-70,2%**	**(75,9)**	**(159,8)**	**-52,5%**
Indisponibilidade (Ressarcimento)	-	(8,8)	N/A	0,3	(10,0)	N/A
Receita Operacional Líquida	**215,6**	**641,3**	**-66,4%**	**659,8**	**1.287,3**	**-48,7%**
Custos Operacionais	**(123,7)**	**(491,2)**	**-74,8%**	**(365,1)**	**(944,5)**	**-61,3%**
Custo Fixo	**(68,2)**	**(64,0)**	**6,4%**	**(191,5)**	**(187,8)**	**2,0%**
Transmissão e encargos regulatórios	(17,0)	(15,9)	6,6%	(48,4)	(44,2)	9,5%
O&M	(51,2)	(48,1)	8,0%	(143,1)	(143,6)	-0,3%
Custo Variável	**(4,3)**	**(378,1)**	**-98,9%**	**(20,4)**	**(609,4)**	**-96,6%**
Combustível	(1,3)	(351,8)	-99,6%	(3,7)	(561,6)	-99,3%
Lastro (FID)	-	(13,7)	N/A	(7,7)	(15,0)	-49,0%
Hedge Ressarcimento	-	(1,6)	N/A	-	(10,4)	N/A
Outros	(3,0)	(11,0)	-72,6%	(9,1)	(22,5)	-59,5%
Depreciação e Amortização	**(51,3)**	**(49,1)**	**4,5%**	**(153,2)**	**(147,3)**	**4,0%**
Despesas Operacionais	**(6,2)**	**(5,1)**	**21,5%**	**(15,3)**	**(17,4)**	**-11,7%**
SG&A	(5,8)	(4,7)	23,2%	(14,3)	(16,3)	-12,6%
Depreciação e Amortização	(0,4)	(0,4)	-0,7%	(1,1)	(1,1)	2,3%
Outras receitas/despesas	**(1,5)**	**(2,0)**	**-27,4%**	**9,0**	**7,5**	**20,4%**
Equivalência Patrimonial	**-**	**-**	**N/A**	**-**	**-**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**135,9**	**192,5**	**-29,4%**	**442,6**	**481,3**	**-8,0%**
% Margem EBITDA	**63,0%**	**30,0%**	**33,0 p.p.**	**67,1%**	**37,4%**	**29,7 p.p.**

[1] CCEAR = Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

No 3T22, as usinas a carvão não foram chamadas ao despacho pelo ONS, em função dos reduzidos níveis de preços *spot* no período, comparados aos CVUs das usinas, que são impactados pelos preços da *commodity* CIF-ARA e da taxa de câmbio. Dessa forma, a receita do segmento se concentrou na receita fixa, que totalizou R$ 240,3 milhões no 3T22, um crescimento de 10,6% em relação ao 3T21, devido ao reajuste contratual anual pela inflação, ocorrido em novembro de 2021.

Já os custos fixos apresentaram crescimento de 6,4% em relação ao 2T22, devido, basicamente, à alocação, nessa rubrica, de custos relacionados ao *take-or-pay* da logística do carvão e ao *take-or-pay* de consumo de água. Esses custos são alocados em custos variáveis quando ocorre despacho, porém, quando não há geração de energia, eles integram os custos fixos dada a estrutura contratual de *take-or-pay*. Como resultado desses efeitos, as duas usinas tiveram incremento de margem fixa no período de comparação.

Adicionalmente, no trimestre, a UTE Pecém II realizou uma manutenção corretiva no mês de julho, que durou cerca de 20 dias, impactando a disponibilidade da usina no período de análise. Após a conclusão da manutenção, fez-se necessário despachar energia para a comprovação de combustível, resultando em uma geração líquida de 3 GWh pela usina, que foram liquidados ao PLD. No entanto, os custos variáveis relacionados a essa geração de energia consideram o custo médio do estoque que, dada a curva ascendente do CIF-ARA, estava bem superior aos preços do mercado *spot*. Como resultado, a margem variável de Pecém II foi negativa no 3T22.

No mesmo período do ano anterior, quando o despacho das usinas a carvão atingiu 98%, ambas as usinas apresentaram margens variáveis positivas devido ao descasamento entre o custo médio de estoque do carvão adquirido para geração e a receita variável contratual (CVU) média do trimestre. A energia vendida foi remunerada a um valor superior ao custo médio do estoque do combustível, impactando as margens variáveis naquele período.

Dessa forma, o EBITDA do segmento totalizou R$ 135,9 milhões no 3T22, queda de 29,4% na comparação com o 3T21, reflexo da redução das margens variáveis em relação ao 3T21, parcialmente compensado pela ampliação das margens fixas.

Upstream (E&P)

Este segmento está contido dentro da ENEVA S.A. Os resultados das atividades de *Upstream*, tanto na Bacia do Parnaíba quanto na Bacia do Amazonas, são apresentados separadamente, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE - *Upstream*						(R$ milhões)
	3T22	3T21	%	9M22	9M21	%
Receita Operacional Bruta	**307,6**	**537,7**	**-42,8%**	**630,6**	**1.103,9**	**-42,9%**
Receita Fixa	**72,9**	**72,9**	**0,0%**	**218,8**	**218,8**	**0,0%**
Receita Variável	**234,6**	**464,7**	**-49,5%**	**411,7**	**885,1**	**-53,5%**
Contrato de venda de gás	168,7	269,8	-37,5%	262,2	570,1	-54,0%
Contrato de arrendamento	59,8	191,3	-68,7%	129,2	308,2	-58,1%
Venda de condensado	6,1	2,4	148,9%	20,4	5,5	269,2%
Deduções sobre a Receita Bruta	**(58,3)**	**(72,0)**	**-19,1%**	**(98,7)**	**(150,5)**	**-34,4%**
Receita Operacional Líquida	**249,3**	**465,7**	**-46,5%**	**531,9**	**953,5**	**-44,2%**
Custos Operacionais	**(145,0)**	**(145,3)**	**-0,2%**	**(264,6)**	**(322,8)**	**-18,0%**
Custo Fixo	**(30,3)**	**(17,8)**	**70,4%**	**(80,2)**	**(53,5)**	**49,9%**
Custos O&M (OPEX)	(30,3)	(17,8)	70,4%	(80,2)	(53,5)	49,9%
Custo Variável	**(71,9)**	**(70,3)**	**2,2%**	**(106,7)**	**(138,0)**	**-22,7%**
Participações Governamentais	(69,9)	(68,5)	2,1%	(101,4)	(133,1)	-23,8%
Custo do gás vendido/compressores	(2,0)	(1,8)	5,6%	(5,3)	(4,9)	7,8%
Depreciação e Amortização	**(42,7)**	**(57,1)**	**-25,2%**	**(77,7)**	**(131,3)**	**-40,8%**
Despesas Operacionais	**(31,2)**	**(42,1)**	**-25,9%**	**(105,1)**	**(95,3)**	**10,3%**
Despesas com Exploração_Geologia e Geofísica	(23,9)	(35,9)	-33,4%	(81,9)	(64,1)	27,7%
Poços Secos	(0,2)	(25,6)	-99,3%	(32,2)	(38,8)	-16,9%
SG&A	(7,3)	(3,7)	97,2%	(17,9)	(23,6)	-23,9%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(2,5)	N/A	(5,3)	(7,6)	-30,2%
Outras receitas/despesas	**(0,1)**	**(0,0)**	**743,0%**	**(0,1)**	**(0,5)**	**-84,4%**
Equivalência Patrimonial	**-**	**-**	**N/A**	**-**	**-**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**115,8**	**337,9**	**-65,7%**	**245,1**	**673,7**	**-63,6%**
EBITDA excluindo poços secos [1]	**116,0**	**363,5**	**-68,1%**	**277,3**	**712,4**	**-61,1%**
% Margem EBITDA excluindo poços secos	**46,5%**	**78,1%**	**-31,5 p.p.**	**52,1%**	**74,7%**	**-22,6 p.p.**

