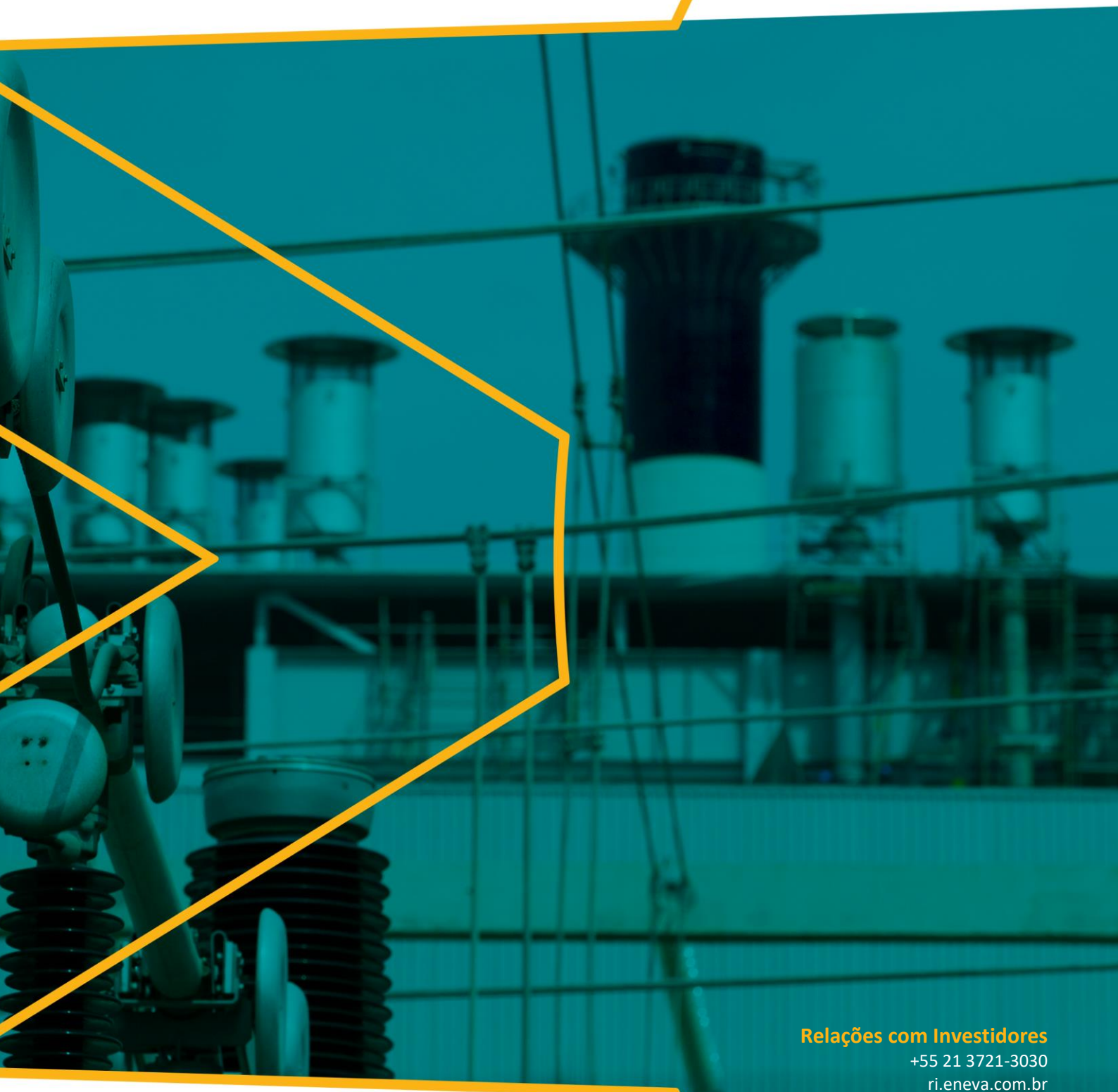


DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 2T21



Relações com Investidores

+55 21 3721-3030

ri.eneva.com.br

Teleconferência de Resultados do 2T21



Sexta-Feira, 6 de agosto de 2021

11h00 (Horário de Brasília) / 10h00 (US ET)

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



IBOVESPA B3

ENEVA Divulga Resultados do Segundo Trimestre de 2021

Período marcado pelo alto despacho das usinas e margens variáveis positivas, com EBITDA ajustado alcançando R\$ 378 milhões.

Rio de Janeiro, 5 de agosto de 2021 - 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 2021 (2T21). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques

- EBITDA ajustado do 2T21 registra crescimento de 35% em relação ao 2T20, alavancado pelo resultado do segmento de *Upstream* devido ao aumento significativo do despacho e incremento de margens variáveis das usinas;
- Crescimento de 38% do lucro líquido vs. 2T20 em função do melhor resultado operacional e financeiro;
- Posição de caixa e equivalentes de R\$ 1,8 bilhão no final do trimestre e alavancagem (dívida líquida/EBITDA últimos 12 meses) de 3,4x;
- Desembolso de R\$ 77 milhões referente ao financiamento junto ao BNB para a implantação da UTE Parnaíba V, totalizando R\$ 611 milhões até o momento, de um total de R\$ 843 milhões;
- Avanço da construção das obras de Azulão-Jaguatirica e Parnaíba V, com expectativa de início de operação comercial durante o 4T21 e 1T22, respectivamente;
- Aprovação pela ANEEL da alteração do início do cronograma da operação da UTE Jaguatirica II com excludente de responsabilidade, mantendo inalterado o prazo de suprimento em 15 anos;
- Assinatura dos contratos de concessão referentes aos ativos adquiridos no 2º ciclo da Oferta Permanente da ANP;
- Divulgação de Certificação de Reservas e Recursos Contingentes referente a 30 de junho de 2021, apontando incremento de 8% no volume de reservas de gás (2P) do Campo de Azulão, bem como recursos contingentes na área de Juruá (20,85 bcm de gás - P50) e em outras acumulações de gás e óleo nos blocos AM-T-84 e AM-T-85 (total de 5,84 bcm de gás e 4,23 MM bbl de óleo, ambos P50);
- Publicação do Relatório Anual de Sustentabilidade de 2020 no final de julho de 2021, com a divulgação de novos indicadores relacionados aos temas prioritários da Companhia.

Principais Indicadores	(R\$ milhões)					
	2T21	2T20	%	1S21	1S20	%
Receita Operacional Líquida	962,5	518,7	85,6%	1.913,9	1.457,8	31,3%
EBITDA ICVM 527/12	368,6	280,4	31,4%	810,8	715,7	13,3%
EBITDA excluindo poços secos ¹	377,5	279,7	35,0%	824,0	713,9	15,4%
Margem EBITDA ex poços secos	39,2%	53,9%	-14,7 p.p.	43,1%	49,0%	-5,9 p.p.
Resultado Líquido	118,1	85,8	37,7%	321,3	265,5	21,0%
Investimentos	453,2	710,1	-36,2%	860,6	1.235,0	-30,3%
Fluxo de Caixa Operacional	(78,7)	259,0	N/A	550,6	756,4	-27,2%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões)	5,8	4,5	29,8%	5,8	4,5	29,8%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m ²	3,4	2,8	20,2%	3,4	2,8	20,2%

¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

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

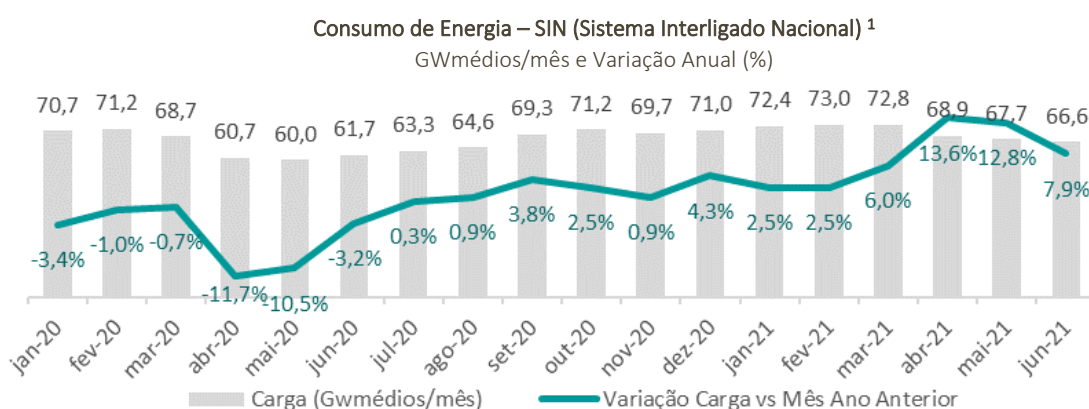
Desempenho Operacional

Dados operacionais		2T21	1T21	4T20	3T20	2T20	1S21	1S20
Itaqui	Disponibilidade (%)	77%	24%	94%	100%	100%	51%	98%
	Despacho (%)	49%	25%	94%	0%	0%	37%	28%
	Geração Líquida (GWh)	308	165	640	0	0	473	367
	Geração Bruta (GWh)	349	187	700	0	0	536	415
	Geração para ACR (%)	98,5%	99,7%	98,7%	-	-	98,9%	99,4%
	Geração para ACL (%)	1,5%	0,3%	1,3%	-	-	1,1%	0,6%
Pecém II	Disponibilidade (%)	100%	99%	96%	100%	100%	99%	99%
	Despacho (%)	42%	54%	84%	0%	0%	48%	25%
	Geração Líquida (GWh)	299	371	582	0	0	670	337
	Geração Bruta (GWh)	335	416	634	0	0	751	379
	Geração para ACR (%)	100,0%	99,9%	98,8%	-	-	100,0%	99,5%
	Geração para ACL (%)	0,0%	0,1%	1,2%	-	-	0,0%	0,5%
Parnaíba I	Disponibilidade (%)	89%	98%	93%	87%	89%	94%	92%
	Despacho (%)	59%	60%	94%	2%	0%	59%	30%
	Geração Líquida (GWh)	807	807	1.254	23	7	1.614	810
	Geração Bruta (GWh)	839	838	1.304	24	7	1.677	838
	Geração para ACR (%)	76,9%	77,0%	75,8%	0,0%	0,0%	76,9%	76,4%
	Geração para ACL (%)	23,1%	23,0%	24,2%	100,0%	100,0%	23,1%	23,6%
Parnaíba II	Disponibilidade (%)	75%	39%	94%	93%	94%	57%	96%
	Despacho (%)	79%	86%	98%	97%	33%	82%	47%
	Geração Líquida (GWh)	653	409	1.005	974	340	1.062	983
	Geração Bruta (GWh)	689	431	1.068	1.033	359	1.120	1.035
	Geração para ACR (%)	100,0%	96,5%	98,7%	99,8%	97,6%	98,7%	93,6%
	Geração para ACL (%)	0,0%	3,5%	1,3%	0,2%	2,4%	1,3%	6,4%
Parnaíba III	Disponibilidade (%)	95%	99%	97%	100%	100%	97%	96%
	Despacho (%)	48%	51%	65%	0%	0%	50%	18%
	Geração Líquida (GWh)	175	186	240	0	0	361	125
	Geração Bruta (GWh)	181	192	248	0	0	373	129
	Geração para ACR (%)	87,5%	81,6%	59,6%	-	0,0%	84,5%	75,2%
	Geração para ACL (%)	12,5%	18,4%	40,4%	-	100,0%	15,5%	24,8%
Parnaíba IV	Disponibilidade (%)	69%	66%	92%	99%	100%	68%	99%
	Despacho (%)	54%	44%	97%	6%	0%	49%	22%
	Geração Líquida (GWh)	55	48	104	7	0	102	48
	Geração Bruta (GWh)	58	50	113	7	0	107	50
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Geração para ACL (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Upstream	Bacia do Parnaíba							
	Despacho UTG (%)	57%	51%	86%	26%	9%	54%	32%
	Produção (Bi m³)	0,43	0,39	0,66	0,20	0,07	0,82	0,49
	Reservas remanescentes (Bi m³)	25,2	25,6	26,0	23,4	23,6	25,2	23,6

Geração de Energia

Contexto Setorial: Aumento do despacho termelétrico em função da deterioração do cenário hidrológico, agravamento do nível de armazenagem dos reservatórios e contínuo aumento da demanda

O consumo de energia elétrica no país manteve a trajetória de crescimento na comparação anual com o aquecimento da atividade econômica após a retração decorrente do impacto das medidas adotadas em 2020 para contenção da pandemia de COVID-19. Os consumidores do ambiente de contratação livre, composto em sua maioria por grandes consumidores industriais, impulsionaram o crescimento da demanda, com destaque para os setores têxteis, de veículos, saneamento e comércio, mesmo desconsiderando as migrações de cargas do ambiente regulado para o livre.