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

No 3T22, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R$ 249,3 milhões, uma redução de 46,5% na comparação com o 3T21, em função, basicamente, da queda da receita variável proveniente tanto da venda do gás quanto do arrendamento pago por algumas usinas do Complexo Parnaíba. Essa redução ocorreu em função do menor despacho térmico comparado ao mesmo período do ano anterior, como já apresentado.

Diferentemente dos números do 3T21, os resultados do segmento no 3T22 incluem as receitas de venda de gás no Amazonas, destinado à usina termelétrica de Jaguatirica II, em Roraima, que entrou em operação comercial no primeiro semestre de 2022, além da receita com condensado na região.

Os custos fixos aumentaram 70,4% no 3T22 versus 3T21, justificados, basicamente, pelo incremento de custos com pessoal e encargos e com materiais e equipamentos, ambos motivados principalmente pelo

maior quadro de funcionários em função do início das atividades de *Upstream* no Amazonas, além da mobilização para o desenvolvimento do Campo de Gavião Preto.

Os custos variáveis, mais especificamente os custos com contribuição governamental, se mantiveram estáveis no período de análise. Apesar do menor despacho das usinas no 3T22, comparado ao 3T21, que ensejaria redução desses custos, observou-se elevação do preço de referência da ANP, compensando o efeito do despacho.

As despesas operacionais, excluindo poços secos, aumentaram R$ 17,0 milhões na comparação com o 3T21. Esse resultado foi reflexo principalmente das despesas com G&G relacionadas à campanha sísmica, iniciada ainda em 2022, com previsão de aquisição de 5 mil km de sísmicas 2D.

Como resultado, o EBITDA ajustado (excluindo poços secos) do segmento totalizou R$ 116,0 milhões no 3T22, uma redução de 68,1% em relação ao reportado no 3T21, dos quais R$ 2,3 milhões se referem à atividade de *Upstream* no Azulão, para atendimento à UTE Jaguatirica II.

Comercialização

Este segmento é composto pela controlada indireta ENEVA Comercializadora de Energia Ltda. A partir do mês de março de 2022, também são consolidadas aqui as SPEs provenientes da aquisição da Focus Energia Holding Participações S.A.. 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						(R$ milhões)
	3T22	3T21	%	9M22	9M21	%
Receita Operacional Líquida	**707,7**	**192,6**	**267,4%**	**1.395,8**	**371,2**	**276,0%**
Custos Operacionais	**(647,2)**	**(199,8)**	**223,9%**	**(1.236,1)**	**(374,6)**	**230,0%**
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.128,2)	(199,7)	464,8%	(1.236,4)	(374,4)	230,2%
Outros	481,0	(0,1)	N/A	0,3	(0,2)	N/A
Despesas Operacionais	**(10,8)**	**(2,2)**	**388,9%**	**(26,8)**	**(6,8)**	**292,7%**
SG&A	(10,3)	(2,2)	370,4%	(25,2)	(6,8)	271,0%
Depreciação e Amortização	(0,5)	(0,0)	N/A	(1,6)	(0,0)	N/A
Outras receitas/despesas	**0,3**	**(0,0)**	**N/A**	**(1,3)**	**(0,0)**	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	**N/A**	-	-	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**50,4**	**(9,4)**	**N/A**	**133,2**	**(10,2)**	**N/A**
% Margem EBITDA	**7,1%**	**-4,9%**	**12,0 p.p.**	**9,5%**	**-2,7%**	**12,3 p.p.**

Ao final do ano de 2021, a Companhia passou a contabilizar o impacto contábil não caixa da variação da posição marcada a mercado (“MtM”) dos contratos futuros de energia da Comercializadora, até então registrada no resultado financeiro, no resultado operacional (compondo a linha de Receita Operacional Líquida) do segmento de Comercialização. Para fins de melhor compreensão, a tabela a seguir resume a variação da posição MtM dos contratos futuros de energia da Comercializadora nos últimos trimestres:

Contabilização MtM Comercializadora									(R$ milhões)
	1T21	2T21	3T21	4T21	2021	1T22	2T22	3T22	9M22
Impacto total MtM Comercializadora	**2,3**	**(9,1)**	**46,7**	**(9,1)**	**30,9**	**21,2**	**55,6**	**24,5**	**101,3**
Receita Operacional	-	-	-	30,9	30,9	21,2	55,6	24,5	101,3
Resultado Financeiro	2,3	(9,1)	46,7	(39,9)	-	-	-	-	-

A receita operacional líquida do segmento atingiu R$ 707,7 milhões no 3T22, crescimento de R$ 515,1 milhões em relação ao 3T21. A variação contábil da posição MtM dos contratos futuros da Comercializadora impactou positivamente a receita operacional do segmento em R$ 24,5 milhões. Excluindo o impacto da variação do MtM da Comercializadora no trimestre, a receita operacional líquida do segmento aumentou R$ 490,5 milhões comparada ao 3T21, basicamente em função da expansão do portfólio de contratos de comercialização de energia e de clientes refletindo a incorporação da Focus Energia, o que agregou um maior volume negociado no segmento de *Trading* da Eneva. O volume de energia comercializado totalizou 3.516 GWh no 3T22, comparado ao montante de 758 GWh no 3T21.

Os custos operacionais do segmento apresentaram crescimento de R$ 447,4 milhões na comparação com o 3T21, principalmente decorrentes da elevação dos custos de aquisição de energia elétrica para venda, em linha com a ampliação de novas contratos agregando valor à Comercializadora.

As despesas operacionais cresceram R$ 8,6 milhões no 3T22 versus o 3T21, basicamente devido ao aumento de *headcount* e a gastos administrativos relacionados ao escopo de atuação.

O EBITDA da Comercializadora totalizou R$ 50,4 milhões, frente ao prejuízo de R$ 9,4 milhões contabilizado no 3T21, impulsionado pela expansão das atividades de trading após a incorporação da Focus Energia, totalizando margem EBITDA de 7,1% (aumento de 12,0 p.p. versus o 3T21).

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. 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 separadamente.