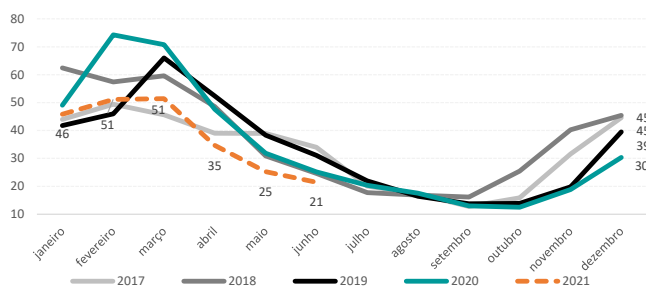


O cenário hidrológico altamente desfavorável desde o 4T20 vem prejudicando a formação da Energia Natural Afluente (ENA) e reduzindo o volume de Energia Armazenada (EARM) dos reservatórios para níveis cada vez mais críticos. Nesse sentido, o primeiro semestre de 2021 foi marcado por volumes de chuvas abaixo da média em um período que costuma ser úmido, prejudicando ainda mais o sistema. A ENA registrou a pior sequência histórica desde 1931 entre setembro de 2020 e junho de 2021. A redução da ENA vem trazendo cada vez mais entraves para o fechamento dos balanços energéticos e elétricos e, mesmo com os valores recorde de geração termelétrica fora da ordem de mérito de 2021, os reservatórios não conseguiram se recuperar plenamente.

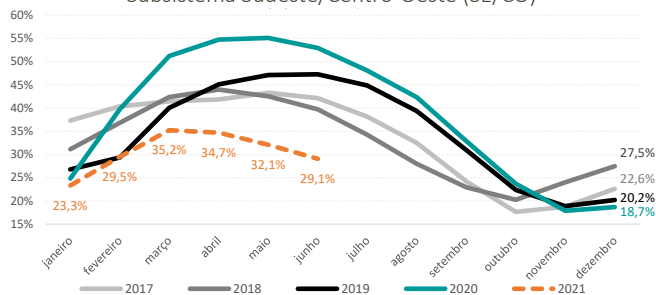
No subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), que concentra mais da metade do volume armazenável de água do Brasil, os reservatórios apresentavam volume de energia armazenada de apenas 29% (EARM%) ao final de junho de 2021, o menor patamar observado em um mês de junho desde 2001, ano em que o país atravessou uma crise que afetou o fornecimento e distribuição de energia elétrica e levou a esforços de racionamento de energia até o ano de 2002.

¹ Fonte: Dados 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 13/07/2021.

ENA Bruta Histórica (GWmédios/mês):
Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO)²

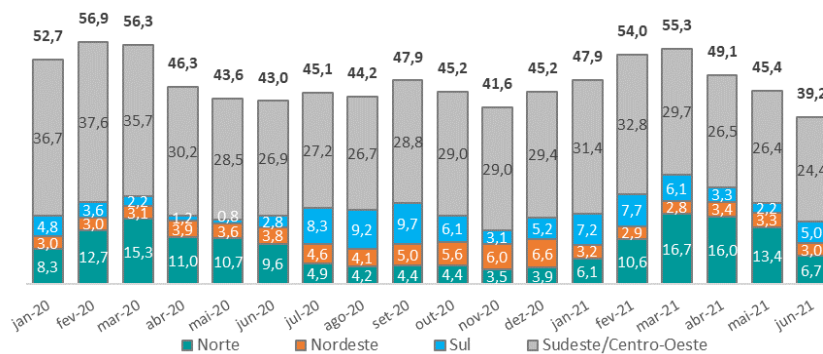


EARM (%) Histórica:
Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO)³

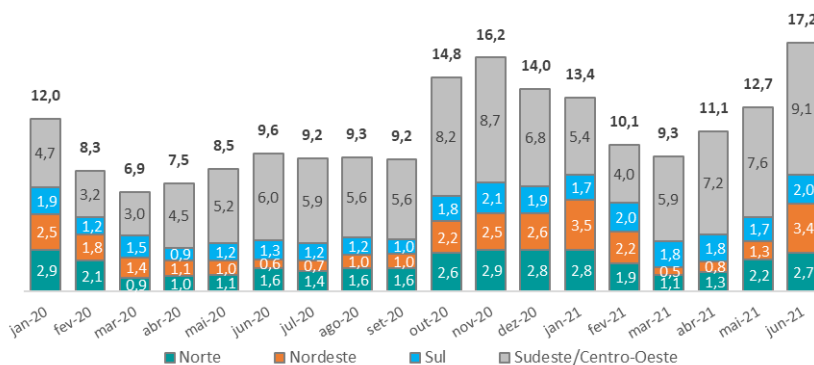


Com o objetivo de preservar o nível dos reservatórios em um cenário de incremento crescente de carga e escassez de chuvas, o ONS restringiu ainda mais a geração por fontes hidrelétricas no 2T21 e as térmicas continuaram sendo altamente despachadas para fechar o balanço elétrico/energético do SIN.

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



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



Como resultado da combinação do alto consumo, condições climatológicas desfavoráveis e reservatórios em níveis extremamente baixos, culminando no maior despacho termelétrico, no 2T21 o PLD atingiu

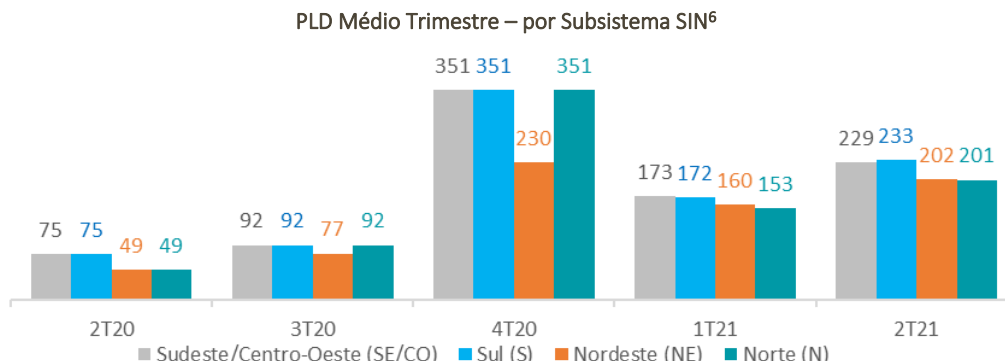
² Fonte: Dados disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx e http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 13/07/2021.

³ Fonte: Dados disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx e http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 13/07/2021.

⁴ Fonte: Dados disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 23/04/2021.

⁵ Fonte: Dados disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 23/04/2021.

patamares históricos bastante elevados, como também foi observado em anos de verão menos chuvoso como 2017 ou 2018, principalmente nos submercados SE e S. O PLD médio de cada um dos subsistemas durante o 2T21 ficou, em média, em cerca de R\$ 200/MWh, enquanto o PLD médio do 2T20 ficou abaixo dos R\$ 100/MWh.

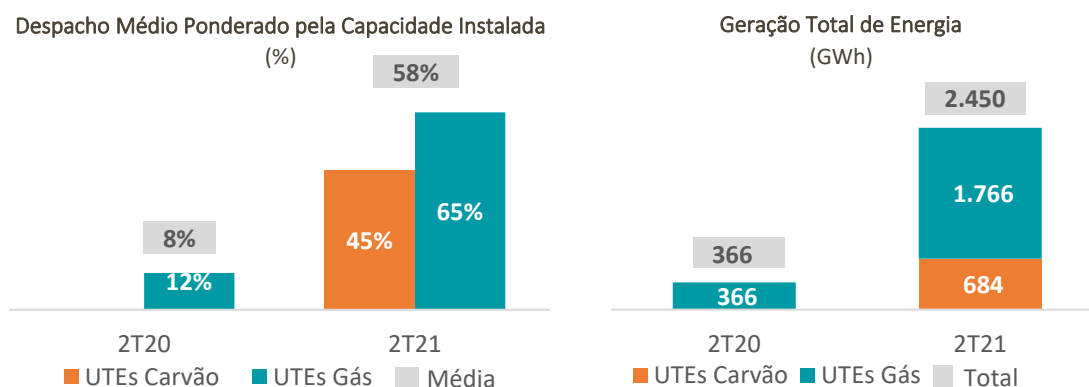


Desempenho Eneva:

- Despacho atípico para um segundo trimestre com todas as usinas na ordem de mérito de despacho

No 2T21, todas as usinas da ENEVA entraram na ordem de mérito de despacho durante algum período para atender à demanda por energia, fato extraordinário para o período. De uma forma geral, o despacho foi mais concentrado no final do mês de maio e durante o mês de junho. Adicionalmente, a partir de junho de 2021, a UTE Parnaíba II iniciou seu período de inflexibilidade contratual.

Em contraste, o 2T20 seguiu a tendência usual para este período, em que tipicamente os volumes de energia armazenada dos reservatórios estão mais elevados, e todas as usinas da ENEVA ficaram fora da ordem de mérito de despacho, com geração apenas da UTE Parnaíba II, por inflexibilidade.



Nas usinas a gás, as UTEs Parnaíba II e Parnaíba IV despacharam durante parte do mês de abril, enquanto em maio todas as usinas foram despachadas por ao menos 15 dias. Já em junho, com a piora do cenário hidrológico, todas as UTEs foram despachadas em todo o período. No entanto, em 19 de junho, Parnaíba II precisou realizar uma manutenção corretiva, encerrada em 17 de julho, quando voltou a operar em total capacidade. Durante alguns dias da parada não programada, a usina gerou em ciclo aberto. Toda a

⁶ Fonte: Dados disponíveis no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em https://www.ccee.org.br/portal/faces/preco_horario_veja_tambem/preco_media_semanal?_afLoop=4661618135645&_adf.ctrl-state=ybngahlzc_155#!%40%40%3F_afLoop%3D4661618135645%26_adf.ctrl-state%3Dybngahlzc_159 - Acesso em 13/07/2021.

energia não gerada em função da indisponibilidade da usina deve ser ressarcida à PLD para fazer frente ao despacho.

Nas usinas a carvão, a UTE Pecém II despachou por ordem de mérito a partir de 22 de maio, permanecendo ligada durante todo o restante do trimestre. Já a UTE Itaquí finalizou a manutenção programada *Major Overhaul* no dia 13 de abril. Esta atividade, que estava em andamento desde o final de janeiro, ocorre a cada 35.000 horas de operação e contempla uma revisão abrangente da turbina e do gerador, seguindo as recomendações do fabricante. No mês subsequente, no dia 17 de maio, a usina entrou na ordem de mérito do despacho e permaneceu ligada por todo o período.

- **Altas de preços de combustíveis, taxa de câmbio e reajuste contratual por inflação geram impacto positivo significativo no CVU das usinas**

Os Custos Variáveis Unitários (CVUs)⁷ de todas as usinas da Eneva que operam no mercado regulado (ACR)⁸ são atrelados a indexadores de inflação e/ou de combustíveis e taxas de câmbio, conforme tabela abaixo. 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.