A partir do mês de março, também foram incorporados os resultados obtidos pela aquisição da Focus Energia Holding Participações S.A. realizada em 11 de março de 2022.

DRE - Controladora e Outros						(R$ milhões)
	3T22	3T21	%	9M22	9M21	%
Receita Operacional Líquida	**1,2**	**-**	**N/A**	**2,7**	**0,7**	**317,4%**
Custos Operacionais	**(9,5)**	**-**	**N/A**	**(23,9)**	**(1,2)**	**1867,6%**
Depreciação e Amortização	(0,5)	-	N/A	(1,3)	(0,1)	1754,0%
Despesas Operacionais	**(115,6)**	**(61,5)**	**88,0%**	**(305,1)**	**(222,1)**	**37,4%**
SG&A	(93,5)	(44,9)	108,0%	(221,4)	(106,4)	108,2%
Despesas com SOP/incentivo longo prazo	(13,3)	(10,2)	30,3%	(61,7)	(96,3)	-35,9%
Depreciação e Amortização	(8,8)	(6,4)	39,1%	(22,0)	(19,5)	13,0%
Outras receitas/despesas	**213,2**	**0**	**N/A**	**306,8**	**16,4**	**1774,5%**
Equivalência Patrimonial [1]	**96,4**	**177,9**	**-45,8%**	**454,9**	**421,0**	**8,1%**
EBITDA ICVM 527/12	**195,0**	**122,8**	**58,8%**	**458,7**	**234,2**	**95,9%**
EBITDA ex Equivalência	***98,1***	***(55,1)***	***N/A***	***2,5***	***(186,9)***	***N/A***

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.

As despesas do segmento, excluindo depreciação e amortização, somaram R$ 106,8 milhões no 3T22. Desse montante, R$ 20,0 milhões se referem a despesas não recorrentes relacionadas a consultorias financeiras e jurídicas que assessoraram projetos de M&A. Adicionalmente, R$ 13,3 milhões se referem a despesas relacionadas aos Programas de Incentivo de Longo Prazo (ILPs), sendo que R$ 7,8 milhões foram desembolsos de caixa para pagamentos de encargos trabalhistas incorridos com o exercício dos planos que maturaram no período (SOP 16.2 2017 e SOP 16.3 2019), resultando na emissão de 827.726 ações ordinárias, e o valor restante, de R$ 5,5 milhões, se refere a provisões dos planos vigentes, sem efeito caixa.

Excluindo esses dois efeitos, as despesas gerais e administrativas do segmento teriam totalizado R$ 73,5 milhões no 3T22, um aumento de 63,5% em relação ao 3T21, devido principalmente às maiores despesas com pessoal devido a incorporação de Focus e da CGTF.

No 3T22, a rubrica “Outras receitas/despesas” totalizou uma despesa de R$ 199,0 milhões, refletindo basicamente a contabilização de R$ 215,9 milhões, referente ao ganho por compra vantajosa da aquisição da CGTF, adquirido no dia 23 de agosto de 2022. Como resultado, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é quase totalmente eliminada na visão consolidada da Companhia), totalizou R$ 98,1 milhões no trimestre.

Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro						(R$ milhões)
	3T22	3T21	%	9M22	9M21	%
Receitas Financeiras	**222,8**	**62,0**	**259,3%**	**307,3**	**90,3**	**240,2%**
Receitas de aplicações financeiras	214,8	24,4	781,1%	282,8	46,5	508,5%
Multas e juros recebidos	2,8	37,1	N/A	8,4	37,1	N/A
Juros sobre debêntures	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	5,2	0,6	783,9%	16,1	6,7	138,8%
Despesas Financeiras	**(334,8)**	**(72,4)**	**362,4%**	**(657,0)**	**(172,4)**	**281,2%**
Multas e juros de mora	(4,7)	(0,2)	1963,4%	(7,8)	(2,3)	233,0%
Encargos de dívida[1]	(6,8)	(3,2)	110,4%	(37,0)	(9,7)	279,2%
Juros sobre provisão de abandono	3,6	(7,3)	N/A	(15,6)	(17,2)	-8,9%
Comissões e corretagens financeiras	(5,8)	(1,0)	458,6%	(8,1)	(2,9)	178,3%
IOF/IOC	0,1	(1,4)	N/A	(6,9)	(2,8)	143,5%
Juros sobre debêntures	(198,2)	(48,0)	312,9%	(433,3)	(111,1)	290,0%
Outros	(123,1)	(11,2)	995,3%	(148,3)	(26,3)	464,5%
Variação cambial e monetária líquida	**5,4**	**17,5**	**-69,2%**	**(14,6)**	**5,1**	**N/A**
Perdas/ganhos com derivativos	**(7,1)**	**49,4**	**N/A**	**(7,1)**	**42,6**	**N/A**
Resultado Financeiro Líquido	**(113,7)**	**56,5**	**-301,1%**	**(371,4)**	**(34,3)**	**983,3%**

1 - Inclui amortizações sobre os custos de transação.

A Companhia registrou resultado financeiro líquido negativo de R$ 113,7 milhões, comparado ao resultado financeiro líquido positivo de R$ 56,5 milhões no 3T21. A variação negativa no período foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores:

i) Aumento de R$ 150,2 milhões na linha de despesas com Juros sobre debêntures, sobretudo decorrente do aumento do CDI no período (3,31% no 3T22 vs. 1,23% no 3T21) e do crescimento do montante de debêntures no endividamento total, com as 7ª, 8ª e 9ª emissões de debêntures simples, realizadas em 2022. Vale ressaltar que as linhas Juros sobre debêntures e Encargos de dívida não estão sendo impactadas pelos encargos relacionados aos financiamentos de projetos ainda não operacionais (Parnaíba V, Parnaíba VI e Futura I), permanecendo a classificação destes no imobilizado em andamento[11];

ii) Aumento de R$ 111,9 milhões na linha "Outros" de despesas financeiras, principalmente em função do impacto de R$ 89,2 milhões no 3T22 referente ao valor justo das debêntures, como resultado das operações de derivativos (swaps) contratadas no trimestre para conversão da exposição de cerca de R$ 3,1 bilhões de financiamentos emitidos com indexação atrelada originalmente ao IPCA por exposição ao CDI. Essas operações de hedge das debêntures objetivaram equilibrar a exposição entre o CDI e o IPCA dentro do portfólio da Companhia e reduzir a volatilidade do IPCA no custo da dívida. Com esses instrumentos, a Companhia assume posições passivas em CDI e posições ativas em IPCA. É importante destacar que o valor justo total apurado das debêntures somou R$ 297,5 milhões no 3T22, mas a diferença, R$ 208,2

[11] Esta capitalização está de acordo com a Norma Contábil CPC 20, que permite, durante o período de implantação dos projetos, a reclassificação de juros, correção monetária e encargos para o imobilizado em andamento, até o período de início da operação.

milhões, foi classificada no Ativo (Imobilizado em andamento), já que é direcionado para projetos que ainda estão em período de implementação.

iii) Impacto negativo na linha de perdas/ganhos com derivativos no 3T22 comparada ao valor positivo no 3T21. Como explicado no segmento de comercialização, desde o 4T21, a posição marcada a mercado dos contratos futuros de comercialização de energia, anteriormente classificada em "Perdas e ganhos com derivativos", passou a ser contabilizada na receita operacional. No 3T21, antes da alteração, foram contabilizados ganhos com derivativos de R$ 46,7 milhões como resultado do MtM da Comercializadora. Por sua vez, no 3T22, a linha de perdas com derivativos foi impactada pelo valor justo dos swaps contratados, totalizando um efeito líquido negativo de R$ 7,1 milhões, resultado das variações das pontas: i) ativa, com contabilização de receita financeira proveniente do custo original em IPCA+ das debêntures, gerando impacto positivo de R$ 70,7 milhões; e ii) passiva, contabilizando despesas financeiras com os custos contratados no novo indexador (CDI+), gerando impacto negativo de R$ 77,8 milhões no resultado financeiro. Vale ressaltar que o valor justo total do swap das debêntures foi de R$ 22,4 milhões no trimestre, sendo a diferença de R$ 15,2 milhões classificada no Ativo (Imobilizado em andamento) por se referir a projetos ainda não operacionais.

A redução do resultado financeiro líquido no 3T22 foi parcialmente atenuada pelo aumento de R$ 190,4 milhões na linha de receitas de aplicações financeiras comparado ao 3T21, como reflexo do aumento da posição de caixa e do crescimento do CDI médio no período.

Investimentos

Capex								(R$ milhões)
	1T21	2T21	3T21	4T21	2021	1T22	2T22	3T22
Geração a Carvão	**3,1**	**14,3**	**11,2**	**28,8**	**57,5**	**3,9**	**5,8**	**17,7**
Pecém II	(0,6)	1,5	4,6	14,5	20,0	0,7	1,9	15,4
Itaqui	3,7	12,8	6,6	14,3	37,5	3,1	3,9	2,3
Geração a Gás	**39,0**	**15,5**	**57,3**	**26,9**	**138,7**	**13,6**	**99,4**	**19,1**
Parnaíba I [1]	41,4	0,4	6,4	11,1	59,4	(2,8)	3,0	3,8
Parnaíba II [2]	3,8	6,7	49,9	13,1	73,4	16,3	76,3	11,3
Parnaíba III [2]	0,8	2,9	0,0	0,0	3,8	0,1	2,7	0,2
Parnaíba IV [2]	(7,0)	5,5	1,0	2,6	2,1	0,1	17,4	3,9
Parnaíba V	**124,7**	**63,4**	**97,6**	**(5,9)**	**279,8**	**15,9**	**21,2**	**58,9**
Parnaíba VI [3]	**-**	**-**	**7,7**	**31,8**	**39,5**	**83,2**	**43,4**	**41,3**
Azulão-Jaguatirica	**199,5**	**225,1**	**166,5**	**119,4**	**710,5**	**92,6**	**68,7**	**33,7**
Complexo Azulão	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**0,5**	**4,0**
Futura 1 [4]	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.386,9**	**433,6**	**112,6**
Upstream	**39,7**	**132,8**	**154,6**	**180,5**	**507,7**	**143,4**	**158,7**	**153,3**
Desenvolvimento	30,7	95,2	108,4	102,1	336,4	69,8	101,9	91,6
Exploração	9,0	37,6	46,2	78,4	171,3	73,6	56,8	61,7
Comercialização GNL	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**22,0**	**18,6**
***Holding* e Outros**	**1,5**	**2,1**	**3,7**	**6,7**	**13,9**	**2,8**	**18,4**	**27,8**
Total	**407,4**	**453,2**	**498,6**	**388,3**	**1.747,5**	**1.742,2**	**871,8**	**486,9**

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 janeiro/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.
4 - A usina solar Futura 1 foi adquirida pela Eneva S.A. após a conclusão da incorporação da Focus Energia Holding S.A. em mar/22. Os valores investidos anteriormente ao 1T22 não serão apresentados pela Eneva S.A. uma vez que não será feito um pro-forma.

No 3T22, os investimentos somaram R$ 486,9 milhões. Deste montante, 48% foram destinados aos projetos em fase de construção, sendo que:

(i) Na Usina Solar Futura 1, destaca-se a montagem, até o final de setembro de 2022, de mais de um milhão de módulos fotovoltaicos no site, correspondente a 83% do total; a conclusão das atividades da linha de transmissão de 500kv; o comissionamento a quente de seis UFVs, estando pendente apenas a autorização da ONS para o início da operação comercial prevista para o 4T22;

(ii) Na UTE Parnaíba V, destaca-se a realização do primeiro sincronismo da planta em julho de 2022, a conclusão do teste de 96 horas do ONS e a conclusão do teste de performance em outubro, estando pendente apenas a autorização da ONS para o início da operação comercial prevista para o 4T22;

(iii) Na UTE Parnaíba VI, o canteiro de obras já está completamente instalado e, até o final do trimestre, foram concluídas, entre outros marcos, a fabricação da chaminé da caldeira e a montagem em fábrica do *diverter dumper*. O início da operação comercial da usina está previsto para 4T24;

Já o segmento de *Upstream* foi responsável por 31% dos investimentos totais do trimestre, atingindo R$ 153,3 milhões. Desse montante, R$ 61,7 milhões estão associados às campanhas exploratórias nas bacias do Parnaíba e do Amazonas, com a perfuração dos seguintes poços exploratórios: (i) no Complexo Parnaíba: ENV-36-MA e ENV-37D-MA, ambos com perfurações já concluídas; e (ii) na bacia do Amazonas: ENV-35D-AM, com perfuração também já concluída. Adicionalmente, R$ 85,9 milhões foram direcionados ao desenvolvimento dos campos de gás da Companhia no Complexo Parnaíba: Gavião Tesoura (R$ 25,6 milhões), Gavião Belo (R$ 22,5 milhões), Gavião Real (R$ 15,2 milhões), Gavião Preto (R$ 9,1 milhões), Gavião Branco (R$ 9,0 milhões) e Gavião Branco Norte (R$ 4,5 milhões). Foram concluídas as perfurações dos poços de desenvolvimento 7-GVBL-7D-MA, em Gavião Belo, e GVR 27D, em Gavião Real.

No Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica II, os destaques foram: (i) o início do isolamento térmico das tubulações da UGNL; (ii) o avanço nos serviços de automação dos painéis elétricos da UGNL; (iii) a troca, neste trimestre, das caixas de redução e exaustores das duas turbinas a gás; e (iv) o início da construção das bases dos novos *cryoboxes* adquiridos.