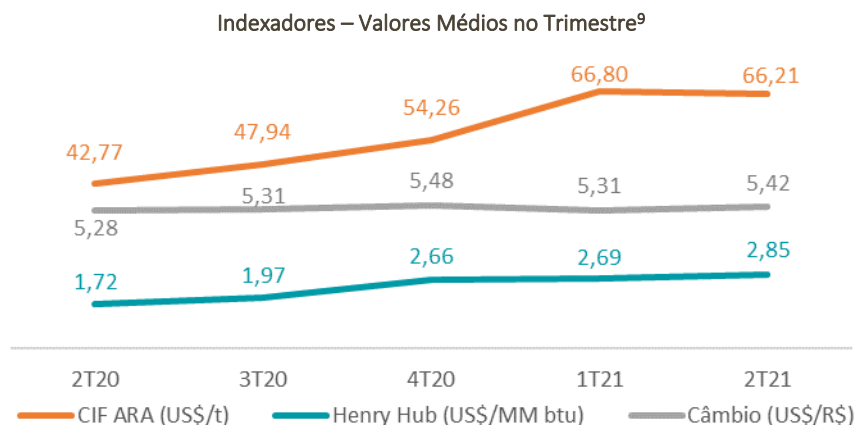
CVU (R\$/MWh)							
Valores médios trimestre	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	Indexadores	Periodicidade Reajuste
UTE Parnaíba I	111,6	126,8	171,0	168,0	181,5	Henry Hub e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Parnaíba II	82,5	82,5	84,4	85,7	85,7	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba III	223,5	223,5	228,7	232,3	232,3	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba IV	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	-	-
UTE Pecém II	147,5	163,1	186,3	216,6	249,3	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Itaquí	142,1	157,7	180,3	210,4	243,3	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual

Os CVUs das UTEs Parnaíba II e III, integralmente indexados à inflação, foram reajustados em 3,92% em novembro de 2020 pelo IPCA acumulado em 12 meses até outubro de 2020, como previsto no Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

⁷ 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 é indexado ao preço de combustível, 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 entender mais, consulte o Guia de Modelagem disponibilizado pela Eneva: <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras-e-operacionais/guia-de-modelagem/>

⁸ O CVU da UTE Parnaíba IV foi fixado pela ANEEL em R\$ 151,69/MWh por meio do despacho N° 3.203 (dezembro/2018).

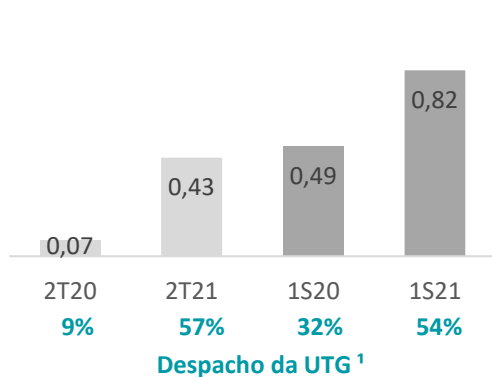
Em relação aos CVUs das UTEs Parnaíba I, Pecém II e Itaqui, além do reajuste anual da parcela indexada à inflação, o principal efeito foi a alta da parcela atrelada aos indexadores de combustível e taxa de câmbio. O aumento de 65,9% no preço internacional da commodity de gás natural *Henry Hub* no 2T21 versus 2T20, aliado à desvalorização cambial do Real de 2,6% no período, elevaram o CVU da UTE Parnaíba I em 62,6% frente ao 2T20. Nas usinas a carvão, além do efeito cambial, a elevação de 54,8% do preço internacional CIF-ARA impulsionou a alta dos CVUs médios das usinas em 69,1% (Pecém II) e 71,2% (Itaqui) no período.



Upstream

Desempenho Eneva: crescimento da produção de gás para atender ao maior volume de geração no Complexo Parnaíba, maiores reservas totais de gás na comparação anual e publicação de nova certificação de reservas e recursos contingentes

Produção de Gás Acumulada (bcm) e Despacho da UTG¹⁰ (%)



Evolução Anual Reservas de Gás (bcm)



A maior geração das usinas a gás no 2T21 comparado ao 2T20 elevou a produção de gás em mais de 6 vezes em relação aos níveis verificados no mesmo período do ano passado. Mesmo em um contexto de maior consumo de gás, a Eneva encerrou o 2T21 com um volume de reservas de gás na Bacia do Parnaíba 6,6% superior ao do 2T20, e com reservas totais, incluindo aquelas do Campo de Azulão, localizado na

⁹ Fonte: Dados disponíveis na Reuters. Médias trimestrais calculadas utilizando preços *Henry Hub* mensais relativos ao terceiro último dia do mês e preços CIF-ARA e taxa de câmbio relativos à média do mês.

¹⁰ UTG - Unidade de Tratamento do Gás.

Bacia do Amazonas, de 31,5 bilhões de m³ (aumento de 15,7% versus o 2T20), como resultado da incorporação de novas reservas em dois momentos ao longo do período.

Em janeiro de 2021 a Companhia publicou a revisão anual do seu volume de reservas por meio do relatório de certificação de reservas elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA), referente à data base de 31 de dezembro de 2020. Na ocasião, foram apontados crescimentos de 3,3 bilhões de m³ nas reservas 2P dos campos da Bacia do Parnaíba e de 2,2 bilhões de m³ nas reservas 2P do Campo de Azulão.

De forma extraordinária, em agosto de 2021 a Eneva divulgou um novo relatório de certificação de reservas e recursos contingentes, referente a 30 de junho de 2021, também elaborado pela GCA. Neste novo relatório, foram avaliadas exclusivamente as reservas do Campo de Azulão e os recursos contingentes de determinados campos e áreas localizados na Bacia do Amazonas e Bacia do Solimões adquiridos no 2º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente (OP) da ANP. A opção por fazer uma nova certificação incluindo esses novos ativos levou em consideração a ampliação planejada da capacidade de geração térmica a gás natural no Brasil, e a aceitação de recursos contingentes de gás para fins de comprovação de combustível no processo de habilitação de novos projetos em leilões de energia. Como resultado da nova avaliação realizada pela GCA, foram divulgados os seguintes volumes:

- Campo de Azulão: incremento de reservas certificadas (2P) de gás totais do campo em 0,5 bilhões de m³, após a incorporação das informações do bloco AM-T-85, adquirido no 2º Ciclo da OP, que apontaram o aumento dos volumes originais de gás dentro da área do campo;
- Blocos AM-T-84 e AM-T-85 (Bacia do Amazonas): recursos contingentes totais de gás de 5,84 bilhões de m³ e de óleo de 4,23 milhões de barris, ambos P50. A certificação de recursos foi apoiada na possibilidade de extensão dos volumes de gás de Azulão para o bloco adjacente (AM-T-85) e na incorporação de volumes de gás e óleo do poço 1-BRSA-1293-AM, no Bloco AM-T-84;
- Área de Juruá (Bacia do Solimões): recursos contingentes de 20,85 bilhões de m³ de gás (P50), calculada com base em simulações de reservatórios para obtenção dos fatores de recuperação e dos perfis de produção.

No 2T21, não houve campanha de aquisição sísmica.

Aspectos Regulatórios: Atualização de Exploração & Desenvolvimento no Período

▪ Assinatura dos contratos de concessão dos ativos arrematados no 2º Ciclo da OP da ANP

Em 28 de junho foi concluída a assinatura e a transferência dos contratos de concessão dos ativos arrematados no âmbito do 2º Ciclo Licitatório da OP da ANP, realizado em dezembro 2020. Estes ativos incluem três blocos exploratórios terrestres na Bacia do Amazonas, a área de Juruá na Bacia do Solimões e 70% da participação em quatro blocos terrestres na Bacia do Paraná, como operadora, em consórcio com a Enauta Energia S.A.

A Eneva possui ainda um PAD vigente - Fazenda Tianguar, localizado no Bloco PN-T-48, com vencimento em março de 2022. No final de junho, a Companhia assumiu compromisso contingente do Plano, dando continuidade ao PAD.

Em adesão à Resolução ANP nº 815/2020, que facultou a extensão dos contratos de concessão em virtude do advento da pandemia de COVID-19, a Eneva – que já havia estendido o período contratual de cinco blocos da Rodada 13 em 2020 – auferiu em 5 de julho a extensão dos blocos PN-T-117, PN-T-118, PN-T-133 e PN-T-134, todos da Rodada 14. Seguem em análise os blocos PN-T-119 (Rodada 14), PN-T-47, PN-T-48A, PN-T-66, PN-T-67A, PN-T-68 e PN-T-102A (1º Ciclo Licitatório da Oferta Permanente).

A Companhia está trabalhando na preparação do Plano de Desenvolvimento (PD) para o Campo de Gavião Belo, cuja declaração de comercialidade ocorreu em fevereiro de 2021. O PD deverá ser apresentado à ANP até 25 de agosto de 2021.

Desempenho Financeiro

Consolidado

DRE Consolidado	(R\$ milhões)					
	2T21	2T20	%	1S21	1S20	%
Receita Operacional Líquida	962,5	518,7	85,6%	1.913,9	1.457,8	31,3%
Custos Operacionais	(577,6)	(244,9)	135,9%	(1.157,8)	(767,9)	50,8%
Depreciação e amortização	(124,8)	(84,7)	47,4%	(257,6)	(198,5)	29,8%
Despesas Operacionais	(163,3)	(109,0)	49,8%	(262,5)	(195,2)	34,5%
Poços secos	(9,0)	0,7	N/A	(13,1)	1,8	N/A
Depreciação e amortização	(15,3)	(16,3)	-5,7%	(30,7)	(31,3)	-1,9%
Outras receitas/despesas	7,0	15,6	-55,2%	29,1	(1,6)	N/A
Equivalência Patrimonial	(0,2)	(0,8)	-78,7%	(0,1)	(7,2)	-98,2%
EBITDA ICVM 527/12	368,6	280,4	31,4%	810,8	715,7	13,3%
EBITDA excluindo poços secos ¹	377,5	279,7	35,0%	824,0	713,9	15,4%
Resultado Financeiro Líquido	(49,8)	(64,8)	-23,1%	(90,8)	(129,3)	-29,8%
EBT	178,6	114,7	55,7%	431,7	356,5	21,1%
Impostos Correntes	(35,9)	(8,1)	342,1%	(43,7)	(23,7)	84,3%
Impostos Diferidos	(24,4)	(21,1)	15,5%	(66,7)	(67,7)	-1,5%
Participações Minoritárias	0,2	(0,3)	N/A	0,0	(0,5)	N/A
Resultado Líquido Eneva	118,1	85,8	37,7%	321,3	265,5	21,0%

¹ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

A partir do primeiro trimestre de 2020, a Companhia passou a apresentar o EBITDA conforme orientações da Instrução CVM nº 527/12 (ICVM 527/12). EBITDA e EBITDA ajustado (excluindo poços secos) passaram a incorporar a rubrica “Outras Receitas/Despesas”, anteriormente apresentada após a linha de EBITDA. No 3T20, a fórmula de cálculo do EBITDA foi atualizada para incorporar a linha de “Equivalência Patrimonial”, que também era apresentada após a linha de EBITDA. Para fins de comparação, os valores históricos desses indicadores foram atualizados de acordo com a ICVM 527/12.

No 2T21, o EBITDA Consolidado ajustado (de forma a excluir as despesas com poços secos) totalizou R\$ 377,5 milhões, um aumento de 35% em relação ao 2T20. O segmento de *Upstream* foi o principal responsável por este crescimento, apresentando um incremento de EBITDA ajustado no valor de R\$ 141,2 milhões no período de comparação. Isso se deveu ao aumento da margem variável do segmento no período, em função do maior despacho das usinas a gás no 2T21 (65%) comparado ao 2T20 (12%), que elevou as receitas variáveis de venda de gás sem praticamente alterar sua estrutura de custos.

Os resultados dos segmentos de geração de energia a gás e a carvão também apresentaram crescimento de EBITDA no 2T21 versus 2T20. No trimestre, as usinas geraram com margens variáveis positivas em função da elevação do CVU e do PLD em relação ao 2T20. A exceção foi a UTE Parnaíba II, que precisou realizar uma manutenção corretiva e ficou parada de 19 de junho até 17 de julho, quando voltou a operar em total capacidade. Durante o período de indisponibilidade, a usina continuou sendo ressarcida à CVU,

mas incorreu em custos relativos ao ressarcimento de lastro precificados a PLD, o que causou um impacto negativo no EBITDA de R\$ 46,3 milhões.

O maior impacto do aumento do PLD se deu no segmento de geração a gás, em função da revisão da garantia física das termelétricas Parnaíba I e Parnaíba III (de 129,9 MW médios e 30,4 MW médios, respectivamente), vigente desde janeiro de 2020. A garantia física adicional implica na redução do percentual de comprometimento de entrega da energia no Ambiente de Contratação regulado (ACR), resultando em energia excedente disponível para comercialização nos mercados regulado ou livre, sem custo adicional de geração. Como ambas as usinas tiveram despacho elevado no 2T21, o EBITDA do segmento foi positivamente impactado por este aumento de garantia física.

Em contrapartida, o EBITDA foi negativamente impactado pelas despesas incorridas em função da maturação no trimestre dos Incentivos de Longo Prazo baseados em ações (“ILP”), concedidos pela Companhia como uma forma de remuneração variável. Os ILPs visam garantir o alinhamento de interesses dos Administradores aos dos acionistas, ao incentivar seus profissionais-chave a conduzir e executar com êxito os negócios. No 2T21, as despesas da *Holding* foram negativamente impactadas em R\$ 65,5 milhões, dos quais R\$ 54,2 milhões foram desembolsos de caixa referentes a pagamentos de impostos devido ao exercício dos ILPs que venceram no 2T21 e os demais R\$ 11,3 milhões se referem às apropriações dos ILPs ainda vigentes e não maturados.

Do montante de R\$ 54,2 milhões desembolsados do caixa, R\$ 44,5 milhões são referentes aos encargos trabalhistas pagos aos beneficiários do Plano de *Restricted Units* (“RU”), outorgado em 2018, e o restante, R\$ 9,7 milhões, são referentes ao Programa de *Stock Options* (“SOP”), outorgado em maio de 2017. A tabela abaixo apresenta detalhes desses ILPs:

	Data da Outorga	Data de Maturidade	Nº de Ações	Strike Price (SOP) / Preço de concessão (RU)	Preço Médio de Liquidação	Variação preço da ação ¹
RU	01/04/2018	01/04/2021	4.080.980	R\$ 3,16	R\$ 17,04	439%
SOP	10/05/2017	10/05/2021	784.115	R\$ 4,98	R\$ 16,22	226%

¹Variação percentual entre o Preço Médio de Liquidação ENEV3 de acordo com a regra estabelecida em cada ILP e o Strike Price (ou Preço de Concessão, no caso de RU).

Nota-se, portanto, que a despesa incorrida com os ILPs maturados durante o trimestre se deve basicamente à boa performance das ações da Eneva (ENEV3) entre os respectivos períodos de outorga e de maturidade dos ILPs.

O resultado financeiro apresentou melhoria no 2T21, devido, principalmente, às despesas com encargos de dívidas e juros sobre debêntures, decorrente basicamente da capitalização dos encargos relacionados aos financiamentos dos projetos ainda não operacionais (Parnaíba V e Azulão-Jaguatirica).

Como resultado, o lucro líquido da Companhia registrou crescimento de 37,7% no 2T21 em relação ao mesmo período do ano anterior, totalizando R\$ 118,1 milhões no 2T21.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre	(R\$ milhões)					
	2T21	2T20	Var. Abs.	1S21	1S20	Var. Abs.
EBITDA excluindo poços secos ¹	377,5	279,7	97,9	824,0	713,9	110,1
(+) Var. Capital de Giro	(476,6)	(30,4)	(446,2)	(215,8)	78,9	(294,7)
(+) Imposto de renda	(10,8)	(10,9)	0,0	(30,4)	(30,8)	0,3
(+) Var. Outros ativos e passivos	31,2	20,6	10,6	(27,1)	(5,6)	(21,5)
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais	(78,7)	259,0	(337,7)	550,6	756,4	(205,8)
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	(138,8)	(595,2)	456,5	(581,5)	(1.121,2)	539,7
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	(92,5)	1.095,8	(1.188,3)	(111,4)	946,3	(1.057,8)
Captações e Outros	76,5	1.370,7	(1.294,2)	236,7	1.370,7	(1.134,0)
Amortização de Principal	(53,7)	(125,5)	71,8	(57,5)	(165,7)	108,2
Amortização de Juros	(128,5)	(122,0)	(6,5)	(173,8)	(149,0)	(24,9)
Outros	13,2	(27,4)	40,6	(116,8)	(109,7)	(7,1)
Posição de Caixa Total²	1.753,9	2.369,7	(615,8)	1.753,9	2.369,7	(615,8)
Posição de Caixa Total + Depósitos Vinculados²	1.843,3	2.535,7	(692,4)	1.843,3	2.535,7	(692,4)

1 - Calculado considerando o EBITDA acumulado conforme orientações da ICVM 527/12, excluindo o impacto de poços secos.

2 - Inclui caixa e equivalentes de caixa.

No 2T21, a Companhia registrou fluxo de caixa operacional (FCO) negativo de R\$ 78,7 milhões, impactado, principalmente, pela maior necessidade de capital de giro resultante dos seguintes efeitos:

- i) aumento do saldo de contas a receber comparado a março de 2021 com impacto negativo de R\$ 210,6 milhões no FCO, decorrente, principalmente, do maior despacho aliado ao crescimento da receita variável unitária devido à elevação dos indexadores dos CVUs; e
- ii) redução do saldo de contas a pagar frente a março de 2021, com impacto negativo de R\$ 280,0 milhões no FCO, dado o maior volume de pagamentos relativos às obras das UTEs Jaguatirica II e Parnaíba V e a fornecedores de carvão, na usina de Itaqui.

O fluxo de caixa de atividades de investimento (FCI) totalizou um resultado negativo de R\$ 138,8 milhões no 2T21, explicado basicamente pelos desembolsos relativos ao desenvolvimento do Campo de Azulão e à construção da UTE Jaguatirica II (R\$ 105 milhões) e aos desembolsos referentes à construção da UTE Parnaíba V (R\$ 76 milhões). Esses desembolsos foram parcialmente compensados pelo impacto de ajustes de valores contabilizados em períodos passados.

No 2T21, o fluxo de caixa de atividades de financiamento (FCF) foi negativo em R\$ 90,7 milhões, principalmente impactado por: (i) amortizações de juros seguindo o cronograma previsto, em um montante total de R\$ 126,8 milhões, referentes aos financiamentos da FINEP, do Banco da Amazônia S.A. (BASA) e às debêntures captadas em Parnaíba I, Parnaíba II e na Eneva S.A.; e (ii) amortizações de principal relacionadas às debêntures de Parnaíba I, no valor de R\$ 49,8 milhões, e aos financiamentos da FINEP, no valor de R\$ 3,9 milhões.

Em contrapartida, o FCF foi positivamente impactado pela captação realizada em maio de 2021, no valor de R\$ 76,5 milhões, referente ao quinto desembolso realizado junto ao Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB) para a construção da UTE Parnaíba V.

A ENEVA encerrou o 2T21 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 1.753,9 milhões, sem contemplar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, no montante de R\$ 89,3 milhões.

Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

Complexo Parnaíba

Geração Térmica a Gás Natural

Este segmento é composto pelas controladas Parnaíba II Geração de Energia S.A. (que detém as UTEs Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV), 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) e Azulão Geração de Energia S.A. (SPE responsável pela implantação do projeto integrado Azulão-Jaguatirica, exceto o desenvolvimento do Campo de Azulão).

DRE - Geração a Gás	(R\$ milhões)					
	2T21	2T20	%	1S21	1S20	%
Receita Operacional Bruta	615,3	318,7	93,1%	1.241,9	937,6	32,5%
Receita Fixa	333,3	318,5	4,7%	669,0	637,0	5,0%
Receita Variável	282,0	0,2	174931,3%	572,9	300,6	90,6%
CCEAR ¹	193,4	0,7	29444,4%	395,7	121,7	225,2%
Mercado de curto prazo	88,6	(0,5)	N/A	177,3	179,0	-1,0%
Lastro (FID)	0,0	-	N/A	-	85,8	N/A
Hedge Ressarcimento	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	88,6	(0,5)	N/A	177,3	93,2	90,2%
Deduções sobre a Receita Bruta	(62,5)	(32,2)	94,1%	(126,2)	(93,6)	34,7%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(0,1)	0,0	N/A	(0,1)	1,5	N/A
Receita Operacional Líquida	552,8	286,5	93,0%	1.115,8	844,0	32,2%
Custos Operacionais	(440,3)	(173,2)	154,2%	(865,8)	(544,7)	58,9%
Custo Fixo	(123,2)	(106,0)	16,1%	(235,5)	(215,1)	9,5%
Transmissão e encargos regulatórios	(21,4)	(20,7)	3,6%	(42,8)	(41,5)	3,3%
O&M	(32,4)	(19,2)	68,9%	(57,2)	(41,3)	38,8%
Arrendamento fixo UTG	(69,4)	(66,2)	4,8%	(135,4)	(132,4)	2,3%
Custo Variável	(274,5)	(38,3)	616,5%	(545,1)	(272,0)	100,4%
Gás Natural	(144,9)	(20,5)	607,5%	(272,6)	(150,4)	81,3%
Gasmar	(10,8)	(1,6)	557,1%	(19,9)	(10,8)	83,7%
Arrendamento variável UTG	(47,4)	(11,7)	306,9%	(103,1)	(24,5)	321,3%
Lastro (FID)	-	-	N/A	(19,3)	(79,1)	-75,6%
Hedge Ressarcimento	-	-	N/A	-	-	N/A
Trading	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	(71,5)	(4,5)	1471,6%	(130,2)	(7,2)	1699,1%
Depreciação e amortização	(42,6)	(28,8)	47,9%	(85,3)	(57,7)	47,9%
Despesas Operacionais	(11,9)	(7,7)	53,5%	(25,1)	(13,3)	88,7%
SG&A	(9,3)	(7,6)	22,4%	(20,1)	(13,2)	52,5%
Depreciação e amortização	(2,5)	(0,1)	2120,9%	(5,1)	(0,2)	2992,4%
Outras receitas/despesas	0,4	(1,8)	N/A	3,6	(18,8)	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	146,2	132,7	10,2%	318,8	325,0	-1,9%
% Margem EBITDA	26,4%	46,3%	-19,9 p.p.	28,6%	38,5%	-9,9 p.p.

No 2T21, a receita operacional líquida do segmento cresceu 93,0% em relação ao 2T20, em função, principalmente, da maior geração de energia no trimestre devido à elevação do despacho das usinas a gás, que atingiu 65% no 2T21 vs. 12% no 2T20.

O maior despacho impactou positivamente tanto a receita variável bruta contratual das três usinas com contratos no ACR, gerando um aumento de R\$ 192,7 milhões em relação ao 2T20, como também a receita variável bruta do mercado de curto prazo, que cresceu R\$ 89,1 milhões na comparação dos períodos. A UTE Parnaíba I foi a principal responsável por esses aumentos, pois: (i) a elevação do despacho da usina (59% no 2T21 vs. 0% no 2T20) esteve associada à maior cotação do dólar e do *Henry Hub* no período, com efeito positivo sobre seu CVU (R\$ 182/MWh no 2T21 vs. R\$ 112/MWh no 2T20), gerando um incremento de receita variável bruta contratual de R\$ 114,5 milhões; e (ii) a usina possui uma parcela de energia não comprometida no ACR, devido à revisão de sua garantia física em 129,9 MW médios (vigente desde janeiro de 2020), e com isso, pôde se beneficiar do aumento do PLD médio no submercado Norte no período (R\$ 201/MWh no 2T21 vs R\$ 49/MWh no 2T20). Esses fatores impactaram a receita variável bruta do mercado de curto da usina em R\$ 58,5 milhões.

Na UTE Parnaíba II, a maior sinalização de despacho por ordem de mérito de custo (79% no 2T21 vs. 33% no 2T20) impactou a receita variável bruta contratual em R\$ 43,0 milhões no 2T21, que se refere às receitas apenas de abril e maio, dado que em junho ela passou a cumprir seu período de inflexibilidade. No entanto, ao longo do trimestre, a usina sofreu paralisações para manutenções corretivas e gerou abaixo do compromisso contratual. Com isso, a usina recebeu CVU (em meses fora do período de inflexibilidade) pela energia despachada, mas precisou ressarcir ao sistema pela energia não gerada, que é valorada a PLD. O impacto dessa operação no EBITDA foi de -R\$ 46,3 milhões.