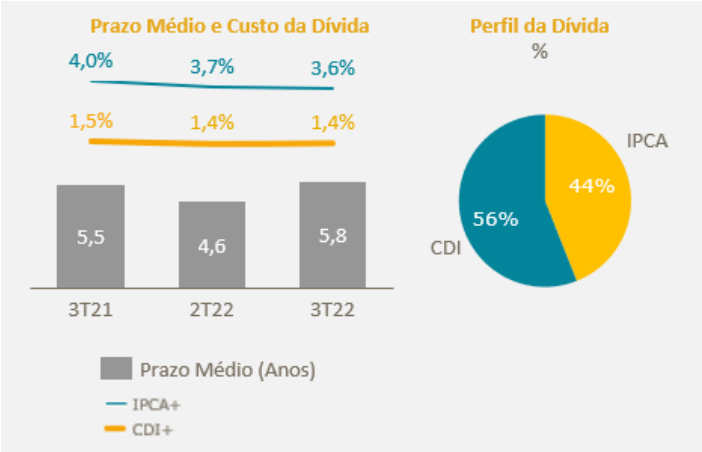
Na geração a carvão, destaque para a UTE Pecém II, com conclusão de 100% da *Minor Overhaul* 2021/2022 e substituição do 6º estágio da turbina HP.

No 3T22, foram investidos recursos destinados ao desenvolvimento da planta de liquefação para a atividade de comercialização de GNL, como anunciado pela Companhia no 2T22 e 3T22.

Na linha de *Holding* e Outros, foram investidos R$ 27,8 milhões no trimestre, com destaque para o desenvolvimento do Terminal Portuário de Macaé, além de projetos e infraestrutura de TI.

Endividamento

Ao final de setembro de 2022, a dívida bruta consolidada[12] (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizava R$ 14.622 milhões, comparada à dívida de R$ 10.130 milhões registrada no segundo trimestre de 2022, e de R$ 7.749 milhões registrada no final de dezembro de 2021[12]. Ao final do 3T22, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,8 anos, o *spread* médio para as dívidas indexadas ao IPCA era de 3,64% e para as demais dívidas da Companhia era de 1,39% acima do CDI[13].



Evolução da Dívida Bruta[12]

(R$ Milhões)

Em julho de 2022, a Companhia divulgou a celebração de um contrato de financiamento entre a sua controlada SPE Futura 4 Geração e Comercialização de Energia Solar S.A. e o BNB, no valor de R$ 300 milhões, por meio do repasse de recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste – FNE. Os recursos serão destinados ao Projeto Futura 1 e as condições incluíram prazo médio de vigência de 24 anos e custo de IPCA+ 3,49% a.a. Até o final do 3T22, os desembolsos referentes a esse financiamento já somavam R$ 262 milhões.

Também em julho de 2022, a Companhia concluiu a 8ª Emissão de Debêntures na Eneva S.A., uma oferta pública no valor total de R$ 2.040 milhões emitida em 4 séries, com custos, respectivamente, de IPCA+6,5254%, IPCA+6,5891%, CDI+1,7% e CDI+2,0%, e prazos de 10, 15, 7 e 10 anos, respectivamente. A Companhia contratou operações de derivativos (swaps) para conversão da exposição da primeira e segunda séries dessa emissão, originalmente indexadas ao IPCA, por exposição ao CDI, com custos respectivos de CDI+0,8725% e CDI+0,98%.

[12] Dívida bruta considera, além do principal, juros acruados até o momento, custos de transação, depósitos vinculados e marcação a mercado. Adicionalmente, a partir do 3T22, a Companhia passou a apresentar a composição da dívida bruta e dívida líquida consolidada excluindo o impacto do Arrendamento Mercantil, seguindo os critérios de cálculo dos *covenants* das debêntures da Companhia. Para fins de comparabilidade, os valores dos trimestres anteriores foram reajustados para refletir a nova visão adotada.

[13] O Custo da dívida apresentado considera as taxas acumuladas 12 meses. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em TJLP e à taxa pré fixada.

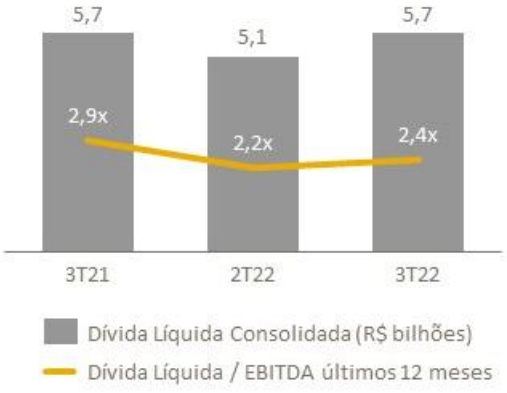
A Companhia realizou ainda a 9ª Emissão de Debêntures na Eneva S.A. em setembro de 2022, com captação total de R$ 1.900 milhões, em 3 séries, indexadas ao IPCA, com spreads, respectivamente, de +6,90%, +7,00% e +7,15%, e prazos de 10, 15, 20 anos, respectivamente. A Companhia contratou operações de derivativos (swaps) para conversão da exposição das três séries dessa emissão, originalmente indexadas a IPCA, por exposição ao CDI, com custos respectivos de CDI+1,47%, CDI+1,68% e CDI+2,14%.

Os custos médios da dívida consolidada apresentados, de IPCA+3,64% e CDI+1,39% já refletem os swaps contratados. Desconsiderando a contratação dos referidos instrumentos derivativos no período, os custos médios da dívida da Companhia teriam sido de IPCA+4,33% e de CDI+1,42% ao final do 3T22.

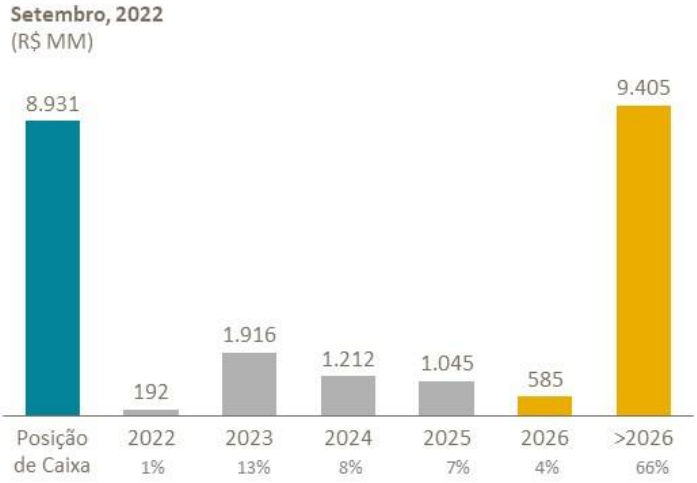
No final do 3T22, o saldo de caixa consolidado da Companhia (caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) era de R$ 8.931 milhões, crescimento de R$ 3.885 milhões em relação à posição registrada no final de junho de 2022. Este montante não contempla o saldo em depósitos vinculados no passivo aos contratos de financiamento da Companhia, no valor de R$ 311,6 milhões.

A dívida líquida consolidada[12] totalizou R$ 5.692 milhões no final do período, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA[12] de 2,4x nos últimos 12 meses.