Geração Líquida (GWh)	2T21	2T20
Parnaíba I	807	7
Parnaíba II	653	340
Parnaíba III	175	0
Parnaíba IV	55	7
TOTAL	1.690	347

Os custos fixos do segmento apresentaram crescimento de 16,1% (ou R\$ 17,1 milhões) no 2T21 comparado ao 2T20. A UTE Parnaíba I apresentou um aumento dos custos fixos de O&M em R\$ 9,5 milhões devido, principalmente, aos custos incorridos com o ILP que maturou no 2T21, no valor de R\$ 4,4 milhões e a um estorno de R\$ 4,9 milhões de ICMS no 2T20, devido à apuração do tributo sobre a efetiva transferência da subestação pela UTE Parnaíba I à Eletronorte. Esses efeitos acabaram impactando a margem fixa da usina. A UTE Parnaíba II, por sua vez, registrou um crescimento de R\$ 4,4 milhões nos custos fixos de O&M, devido, basicamente, à manutenção e compra de materiais associados à parada não programada da usina, sem impactar, no entanto, sua margem fixa.

Os custos variáveis do segmento apresentaram crescimento de R\$ 236,2 milhões no 2T21 em relação ao 2T20, em função, principalmente: (i) do aumento dos custos com combustível, para fazer frente ao maior despacho; (ii) da compra de energia realizada pela UTE Parnaíba II para ressarcir ao sistema pela energia não gerada pela usina, no montante de R\$ 63,1 milhões; e (iii) do crescimento dos custos de arrendamento variável principalmente em Parnaíba I, em função do aumento do CVU no 2T21 comparado ao 2T20. Como o arrendamento variável é pago pelas usinas ao segmento de *Upstream*, esse efeito é eliminado no resultado do Complexo Parnaíba e do Consolidado.

No 2T21, o EBITDA do segmento de geração a gás apresentou crescimento de 10,2% em relação ao 2T20, totalizando R\$ 146,2 milhões. Esse aumento ocorreu devido à elevação significativa de despacho combinada com o aumento do CVU e do PLD, que resultou em margens variáveis positivas nas usinas Parnaíba I, Parnaíba III e Parnaíba IV. No 2T20, em contraste, essas usinas permaneceram desligadas e, portanto, não tiveram margens.

Upstream (E&P)

Este segmento é composto pela Eneva S.A. e Parnaíba B.V.. Cabe ressaltar que a antiga controlada Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN) foi incorporada à Eneva S.A. no final de 2018. Os resultados *Upstream* são apresentados separadamente, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE - <i>Upstream</i>	(R\$ milhões)					
	2T21	2T20	%	1S21	1S20	%
Receita Operacional Bruta	289,8	112,9	156,7%	566,3	346,9	63,2%
Receita Fixa	72,9	76,4	-4,6%	145,9	152,5	-4,3%
Receita Variável	216,9	36,5	494,3%	420,4	194,4	116,2%
Contrato de venda de gás	159,6	23,6	577,7%	300,3	165,8	81,2%
Contrato de arrendamento	55,7	12,8	334,0%	117,0	27,0	333,5%
Venda de condensado	1,6	0,1	1412,6%	3,1	1,6	96,2%
Deduções sobre a Receita Bruta	(34,1)	(11,0)	209,0%	(78,5)	(39,1)	100,9%
Receita Operacional Líquida	255,8	101,9	151,0%	487,8	307,8	58,5%
Custos Operacionais	(83,9)	(27,5)	204,5%	(177,5)	(99,4)	78,7%
Custo Fixo	(18,4)	(10,8)	69,3%	(35,7)	(27,1)	31,7%
Custos O&M (OPEX)	(18,4)	(10,8)	69,3%	(35,7)	(27,1)	31,7%
Custo Variável	(32,4)	(4,3)	653,3%	(67,7)	(19,6)	244,8%
Participações Governamentais	(30,8)	(3,1)	908,5%	(64,7)	(16,8)	283,8%
Custo do gás vendido/compressores	(1,6)	(1,2)	25,4%	(3,0)	(2,8)	9,4%
Depreciação e Amortização	(33,1)	(12,4)	167,1%	(74,1)	(52,6)	40,9%
Despesas Operacionais	(34,6)	(35,8)	-3,2%	(53,2)	(73,1)	-27,2%
Despesas com Exploração_Geologia e Geofísica (G&G)	(18,3)	(25,2)	-27,2%	(28,2)	(51,6)	-45,3%
Poços Secos	(9,0)	0,5	N/A	(13,1)	0,6	N/A
SG&A	(13,8)	(4,5)	205,4%	(19,9)	(10,4)	91,0%
Depreciação e Amortização	(2,5)	(6,1)	-59,0%	(5,1)	(11,1)	-54,3%
Outras receitas/despesas	(0,1)	(1,1)	-91,3%	(0,5)	(1,5)	-65,2%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	172,8	55,9	208,8%	335,8	197,6	69,9%
EBITDA excluindo poços secos ¹	181,8	55,5	227,6%	348,9	197,0	77,1%
% Margem EBITDA excluindo poços secos	71,1%	54,4%	16,6 p.p.	71,5%	64,0%	7,5 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.

No 2T21, a receita operacional líquida do segmento apresentou crescimento de 151,0% em relação ao 2T20, em função, basicamente: (i) do aumento da receita de venda de gás, proveniente do maior despacho da UTG no período (57% no 2T21 vs. 9% no 2T20); e (ii) do aumento da receita de arrendamento variável recebida das térmicas a gás, devido principalmente ao maior CVU médio da UTE Parnaíba I no 2T21 (R\$ 182/MWh) comparado ao mesmo período do ano anterior (R\$ 112/MWh).

Os custos fixos registraram crescimento de 69,3% no trimestre comparado ao 2T20, em função, principalmente, dos maiores custos com pessoal, em virtude da expansão das operações de *Upstream* da Companhia. Já os custos variáveis do segmento cresceram R\$ 30,8 milhões no período de comparação, concentrados nos custos de Participações Governamentais, devido à maior produção de gás e ao maior preço de referência do gás estipulado pela ANP que começaram a vigorar a partir de fevereiro de 2021.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, cresceram R\$ 2,4 milhões no 2T21 vs. 2T20, impactadas basicamente: (i) pelo aumento das despesas com encargos trabalhistas referentes ao exercício do ILP maturado no 2T21, alocados no SG&A, no valor de R\$ 8,1 milhões; e (ii) pela contabilização de R\$ 9,0 milhões em despesas com poços secos (referente ao poço 1-ENV-18-MA). Esses efeitos foram parcialmente compensados por menores despesas de exploração (excluindo poços secos), devido à não realização de campanha sísmica no 2T21.

Mesmo considerando o aumento dos custos e do SG&A, a elevação do despacho das térmicas a gás impactou significativamente a receita variável do *Upstream*, ampliando a margem variável do segmento. Como resultado, o EBITDA ajustado (excluindo poços secos) do segmento apresentou crescimento de 208,8% no 2T21 comparado ao 2T20.

Outros Ativos de Geração

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)			(R\$ milhões)		
	2T21	2T20	%	1S21	1S20	%
Receita Operacional Bruta	378,9	213,3	77,6%	722,1	615,3	17,4%
Receita Fixa	217,2	209,0	3,9%	434,4	418,0	3,9%
Receita Variável	161,7	4,3	3638,8%	287,7	197,3	45,8%
CCEAR ¹	160,1	0,9	18405,9%	279,5	105,9	164,0%
Mercado de curto prazo	1,6	3,5	-53,4%	8,2	91,4	-91,0%
Lastro (FID)	1,3	-	N/A	1,3	74,2	-98,2%
Hedge Ressarcimento	-	3,2	N/A	9,4	14,7	-36,0%
Outros	0,3	0,2	46,4%	(2,5)	2,6	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(39,9)	(22,0)	81,0%	(76,2)	(67,5)	12,9%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(0,8)	0,1	N/A	(1,2)	(3,6)	-67,9%
Receita Operacional Líquida	339,0	191,3	77,2%	645,9	547,8	17,9%
Custos Operacionais	(240,5)	(107,6)	123,6%	(453,3)	(369,9)	22,5%
Custo Fixo	(62,6)	(55,0)	13,8%	(123,7)	(107,7)	14,9%
Transmissão e encargos regulatórios	(14,1)	(13,7)	2,3%	(28,2)	(27,4)	3,0%
O&M	(48,6)	(41,3)	17,7%	(95,5)	(80,3)	19,0%
Custo Variável	(128,9)	(5,6)	2190,3%	(231,4)	(168,5)	37,3%
Combustível	(121,3)	0,0	N/A	(209,8)	(80,0)	162,1%
Lastro (FID)	(1,3)	-	N/A	(1,3)	(67,3)	-98,1%
Hedge Ressarcimento	-	(3,4)	N/A	(8,8)	(10,6)	-16,9%
Outros	(6,3)	(2,3)	170,1%	(11,4)	(10,7)	7,4%
Depreciação e Amortização	(49,0)	(46,9)	4,4%	(98,2)	(93,7)	4,9%
Despesas Operacionais	(5,9)	(5,6)	6,0%	(12,3)	(10,9)	12,4%
SG&A	(5,6)	(5,4)	3,2%	(11,6)	(10,6)	9,5%
Depreciação e Amortização	(0,3)	(0,2)	86,5%	(0,7)	(0,3)	100,0%
Outras receitas/despesas	(0,9)	1,0	N/A	9,5	0,9	996,7%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	140,9	126,2	11,7%	288,8	261,9	10,3%
% Margem EBITDA	41,6%	66,0%	-24,4 p.p.	44,7%	47,8%	-3,1 p.p.

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

No 2T21, a receita operacional líquida apresentou crescimento de 77,2% em relação ao 2T20, devido ao maior despacho das usinas no 2T21 (49% em Itaqui e 42% em Pecém II) comparado ao 2T20, período em que ambas ficaram desligadas, combinado ao aumento do CVU médio no período, em função da elevação de preço da *commodity* CIF-ARA e da taxa de câmbio.

	2T21	2T20
Preço do carvão (US\$/ton)	76,0	42,8
CVU médio Itaqui (R\$/MWh)	243,3	142,1
CVU médio Pecém II (R\$/MWh)	249,4	147,5

Em relação aos custos fixos, no 2T21, houve crescimento de 13,8% em relação ao 2T20, devido principalmente aos encargos trabalhistas incorridos com o exercício do ILP que maturou no 2T21, totalizando R\$ 3,9 milhões no trimestre. Desse montante, Pecém II concentrou R\$ 3,3 milhões, o que impactou negativamente a margem fixa desta usina.

Os custos variáveis apresentaram crescimento de R\$ 123,3 milhões no 2T21 em relação ao 2T20, em função dos maiores custos com a compra de carvão, devido à maior geração de energia no período vs. 2T20.

O EBITDA do segmento apresentou crescimento de 11,7% no 2T21 comparado ao 2T20, impulsionado, principalmente, pelo aumento da margem variável nas usinas no período (R\$ 16/MWh em Itaqui e R\$ 38/MWh em Pecém II). O resultado positivo foi devido ao efeito do descasamento entre a receita variável contratual (CVU) mais elevada recebida com a venda do carvão no trimestre comparada ao custo médio do estoque do carvão adquirido em períodos anteriores. Como os CVUs de ambas as usinas a carvão são atrelados ao CIF-ARA e à taxa de câmbio do mês anterior ao mês de competência da geração, e a variação destes indexadores elevou o CVU no 2T21, a energia vendida no trimestre foi remunerada a um valor superior ao contabilizado no custo médio do estoque de carvão.

Comercializadora

Este segmento é composto pela controlada indireta ENEVA Comercializadora de Energia Ltda que 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 - Comercializadora	(R\$ milhões)					
	2T21	2T20	%	1S21	1S20	%
Receita Operacional Líquida	67,1	45,4	47,8%	178,6	240,7	-25,8%
Custos Operacionais	(64,7)	(42,7)	51,4%	(174,8)	(234,7)	-25,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(64,6)	(42,6)	51,5%	(174,7)	(234,5)	-25,5%
Outros	(0,1)	(0,1)	-23,0%	(0,1)	(0,2)	-39,6%
Despesas Operacionais	(1,7)	(1,4)	23,0%	(4,6)	(2,8)	64,0%
SG&A	(1,7)	(1,3)	23,2%	(4,6)	(2,8)	64,5%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	0,0%	(0,0)	(0,0)	0,0%
Outras receitas/despesas	(0,0)	(0,0)	800,0%	(0,0)	(0,0)	7,1%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	0,8	1,4	-41,7%	(0,8)	3,2	N/A
% Margem EBITDA	1,2%	3,0%	-1,8 p.p.	-0,4%	1,3%	-1,8 p.p.

No 2T21, a **receita operacional líquida** do segmento de comercialização totalizou R\$ 67,1 milhões, aumento de R\$ 21,7 milhões frente ao registrado no 2T20, principalmente em função do maior volume de energia comercializada, que atingiu 881 GWh no 2T21 comparado a 565 GWh no 2T20. No entanto, os custos operacionais seguiram praticamente a mesma tendência de crescimento da receita, em virtude da realização de preços acima do patamares previstos para o período. Esses preços elevados foram reflexo da deterioração do cenário hidrológico no Sudeste e Sul, levando a novas solicitações de restrições de geração de usinas hidrelétricas, combinado à redução de geração das usinas não simuladas.

Como resultado, o **EBITDA** do segmento de Comercialização totalizou R\$ 0,8 milhões no 2T21, comparado a R\$ 1,4 milhão no 2T20.

Holding & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A., além das subsidiárias criadas para a originação e desenvolvimento de projetos. A Eneva S.A. incorpora também os negócios do segmento de *Upstream*. 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.

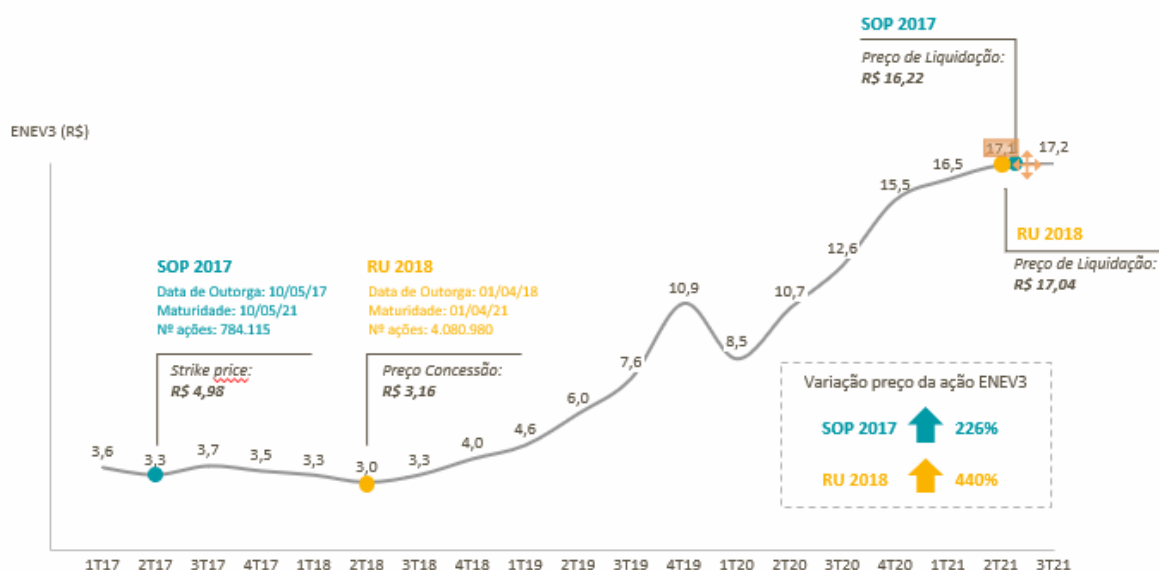
DRE - Controladora e Outros	(R\$ milhões)					
	2T21	2T20	%	1S21	1S20	%
Receita Operacional Líquida	0,1	0,0	631,4%	0,4	0,1	188,5%
Custos Operacionais	(0,4)	(0,3)	74,9%	(1,0)	(0,8)	31,5%
Despesas Operacionais	(105,8)	(55,1)	91,9%	(160,5)	(88,2)	82,0%
SG&A	(33,8)	(32,1)	5,2%	(61,4)	(57,5)	6,6%
Despesas com SOP/incentivo longo prazo	(65,5)	(16,6)	295,4%	(86,1)	(17,8)	383,0%
Depreciação e Amortização	(6,5)	(6,5)	0,9%	(13,0)	(12,8)	1,4%
Outras receitas/despesas	7,8	17,4	-54,8%	16,3	17,4	-6,3%
Equivalência Patrimonial ¹	108,1	109,1	-0,8%	243,0	264,1	-8,0%
EBITDA ICVM 527/12	16,4	77,5	-78,8%	111,3	205,6	-45,8%
EBITDA ex Equivalência	(91,7)	(31,5)	190,8%	(131,7)	(58,5)	125,0%

1- A Equivalência Patrimonial consolida os resultados referentes às controladas da Eneva S.A. e ENEVA Participações S.A. e é praticamente 100% eliminada no resultado consolidado.

No 2T21, as **despesas operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 99,3 milhões, comparadas a R\$ 48,7 milhões no 2T20. Essa variação foi basicamente em função do impacto de R\$ 65,5 milhões no 2T21 referente a despesas relacionadas aos planos de ILP. Desse montante, R\$ 54,2 milhões foram desembolsos de caixa para pagamentos de impostos incorridos com o exercício dos planos que maturaram no trimestre e os demais R\$ 11,3 milhões se referem às apropriações dos planos vigentes.

O elevado volume de despesas relacionadas ao pagamento de encargos trabalhistas associados aos ILPs maturados no 2T21 foi resultado principalmente da valorização expressiva da cotação das ações da Companhia desde a época da outorga dos ILPs até as respectivas datas de exercício dos mesmos, impactando os preços de liquidação, conforme mostra o gráfico abaixo:

Evolução ENEV3. Strike vs. Preço de Liquidação



Do total de R\$ 54,2 milhões desembolsados no 2T21 com ILP, R\$ 44,5 milhões se referem ao plano de *Restricted Units* outorgado em 2018, ao passo que R\$ 9,7 milhões se referem ao programa de *Stock Options* de 2017.

Adicionalmente, no 2T21 também foi registrada receita líquida de R\$ 7,8 milhões na linha “Outras receitas/despesas”, em grande parte impactada pelo reconhecimento de créditos de anos anteriores após a decisão favorável para a Companhia acerca da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Cofins.

O EBITDA, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é quase totalmente eliminada na visão consolidada da Companhia), ficou negativo em R\$ 91,7 milhões no 2T21, comparado a um valor negativo de R\$ 32,8 milhões no 1T20, tendo sido impactado, principalmente, pelas despesas relacionados aos planos de ILP da Companhia.

Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro	(R\$ milhões)					
	2T21	2T20	%	1S21	1S20	%
Receitas Financeiras	15,5	17,8	-12,6%	28,3	40,3	-29,8%
Receitas de aplicações financeiras	14,0	14,6	-4,2%	22,1	33,7	-34,5%
Multas e juros recebidos	0,0	1,7	-97,7%	0,0	2,5	-98,1%
Juros sobre debêntures	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	1,5	1,5	0,3%	6,1	4,1	51,0%
Despesas Financeiras	(56,6)	(79,7)	-29,0%	(100,0)	(178,9)	-44,1%
Multas e juros de mora	(2,0)	(3,2)	-38,5%	(2,1)	(3,5)	-38,8%
Encargos de dívida ¹	(3,2)	(33,6)	-90,4%	(6,5)	(69,8)	-90,7%
Juros sobre provisão de abandono	(5,8)	0,7	N/A	(9,9)	(0,4)	2577,2%
Comissões e corretagens financeiras	(1,0)	(1,6)	-41,5%	(1,9)	(2,8)	-32,4%
IOF/IOC	(0,5)	(0,8)	-36,9%	(1,4)	(1,3)	8,0%
Juros sobre debêntures	(35,5)	(39,8)	-10,9%	(63,1)	(83,3)	-24,3%
Outros	(8,6)	(1,3)	581,6%	(15,0)	(17,8)	-15,7%
Varição cambial e monetária líquida	0,3	(0,1)	N/A	(12,4)	2,4	N/A
Perdas/ganhos com derivativos	(9,1)	(2,8)	230,0%	(6,8)	6,9	N/A
Resultado Financeiro Líquido	(49,8)	(64,8)	-23,1%	(90,8)	(129,3)	-29,8%

1 - Inclui amortizações sobre os custos de transação.

No 2T21, a Companhia registrou resultado financeiro líquido negativo de R\$ 49,8 milhões, comparado ao resultado negativo de R\$ 64,8 milhões no 2T20. O melhor resultado foi principalmente em função de:

- i) Redução de R\$ 30,4 milhões nas despesas com encargos de dívida, decorrente da capitalização dos encargos relacionados aos financiamentos dos projetos ainda não operacionais (Parnaíba V e Azulão-Jaguatirica)¹¹ e pela liquidação antecipada de dívidas antigas mais onerosas através de emissões de debêntures em melhores condições ao longo de 2020;
- ii) Queda de R\$ 4,3 milhões nas despesas com juros sobre debêntures, relacionada à liquidação antecipada da 4ª Emissão de Debêntures da Eneva.

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. No 2T21, a linha de Encargos de Dívida está sendo afetada apenas pelo financiamento da FINEP, sendo os demais contabilizados no Ativo durante o período da obra.

Investimentos

Capex	(R\$ milhões)					
	2T20	3T20	4T20	2020	1T21	2T21
Geração a Carvão	17,3	(2,2)	20,2	37,9	3,1	14,3
Pecém II	1,2	(7,2)	7,8	2,5	(0,6)	1,5
Itaqui	16,1	5,0	12,4	35,4	3,7	12,8
Geração a Gás	92,3	31,4	6,9	135,2	39,0	15,5
Parnaíba I ¹	59,0	17,5	3,9	81,1	41,4	0,4
Parnaíba II ²	26,3	9,6	2,3	41,8	3,8	6,7
Parnaíba III ²	6,9	4,2	0,5	11,6	0,8	2,9
Parnaíba IV ²	0,2	0,1	0,2	0,6	(7,0)	5,5
Parnaíba V ³	165,3	79,1	270,3	705,3	124,7	63,4
Azulão-Jaguatirica	383,8	255,4	284,3	1.209,3	199,5	225,1
Upstream	43,0	47,9	42,8	174,8	39,7	132,8
Poços secos	0,5	10,1	8,6	19,3	4,2	9,0
Geração Distribuída	7,1	(7,2)	0,8	(0,9)	0,1	0,3
 Holding	1,2	3,0	4,6	10,7	1,4	1,8
Total	710,1	407,4	629,9	2.272,4	407,4	453,2

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

1 - O capex de Parnaíba I é apresentado separadamente ao de Parnaíba V e da Comercializadora. 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 - Inclui capex da Eneva Comercializadora.

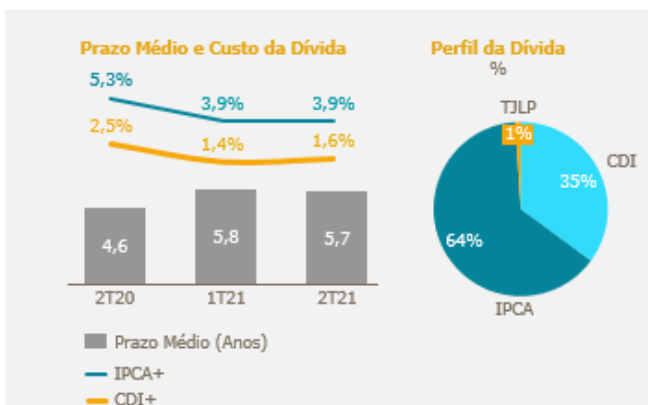
No 2T21, os investimentos totais somaram R\$ 453,2 milhões. Deste montante, 64% foi destinado às construções do projeto integrado Azulão-Jaguatirica e da UTE Parnaíba V, com previsão de conclusão no 4T21 e 1T22, respectivamente.