Dívida Líquida Consolidada e Alavancagem[12]



Cronograma de Vencimento da Dívida (Principal)



Mercado de Capitais

ENEV3	3T22	2T22	3T21	12 meses
Nº de ações - final período	1.584.166.909	1.583.339.183	1.266.038.219	-
Cotação fechamento - final período (R$/ação)	14,15	14,77	16,47	-
Ações negociadas (MM) - média diária	8,2	8,3	4,7	7,3
Volume financeiro (R$ MM) - média diária	101,9	101,5	71,3	90,7
Valor de mercado - final período (R$ MM) [1]	22.416	23.386	20.852	-
Enterprise value - final período (R$ MM) [2]	28.340	28.662	26.730	-

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

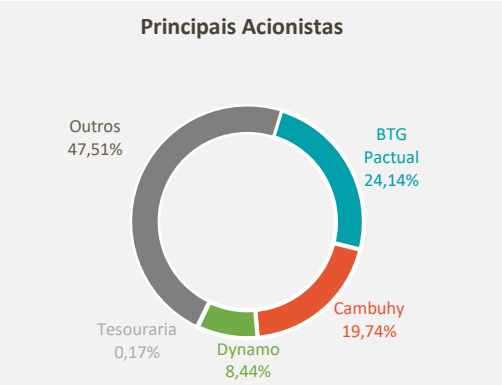
[2] Enterprise Value equivale à soma do valor de Mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

Composição Acionária

Em 25 de julho de 2022, como anunciado em Aviso aos Acionistas nesta data, foi realizado aumento de capital social dentro do limite do capital autorizado, com a emissão de 827.726 novas ações ordinárias, decorrente do exercício de opções outorgadas a determinados administradores no âmbito do Segundo e do Terceiro Planos de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia, referentes ao Programa de Opção aprovado em AGE realizada em 2 de agosto de 2016.

Dessa forma, o capital social da ENEVA passou a totalizar 1.584.166.909 ações ordinárias, com 99,56% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

Perfil do Capital Social da ENEVA
30 de setembro de 2022



Eventos Subsequentes ao 3T22

Conclusão da aquisição de 100% das ações da CELSEPAR: em 3 de outubro de 2022, a Eneva finalizou a aquisição de 100% das ações de emissão da CELSEPAR e da CEBARRA. O valor total da operação foi de R$ 6,7 bilhões, composto pelo valor base de R$ 6,1 bilhões e certos componentes positivos e negativos na forma do Contrato de Compra e Venda de Ações. O preço de aquisição está sujeito, ainda, a eventuais ajustes decorrentes da validação dos referidos componentes, a ser realizada pela Companhia nos próximos 120 dias. A CELSEPAR tem como principal ativo operacional a UTE Porto de Sergipe I, a gás natural, com capacidade instalada de 1.593 MW, integralmente contratada no ambiente regulado até dezembro de 2044, fazendo jus a uma receita fixa anual de R$ 1,9 bilhão (data-base: novembro de 2021), indexada ao IPCA e acrescida de receita variável equivalente a R$ 406,2/MWh (data-base: junho de 2022), indexada ao Petróleo Brent, conforme os termos do contrato de suprimento de gás.

Aumento do capital social decorrente de Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações: em 7 de outubro de 2022, a Eneva realizou aumento do capital social, decorrente do exercício de opções outorgadas a determinados administradores no âmbito do Terceiro Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia, aprovado em AGE realizada em 2 de agosto de 2016. O capital social foi aumentado em R$4.250.196,70, passando a totalizar R$13.260.722.781,52. Foram emitidas 279.315 ações ordinárias ao preço de emissão por ações de R$15,2165.

Aquisição de participação da Eletronorte em Amapari: em 11 de outubro de 2022, a Eneva concluiu a aquisição de 55.057.111 ações detidas pelas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte, correspondentes a 49% do capital social da Amapari Geração de Energia S.A. (“Amapari”), pelo valor de R$ 17,8 milhões. Com a conclusão dessa operação, a Eneva passou a deter 100% do capital social de Amapari, que tinha como atividade principal a operação da central geradora termelétrica - UTE Serra do Navio, cujas operações foram encerradas em 2013, com desmobilização do ativo em 2019.

Aditivo ao Acordo de Acionistas: em 31 de outubro de 2022, a Eneva comunicou aos seus acionistas e ao mercado que recebeu correspondências da Atmos (ATMOS CAPITAL GESTÃO DE RECURSOS LTDA), da Dynamo (DYNAMO ADMINISTRAÇÃO DE RECURSOS LTDA) e da Velt (VELT PARTNERS INVESTIMENTOS LTDA.), na qualidade de gestoras de veículos de investimento titulares de ações de emissão da Companhia e partes de Acordo de Acionistas da Eneva. Os acionistas informaram que celebraram, na referida data, o Segundo Aditivo ao Acordo, o qual foi originalmente celebrado em 25 de agosto de 2020 e posteriormente aditado pela primeira vez em 25 de abril de 2022, visando alterar os Representantes e Pessoas Chave da Dynamo.

Intenção de renúncia do CEO: em 1 de novembro de 2022, o Diretor Presidente da Companhia, Sr. Pedro Zinner, informou ao Conselho de Administração sua intenção de renunciar ao seu cargo, após quase seis anos à frente da diretoria da Companhia. O CEO esclareceu que contribuirá no processo de transição e que permanecerá no cargo até a data a ser definida em conjunto com o Conselho de Administração, podendo este período se estender até 31 de março de 2023.

Aquisição de Participação Acionária Relevante da Atmos: em 4 de novembro de 2022, a Eneva comunicou aos seus acionistas e ao mercado que recebeu correspondência da Atmos Capital, informando que a gestora de recursos passou a deter 5,02% do total de ações da Companhia.

ESG

Publicamos em junho de 2022, pelo terceiro ano consecutivo, o Relatório de Sustentabilidade com nosso desempenho operacional, econômico e socioambiental referentes ao ano de 2021, além dos nossos compromissos ESG. Com foco na transparência e na qualidade das informações prestadas, realizamos pela primeira vez uma auditoria externa do Relatório. O relatório pode ser acessado pelo site da companhia.

Destaques nos pilares Ambiental, Social e de Governança no primeiro semestre:

- Selo Ouro no Programa Brasileiro GHG Protocol pelo gerenciamento de forma completa, transparente e auditada das emissões de Gases de Efeito Estufa;
- Assinatura de compromisso CEBDS com a biodiversidade que pode ser acessado **aqui;**
- Início de apoio a programas de erradicação do analfabetismo nos municípios em que atuamos na Amazônia Legal

Indicadores-chave ESG

A partir da divulgação do Relatório de Sustentabilidade 2019, em 2020, a Companhia passou a atualizar trimestralmente os seus indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os destaques referentes ao segundo trimestre de 2022. A planilha interativa contendo todos os indicadores disponibilizados pela ENEVA se encontra no site de Relações com Investidores da Companhia.