O segmento de *Upstream* foi responsável por 29% do capex total do trimestre. Do total investido no segmento, R\$ 58,0 milhões estão associados ao desenvolvimento do campo de Gavião Preto, e referem-se à entrega de parte da tubulação necessária e terraplanagem parcial de algumas áreas. Adicionalmente, foram contabilizados R\$ 43,8 milhões direcionados ao pagamento dos bônus de assinatura dos ativos adquiridos no 2º Ciclo da Oferta Permanente.

Na UTE Itaqui, destaca-se também um valor de R\$ 12,0 milhões no trimestre, referente às atividades associadas à *Major Overhaul* realizada entre o 1T21 e 2T21.

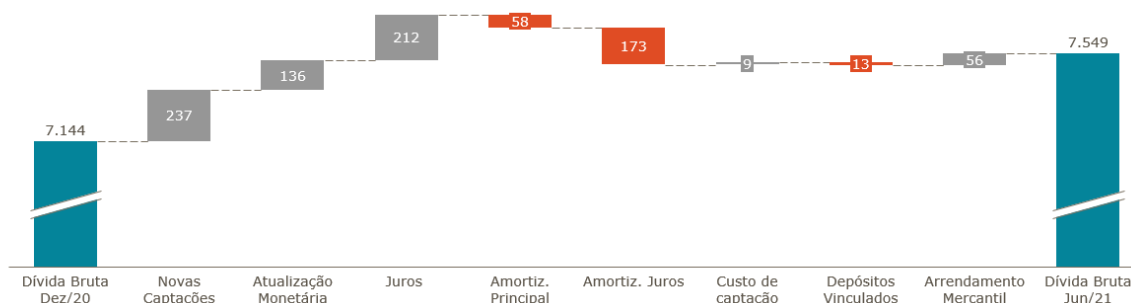
Endividamento

A dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação), em 30 de junho de 2021, totalizava R\$ 7.549 milhões, comparada a uma dívida de R\$ 7.438 milhões registrada no final de março de 2021. Ao final do 2T21, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de 5,7 e o spread médio para as dívidas indexadas ao IPCA era de 3,9% e para as demais dívidas da Companhia era de 1,6% acima do CDI.¹²



Evolução da Dívida Bruta

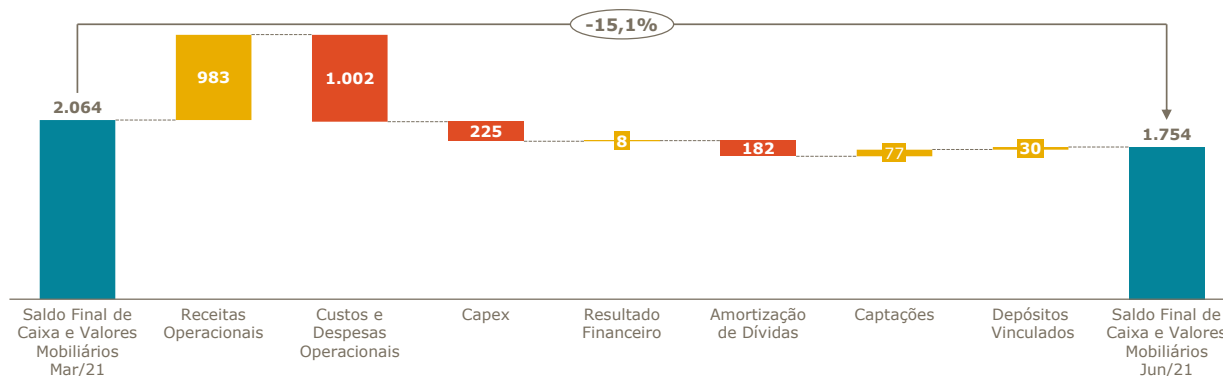
(R\$ milhões)



Em maio de 2021, a Companhia desembolsou R\$ 77 milhões, referentes ao contrato junto ao BNB para a implantação da UTE Parnaíba V. Até o final do 2T21, já havia sido desembolsado um total de R\$ 611 milhões, de um montante contratual total previsto de R\$ 843 milhões.

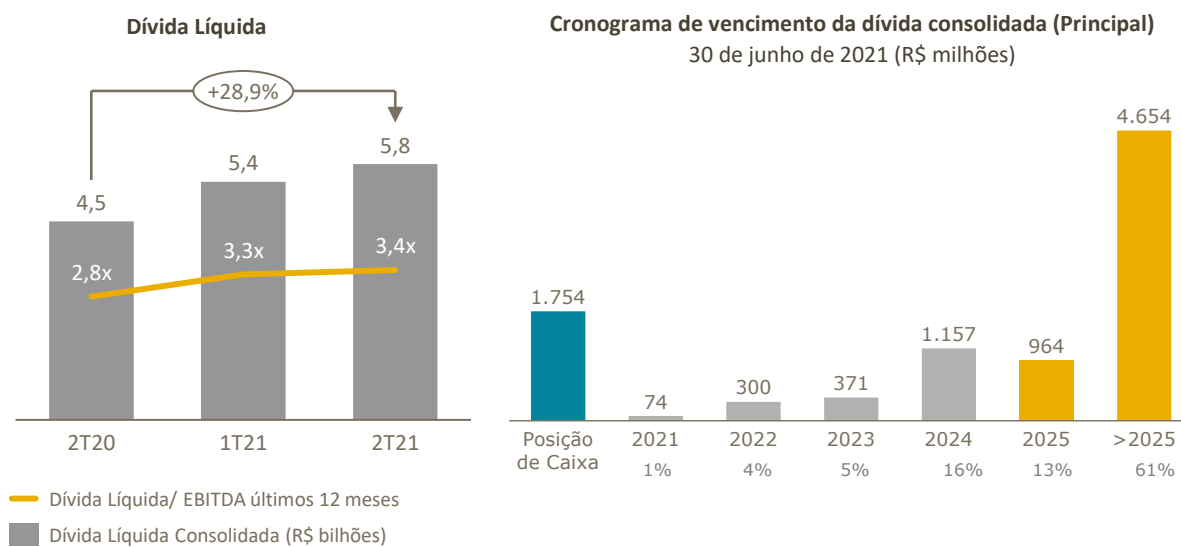
Ao final de junho de 2021, o saldo de caixa consolidado da Companhia (caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) era de R\$ 1.754 milhões, versus R\$ 2.064 milhões no final de março de 2021, sem contemplar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, de R\$ 89 milhões.

Evolução do saldo de caixa e valores mobiliários no 2T21 (R\$ milhões)



¹² O custo da dívida em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em TJLP e taxa pré-fixada. No 2T20, a composição da dívida era 46% CDI, 35% IPCA, 14% TJLP e 5% Taxa pré-fixada.

A dívida líquida consolidada totalizava R\$ 5.795 milhões no final do período, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA dos últimos 12 meses de 3,4x.



Mercado de Capitais

ENEV3	2T21	1T21	2T20	12 meses
Nº de ações - final período ¹	1.266.038.219	1.265.094.016	1.263.070.732	-
Cotação fechamento - final período (R\$/ação) ¹	16,98	16,70	11,25	-
Ações negociadas (MM) - média diária ¹	6,7	8,8	7,9	7,4
Volume financeiro (R\$ MM) - média diária	103,3	129,6	66,1	101,4
Valor de mercado - final período (R\$ MM) ²	21.497	21.127	14.203	-
Enterprise value - final período (R\$ MM) ³	27.293	26.502	18.668	-

¹ O número de ações no final de período, a cotação de fechamento de final de período e a quantidade de ações negociadas (média diária) anteriores a 12 de março de 2021 foram ajustados para refletir o desdobramento de ações realizado pela Companhia naquela data, aprovado em Reunião de Conselho de Administração em 11 de março de 2021, na proporção de 1 ação para 4 ações, com consequente divisão por 4 do preço de cada ação.

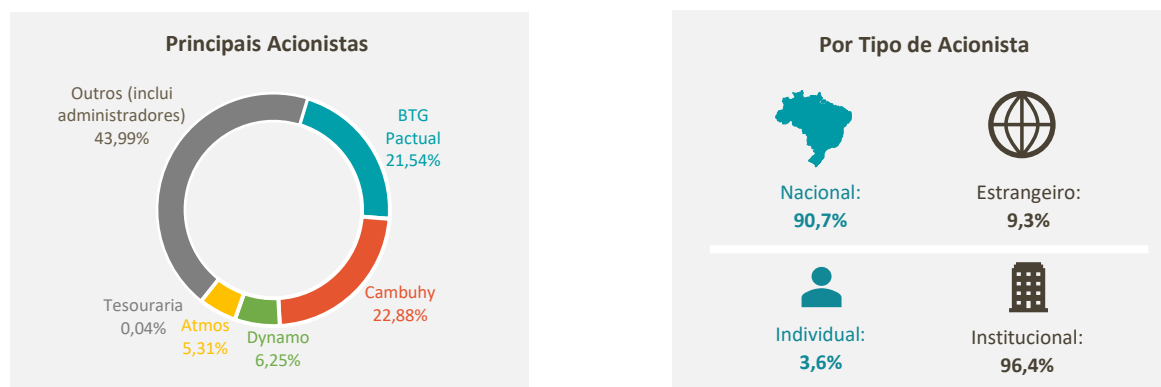
² Valor de Mercado considera 100% das ações da Eneva, incluindo ações detidas por administradores.

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 2021, o capital social da Companhia era composto por 1.266.038.219 ações ordinárias, com 99,73% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

Perfil do Capital Social da ENEVA
30 de junho de 2021



Em 14 de abril de 2021, foi realizado um aumento capital social dentro do limite do capital autorizado, com a emissão de 160.088 ações ordinárias, decorrente do exercício de opções outorgadas a determinado administrador no âmbito do Terceiro Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia aprovado pelo Conselho de Administração. Com isso, o capital social da ENEVA passou a totalizar 1.265.254.104 ações.

Um novo aumento de capital social foi realizado em 20 de maio de 2021, dentro do limite do capital autorizado, havendo uma emissão de 784.115 ações ordinárias, resultante do exercício de opções outorgadas a determinado administrador no âmbito do Segundo Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia aprovado pelo Conselho de Administração. Desse modo, o capital social da ENEVA passou a totalizar 1.266.038.219 ações.

Eventos Subsequentes ao 2T21

Excludente de responsabilidade UTE Jaguatirica II: em 27 de Julho de 2021, a Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou a alteração do cronograma de implantação da usina termelétrica Jaguatirica II e postergou o termo inicial do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados (“Contrato”) de 28 de junho de 2021 para 27 de janeiro de 2022, ou a data de efetivo início da operação comercial da usina, o que ocorrer primeiro. O prazo de suprimento do Contrato manteve-se inalterado, com a consequente postergação de seu termo final de 27 de junho de 2036 para 26 de janeiro de 2037.

Relatório de Sustentabilidade 2020: em 30 de julho de 2021, a Eneva divulgou o seu Relatório Anual de Sustentabilidade de 2020, que objetiva dividir com toda a sociedade, comunidades do entorno das operações, colaboradores e terceiros, fornecedores, bem como acionistas e investidores, o impacto das principais ações da Companhia ao longo de 2020. O documento se encontra no website de Relação com Investidores da Eneva.

Relatório Executivo de Auditoria de Reservas e Recursos Contingentes: em 02 de Agosto de 2021, a Companhia divulgou os resultados do Relatório Executivo de Auditoria das Reservas e Recursos de Certos Campos nos quais a ENEVA detém participação, nas Bacias do Amazonas e do Solimões, referente a 30 de junho de 2021, elaborado pela consultoria independente Gaffney, Cline & Associates, Inc . O documento se encontra no website de Relação com Investidores da Eneva.