Principais Indicadores ESG

Esfera	Indicadores	3T22	2T22	1T22	2021
Operações	**Capacidade de geração instalada por fonte (MW)**	**4.218**	**2.298**	**2.298**	**2.157**
	Carvão	725	725	725	725
	Gás [1]	3.489	1.569	1.569	1.428
	Renováveis	4,2	4,2	4,2	4,2
	Uso de combustível para produção de energia (*)				
	Carvão (ton/MWh)	0,21	0,44	0,00	0,39
	Gás (m^3/MWh)	242,67	236,88	0,00	248,06
	Eficiência (%)[2, 3]				
	Itaqui	N/A	N/A	N/A	37%
	Pecem II	N/A	N/A	N/A	36%
	Parnaiba I	35%	35%	N/A	35%
	Parnaiba II	53%	54%	N/A	54%
	Parnaiba III	36%	36%	N/A	36%
	Parnaiba IV	43%	42%	N/A	42%
	Jaguatirica II	50%	46%	-	-
Meio Ambiente	Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 [tCO2e] [5]	763.875	417.684	17.853	7.346.526
	Taxa de Emissão de GEE - Escopos 1 e 2 (eficiência) [tCO2e/MWh]	0,45	0,47	0,53	0,60
	Captação de Água Nova [m^3] [4, 5]	5.754.656	1.943.799	657.734	16.264.631
	Taxa de Captação de Água Nova (eficiência) [m^3/MWh]	3,20	2,09	N/A	1,32
	Consumo de Água Nova [m^3] [4, 5]	5.477.412	1.561.895	445.416	10.021.563,00
	Reuso de água [m^3]	19.460	6.210	2.477	105.871,00
	Geração de Efluentes Industriais [m^3] [4, 5]	350.662	448.251	276.828	7.448.913,00
	Taxa de Geração de Efluentes Industriais (eficiência) [m^3/MWh]	0,19	0,48	N/A	0,61
Saúde & Segurança [6]	Fatalidades	-	-	-	-
	Taxa de Fatalidade (FAT)	-	-	-	-
	Afastamento por acidente	6	2	2	9
	Taxa de afastamento por acidente (LTIF) [7]	1,18	0,44	0,58	0,60
	Taxa Total de Incidentes Reportáveis (TRIR)	3,35	1,97	1,44	2,55
Colaboradores	Número total de colaboradores próprios	1.349	1.280	1.229	1.165
	% de mulheres na força de trabalho própria	23%	21%	21,00%	22,00%
	Turnover voluntário (%)	1,60%	2,11%	1,63%	6,35%
	Número total de colaboradores terceiros	6.096	6.579	6.693	4.566
Responsabilidade Social	Investimentos não-incentivados (R$ M)	0,21	0,43	0,17	1,60
	Investimentos incentivados (Fundo da Infância e Adolescência, Lei de Incentivo à Cultura, Lei do Esporte, Saúde e outros) (R$ M)	0,45	0,69	0,00	2,24
	Execução dos Programas Sócio-Econômico (R$M)	0,49	0,39	0,23	1,84
Governança	Número de casos de corrupção reportados ao Comitê de Auditoria e condenados	-	-	-	-
	Número de violações do Código de Conduta reportadas no canal de denúncia	-	1	1	22

(*) Devido à representatividade da quantidade de combustível consumido para as atividades de geração de energia em relação ao total consumido pela companhia, optou-se por divulgar esse dado a partir do 1T21

[1] Capacidade instalada adicional em 2022 referente a Jaguatirica II, Porto Sergipe I e Termofortaleza

[2] Valore não aplicáveis são explicados pelo não despacho de energia das usinas a carvão e a gás no 3T22

[3] Eficiência = 3600/net heat rate

[4] Dados aplicáveis apenas ao segmento de geração de energia, não incluindo E&P

[5] Valor do 2T22 atualizado após fechamento do trimestre

[6] Números consideram apenas acidentes típicos

[7] Taxa de afastamento = (quantidade de acidentes x 1.000.000)/homem-hora exposto ao risco

Anexos

As demonstrações financeiras das SPEs estão disponíveis no site de Relações com Investidores da Companhia.

DRE - 3T22 (R$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	**957,7**	**307,6**	**(294,4)**	**970,8**	**240,6**	**790,7**	**1,6**	**(54,8)**	**1.948,9**
Deduções da Receita Bruta	(168,5)	(58,3)	85,8	(141,0)	(24,9)	(83,0)	(0,4)	4,4	(244,9)
Receita Operacional Líquida	**789,2**	**249,3**	**(208,6)**	**829,9**	**215,6**	**707,7**	**1,2**	**(50,4)**	**1.704,0**
Custos Operacionais	**(648,4)**	**(145,0)**	**208,6**	**(584,8)**	**(123,7)**	**(647,2)**	**(9,5)**	**50,4**	**(1.314,8)**
Depreciação e amortização	(69,7)	(42,7)	-	(112,4)	(51,3)	-	(0,5)	-	(164,2)
Despesas Operacionais [1]	**(16,5)**	**(31,2)**	**-**	**(47,6)**	**(6,2)**	**(10,8)**	**(115,6)**	**(3,5)**	**(183,7)**
SG&A	(16,0)	(7,3)	-	(23,3)	(5,8)	(10,3)	(106,8)	**(0,0)**	(146,2)
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,0)	-	(0,5)	(0,4)	(0,5)	(8,8)	**(3,4)**	(13,5)
Outras receitas/despesas	**(0,3)**	**(0,1)**	**0,1**	**(0,3)**	**(1,5)**	**0,3**	**213,2**	**1,8**	**213,4**
Equivalência Patrimonial	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**96,4**	**(95,7)**	**0,7**
EBITDA ICVM 527/12	**194,2**	**115,8**	**0,1**	**310,0**	**135,9**	**50,4**	**195,0**	**(93,9)**	**597,4**
Resultado Financeiro Líquido	(29,8)	(0,0)	-	(29,8)	(14,0)	0,5	(70,5)	-	(113,7)
EBT	**94,3**	**73,0**	**0,1**	**167,4**	**70,3**	**50,5**	**115,2**	**(97,4)**	**306,0**
Impostos Correntes	(24,6)	-	-	(24,6)	(3,5)	(2,5)	(0,6)	-	(31,1)
Impostos Diferidos	(1,4)	-	-	(1,4)	(11,0)	(17,6)	(9,7)	-	(39,7)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	**(2,6)**	(2,6)
Resultado Líquido	**68,3**	**73,0**	**0,1**	**141,4**	**55,8**	**30,4**	**105,0**	**(94,8)**	**237,8**

[1] Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacinadas às atividades exploratórias do *Upstream*

DRE - 3T21 (R$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	**912,2**	**537,7**	**(534,0)**	**915,9**	**725,0**	**212,3**	**-**	**(160,9)**	**1.692,2**
Deduções da Receita Bruta	(101,6)	(72,0)	98,0	(75,7)	(83,6)	(19,6)	-	14,9	(164,0)
Receita Operacional Líquida	**810,6**	**465,7**	**(436,1)**	**840,2**	**641,3**	**192,6**	**-**	**(146,1)**	**1.528,0**
Custos Operacionais	**(762,5)**	**(145,3)**	**436,1**	**(471,7)**	**(491,2)**	**(199,8)**	**-**	**146,1**	**(1.016,6)**
Depreciação e amortização	(42,7)	(57,1)	-	(99,8)	(49,1)	-	-	(0,1)	(149,0)
Despesas Operacionais [1]	**(12,0)**	**(42,1)**	**-**	**(54,0)**	**(5,1)**	**(2,2)**	**(61,5)**	**(3,6)**	**(126,5)**
SG&A	(9,4)	(3,7)	-	(13,1)	(4,7)	(2,2)	(55,1)	-	(75,3)
Depreciação e amortização	(2,6)	(2,5)	-	(5,0)	(0,4)	(0,0)	(6,4)	**(3,5)**	(15,3)
Outras receitas/despesas	**(0,1)**	**(0,0)**	**-**	**(0,1)**	**(2,0)**	**(0,0)**	**0,0**	**0,1**	**(2,0)**
Equivalência Patrimonial	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**177,9**	**(177,8)**	**0,1**
EBITDA ICVM 527/12	**81,3**	**337,9**	**0,0**	**419,2**	**192,5**	**(9,4)**	**122,8**	**(177,7)**	**547,4**
Resultado Financeiro Líquido	10,0	0,0	-	10,0	(21,6)	46,8	21,3	-	56,5
EBT	**46,1**	**278,3**	**0,0**	**324,4**	**121,4**	**37,5**	**137,8**	**(181,4)**	**439,6**
Impostos Correntes	(2,7)	-	-	(2,7)	(6,8)	-	(25,1)	-	(34,7)
Impostos Diferidos	(9,2)	-	-	(9,2)	(15,4)	(12,7)	(5,1)	-	(42,4)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	(0,0)
Resultado Líquido	**34,2**	**278,3**	**0,0**	**312,5**	**99,2**	**24,7**	**107,5**	**(181,4)**	**362,6**

[1] Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacinadas às atividades exploratórias do *Upstream*

DRE - 9M22 (R$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	**2.121,0**	**630,6**	**(591,4)**	**2.160,2**	**735,7**	**1.560,7**	**3,2**	**(112,4)**	**4.347,4**
Deduções da Receita Bruta	(304,7)	(98,7)	98,5	(304,8)	(75,9)	(165,0)	(0,5)	10,4	(535,8)
Receita Operacional Líquida	**1.816,4**	**531,9**	**(492,9)**	**1.855,4**	**659,8**	**1.395,8**	**2,7**	**(102,0)**	**3.811,7**
Custos Operacionais	**(1.272,1)**	**(264,6)**	**492,9**	**(1.043,8)**	**(365,1)**	**(1.236,1)**	**(23,9)**	**103,1**	**(2.565,8)**
Depreciação e amortização	(179,7)	(77,7)	-	(257,4)	(153,2)	-	(1,3)	-	(411,9)
Despesas Operacionais [1]	**(38,2)**	**(105,1)**	**-**	**(143,3)**	**(15,3)**	**(26,8)**	**(305,1)**	**(11,3)**	**(501,9)**
SG&A	(36,6)	(19,0)	-	(55,6)	(14,3)	(25,2)	(283,2)	**(0,0)**	(378,2)
Depreciação e amortização	(1,6)	(5,3)	-	(6,9)	(1,1)	(1,6)	(22,0)	**(10,3)**	(41,8)
Outras receitas/despesas	**43,7**	**(0,1)**	**0,1**	**43,7**	**9,0**	**(1,3)**	**306,8**	**1,5**	**359,7**
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	**454,9**	**(452,8)**	**2,1**
EBITDA ICVM 527/12	**731,0**	**245,1**	**0,1**	**976,2**	**442,6**	**133,2**	**458,7**	**(451,3)**	**1.559,3**
Resultado Financeiro Líquido	(126,8)	(0,1)	-	(126,9)	(108,0)	1,6	(138,2)	-	(371,4)
EBT	**422,9**	**162,0**	**0,1**	**585,0**	**180,4**	**133,2**	**297,2**	**(461,6)**	**734,2**
Impostos Correntes	(48,1)	-	-	(48,1)	(6,7)	(4,5)	(1,5)	-	(60,9)
Impostos Diferidos	(36,2)	-	-	(36,2)	(36,7)	(37,2)	5,5	-	(104,7)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(1,4)	(1,4)
Resultado Líquido	**338,6**	**162,0**	**0,1**	**500,7**	**136,9**	**91,4**	**301,1**	**(460,3)**	**570,0**

[1] Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacinadas às atividades exploratórias do *Upstream*

DRE - 9M21 (R$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	**2.154,1**	**1.103,9**	**(1.097,2)**	**2.160,9**	**1.447,0**	**409,1**	**0,7**	**(224,6)**	**3.793,1**
Deduções da Receita Bruta	(227,8)	(150,5)	204,1	(174,2)	(159,8)	(37,8)	(0,1)	20,8	(351,1)
Receita Operacional Líquida	**1.926,3**	**953,5**	**(893,1)**	**1.986,7**	**1.287,3**	**371,2**	**0,7**	**(203,9)**	**3.442,0**
Custos Operacionais	**(1.630,7)**	**(322,8)**	**893,1**	**(1.060,4)**	**(944,5)**	**(374,6)**	**(1,2)**	**203,9**	**(2.176,8)**
Depreciação e amortização	(128,0)	(131,3)	-	(259,2)	(147,3)	-	(0,1)	-	(406,6)
Despesas Operacionais [1]	**(34,7)**	**(95,3)**	**-**	**(130,0)**	**(17,4)**	**(6,8)**	**(222,1)**	**(10,3)**	**(386,6)**
SG&A	(27,1)	(23,6)	-	(50,7)	(16,3)	(6,8)	(202,7)	-	(276,5)
Depreciação e amortização	(7,6)	(7,6)	-	(15,2)	(1,1)	(0,0)	(19,5)	**(10,3)**	(46,0)
Outras receitas/despesas	**3,6**	**(0,5)**	**-**	**3,0**	**7,5**	**(0,0)**	**16,4**	**0,2**	**27,0**
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	**421,0**	**(421,0)**	**(0,0)**
EBITDA ICVM 527/12	**400,1**	**673,7**	**0,0**	**1.073,8**	**481,3**	**(10,2)**	**234,2**	**(420,8)**	**1.358,2**
Resultado Financeiro Líquido	(36,4)	0,1	-	(36,4)	(87,0)	40,8	48,3	0,0	(34,3)
EBT	**228,0**	**534,9**	**0,0**	**762,9**	**245,9**	**30,6**	**263,0**	**(431,1)**	**871,3**
Impostos Correntes	(12,3)	-	-	(12,3)	(11,5)	-	(54,5)	-	(78,4)
Impostos Diferidos	(33,5)	-	-	(33,5)	(41,3)	(10,5)	(23,7)	-	(109,0)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	(0,0)
Resultado Líquido	**182,2**	**534,9**	**0,0**	**717,1**	**193,0**	**20,1**	**184,8**	**(431,1)**	**683,9**

[1] Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e amortização, despesas e gastos relacinadas às atividades exploratórias do *Upstream*