Iniciativas ESG - Ambiental, Social e Governança

Buscando entender as demandas e expectativas de nossos *stakeholders*, como líderes comunitários, alta administração, investidores e credores, especialistas do setor e colaboradores, atualizamos nosso estudo de materialidade e definimos os ODS correlacionados aos nossos temas prioritários, que passarão a ser contemplados em nossa estratégia. A partir disso, comprometidos com a transparência e a demonstração de geração de valor, a Eneva publicou em julho o Relatório de Sustentabilidade de 2020, que pode ser acessado pelo site de Relações com Investidores da Companhia.

Indicadores-chave ESG

A partir da divulgação de seu 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 2021. 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	2T21	1T21
Operações	Capacidade de geração instalada por fonte (MW)	2.156,5	2.156,5
	Carvão	725,0	725,0
	Gás	1.428,0	1.428,0
	Renováveis	3,5	3,5
	Uso de combustível para produção de energia ¹		
	Carvão (ton/MWh)	0,8	0,8
	Gás (m ³ /MWh)	991,9	986,0
	Eficiência (%) ²		
	Itaqui	36,5%	35,7%
	Pecem II	37,1%	36,5%
	Parnaíba I	33,0%	35,7%
	Parnaíba II	54,0%	54,3%
	Parnaíba III	36,0%	36,1%
	Parnaíba IV	42,0%	42,2%
Meio Ambiente	Emissão de GEE - Escopos I e II [tCO ₂ e] ³	1.437.472,5	1.290.746,4
	Taxa de Emissão de GEE - Escopos I e II (eficiência) [tCO ₂ e/MWh]	0,6	0,6
	Captação de Água Nova [m ³] ^{3 4}	2.929.887,5	2.317.180,6
	Taxa de Captação de Água Nova (eficiência) [m ³ /MWh]	1,2	1,0
	Consumo de Água Nova [m ³] ^{3 4}	1.588.746,0	1.741.445,9
	Geração de Efluentes Industriais [m ³] ^{3 4}	1.742.207,6	576.462,9
	Taxa de Geração de Efluentes Industriais (eficiência) [m ³ /MWh] ³	0,5	0,3
Saúde & Segurança ⁵	Fatalidades	-	-
	Taxa de Fatalidade (FAT)	-	-
	Afastamento por acidente	3,0	3,0
	Taxa de afastamento por acidente (LTIF) ⁶	0,7	0,8
	Taxa Total de Incidentes Reportáveis (TRIR)	2,2	2,2
Colaboradores	Total de colaboradores próprios (#)	1.084,0	1.050,0
	% de mulheres na força de trabalho própria	22,0%	22,0%
	Turnover voluntário (%)	0,8%	1,0%
	Total de colaboradores terceiros (#)	6.167,0	5.844,0
Responsabilidade Social	Investimentos não-incentivados (R\$ M)	0,4	0,1
	Investimentos incentivados (Fundo da Infância e Adolescência, Lei de Incentivo à Cultura, Lei do Esporte, Saúde e outros) (R\$ M)	0,2	-
	Execução dos Programas Sócio-Econômico (R\$M)	0,4	0,2
	Investimentos Sociais COVID-19 (R\$ M) ⁷	0,4	3,7
Governança	Número de casos de corrupção reportados ao Comitê de Auditoria e condenados	-	-
	Número de violações do Código de Conduta reportadas	8,0	8,0

1- 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

2- Eficiência = 3600/net heat rate

3- Dados do 1T21 reajustados após conferência de reporte das unidades operacionais

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

5- Números consideram apenas acidentes típicos

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

7- Considera investimentos e despesas totais (Doações, materiais, serviços, testes e outros)

Anexos

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

Os números dos quadros são apresentados pro-forma, considerando o ressarcimento por indisponibilidade em deduções da receita bruta.

DRE - 2T21 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	615,3	289,8	(288,3)	616,9	378,9	73,9	0,2	(21,4)	1.048,5
Deduções da Receita Bruta	(62,5)	(34,1)	55,4	(41,2)	(39,9)	(6,8)	(0,0)	2,0	(86,0)
Receita Operacional Líquida	552,8	255,8	(232,9)	575,7	339,0	67,1	0,1	(19,4)	962,5
Custos Operacionais	(440,3)	(83,9)	232,9	(291,3)	(240,5)	(64,7)	(0,4)	19,4	(577,6)
Depreciação e amortização	(42,6)	(33,1)	-	(75,8)	(49,0)	-	(0,0)	-	(124,8)
Despesas Operacionais ¹	(11,9)	(34,6)	-	(46,5)	(5,9)	(1,7)	(105,8)	(3,4)	(163,3)
SG&A	(9,3)	(13,8)	-	(23,1)	(5,6)	(1,7)	(99,3)	-	(129,7)
Depreciação e amortização	(2,5)	(2,5)	-	(5,0)	(0,3)	(0,0)	(6,5)	(3,4)	(15,3)
Outras receitas/despesas	0,4	(0,1)	-	0,3	(0,9)	(0,0)	7,8	(0,2)	7,0
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	108,1	(108,3)	(0,2)
EBITDA ICVM 527/12	146,2	172,8	(0,0)	318,9	140,9	0,8	16,4	(108,5)	368,6
Resultado Financeiro Líquido	(21,8)	0,0	-	(21,8)	(26,6)	(8,6)	7,2	(0,0)	(49,8)
EBT	79,2	137,2	(0,0)	216,3	65,0	(7,9)	17,1	(112,0)	178,6
Impostos Correntes	(4,0)	-	-	(4,0)	(3,0)	-	(28,8)	-	(35,9)
Impostos Diferidos	(9,1)	-	-	(9,1)	(10,5)	3,5	(8,3)	-	(24,4)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,2
Resultado Líquido	66,0	137,2	(0,0)	203,2	51,5	(4,4)	(19,9)	(112,2)	118,1

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

DRE - 2T20 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	318,7	112,9	(112,8)	318,8	213,3	50,0	0,0	(7,0)	575,2
Deduções da Receita Bruta	(32,2)	(11,0)	14,4	(28,9)	(22,0)	(4,6)	(0,0)	(0,9)	(56,5)
Receita Operacional Líquida	286,5	101,9	(98,5)	289,9	191,3	45,4	0,0	(7,9)	518,7
Custos Operacionais	(173,2)	(27,5)	98,5	(102,3)	(107,6)	(42,7)	(0,3)	7,9	(244,9)
Depreciação e amortização	(28,8)	(12,4)	3,5	(37,7)	(46,9)	-	(0,0)	-	(84,7)
Despesas Operacionais ¹	(7,7)	(35,8)	-	(43,5)	(5,6)	(1,4)	(55,1)	(3,4)	(109,0)
SG&A	(7,6)	(4,5)	-	(12,1)	(5,4)	(1,3)	(48,7)	-	(67,6)
Depreciação e amortização	(0,1)	(6,1)	-	(6,2)	(0,2)	(0,0)	(6,5)	(3,4)	(16,3)
Outras receitas/despesas	(1,8)	(1,1)	-	(2,9)	1,0	(0,0)	17,4	0,1	15,6
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	109,1	(109,9)	(0,8)
EBITDA ICVM 527/12	132,7	55,9	(3,5)	185,1	126,2	1,4	77,5	(109,8)	280,4
Resultado Financeiro Líquido	(23,8)	(1,0)	(0,0)	(24,8)	(33,3)	(2,1)	(4,6)	-	(64,8)
EBT	79,9	36,5	0,0	116,4	45,8	(0,8)	66,5	(113,2)	114,7
Impostos Correntes	(2,8)	-	-	(2,8)	(1,6)	(0,5)	(3,2)	-	(8,1)
Impostos Diferidos	(10,9)	-	-	(10,9)	(9,5)	-	(0,7)	-	(21,1)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,3)	(0,3)
Resultado Líquido	66,1	36,5	0,0	102,6	34,8	(1,3)	62,6	(112,9)	85,8

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

DRE - 1S21 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	1.241,9	566,3	(563,2)	1.245,0	722,1	196,8	0,5	(63,4)	2.100,9
Deduções da Receita Bruta	(126,2)	(78,5)	106,2	(98,5)	(76,2)	(18,2)	(0,0)	5,9	(187,0)
Receita Operacional Líquida	1.115,8	487,8	(457,0)	1.146,5	645,9	178,6	0,4	(57,6)	1.913,9
Custos Operacionais	(865,8)	(177,5)	457,0	(586,3)	(453,3)	(174,8)	(1,0)	57,6	(1.157,8)
Depreciação e amortização	(85,3)	(74,1)	-	(159,4)	(98,2)	-	(0,0)	-	(257,6)
Despesas Operacionais ¹	(25,1)	(53,2)	-	(78,3)	(12,3)	(4,6)	(160,5)	(6,8)	(262,5)
SG&A	(20,1)	(19,9)	-	(40,0)	(11,6)	(4,6)	(147,5)	-	(203,6)
Depreciação e amortização	(5,1)	(5,1)	-	(10,1)	(0,7)	(0,0)	(13,0)	(6,8)	(30,7)
Outras receitas/despesas	3,6	(0,5)	-	3,1	9,5	(0,0)	16,3	0,1	29,1
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	243,0	(243,2)	(0,1)
EBITDA ICVM 527/12	318,8	335,8	0,0	654,6	288,8	(0,8)	111,4	(243,1)	810,8
Resultado Financeiro Líquido	(46,4)	0,0	-	(46,4)	(65,4)	(6,0)	27,0	0,0	(90,8)
EBT	182,0	256,6	0,0	438,6	124,5	(6,9)	125,4	(249,9)	431,7
Impostos Correntes	(9,7)	-	-	(9,7)	(4,7)	-	(29,4)	-	(43,7)
Impostos Diferidos	(24,4)	-	-	(24,4)	(26,0)	2,3	(18,6)	-	(66,7)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0
Resultado Líquido	147,9	256,6	0,0	404,5	93,8	(4,6)	77,4	(249,9)	321,3

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

DRE - 1S20 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	937,6	346,9	(345,2)	939,3	615,3	265,2	0,2	(218,9)	1.601,1
Deduções da Receita Bruta	(93,6)	(39,1)	61,2	(71,5)	(67,5)	(24,5)	(0,0)	20,2	(143,3)
Receita Operacional Líquida	844,0	307,8	(284,1)	867,8	547,8	240,7	0,1	(198,6)	1.457,8
Custos Operacionais	(544,7)	(99,4)	282,9	(361,2)	(369,9)	(234,7)	(0,8)	198,6	(767,9)
Depreciação e amortização	(57,7)	(52,6)	5,4	(104,9)	(93,7)	-	(0,0)	-	(198,5)
Despesas Operacionais ¹	(13,3)	(73,1)	-	(86,4)	(10,9)	(2,8)	(88,2)	(6,8)	(195,2)
SG&A	(13,2)	(10,4)	-	(23,6)	(10,6)	(2,8)	(75,4)	-	(112,3)
Depreciação e amortização	(0,2)	(11,1)	-	(11,3)	(0,3)	(0,0)	(12,8)	(6,8)	(31,3)
Outras receitas/despesas	(18,8)	(1,5)	-	(20,3)	0,9	(0,0)	17,4	0,3	(1,6)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	264,1	(271,3)	(7,2)
EBITDA ICVM 527/12	325,0	197,6	(6,6)	516,0	261,9	3,2	205,6	(271,0)	715,7
Resultado Financeiro Líquido	(51,6)	(1,8)	1,2	(52,2)	(75,0)	7,7	(9,9)	-	(129,3)
EBT	215,6	132,1	0,0	347,7	92,9	10,9	182,9	(277,8)	356,5
Impostos Correntes	(17,5)	-	-	(17,5)	(2,3)	(0,8)	(3,2)	-	(23,7)
Impostos Diferidos	(31,9)	-	-	(31,9)	(32,5)	(0,9)	(2,4)	-	(67,7)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,5)	(0,5)
Resultado Líquido	166,2	132,1	0,0	298,3	58,2	9,1	177,3	(277,4)	265,5

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