

DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 1T21



Relações com Investidores

+55 21 3721-3030

ri.eneva.com.br

Teleconferência de Resultados do 1T21



Quinta-Feira, 13 de maio de 2021

12h00 (Horário de Brasília) / 11h00 (US ET)



BRA +55 11 4210-1803 / +55 11 3181-8565

USA +1 412 717-9627 / UK + 44 20 3795-9972

Código de acesso: ENEVA



IBOVESPA B3

ENEVA Divulga Resultados do Primeiro Trimestre de 2021

EBITDA ajustado alcança R\$ 446,4 milhões, o melhor para um primeiro trimestre da história da Companhia

Rio de Janeiro, 12 de maio 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 primeiro trimestre findo em 31 de março de 2021 (1T21). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques do 1T21

- EBITDA ajustado alcança R\$ 446 milhões, aumento de 2,8% em relação ao 1T20, com melhora das margens fixas das usinas a gás, aumento da margem variável em Pecém II e menores gastos com sísmica em relação ao 1T20;
- Aumento de 13,0% do lucro líquido em relação ao 1T20, impulsionado pela melhoria do resultado operacional e financeiro;
- Posição de caixa e equivalentes de R\$ 2,1 bilhões no final do trimestre e alavancagem (dívida líquida/EBITDA últimos 12 meses) de 3,3x;
- Liberação de R\$ 112 milhões de parcelas dos financiamentos de Parnaíba V junto ao BNB e de R\$ 48 milhões de Azulão-Jaguatirica junto ao BASA, reforçando o caixa da Companhia para fazer frente aos investimentos em andamento;
- Declaração de comercialidade do Campo Gavião Belo, com volume *Pmean* de *gas-in-place* estimado de 6,78 bilhões de m³;
- Continuidade das iniciativas e doações voltadas à prevenção e combate à COVID-19, com destaque para a doação de uma usina de oxigênio para o maior hospital público de Roraima, o Hospital Geral de Roraima. A usina poderá suprir a necessidade de até 30 leitos de UTI para a Covid-19, com sua capacidade de produção de 30 metros cúbicos por hora.

Principais Indicadores

	1T21	1T20	%
Receita Operacional Líquida	951,4	939,1	1,3%
EBITDA ICVM 527/12	442,3	435,3	1,6%
EBITDA excluindo poços secos ¹	446,4	434,2	2,8%
Margem EBITDA ex poços secos	46,9%	46,2%	0,7 p.p.
Resultado Líquido	203,1	179,8	13,0%
Investimentos	407,4	524,9	-22,4%
Fluxo de Caixa Operacional	629,3	497,4	26,5%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões)	5,4	4,1	32,7%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m ²	3,3	2,6	27,8%

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

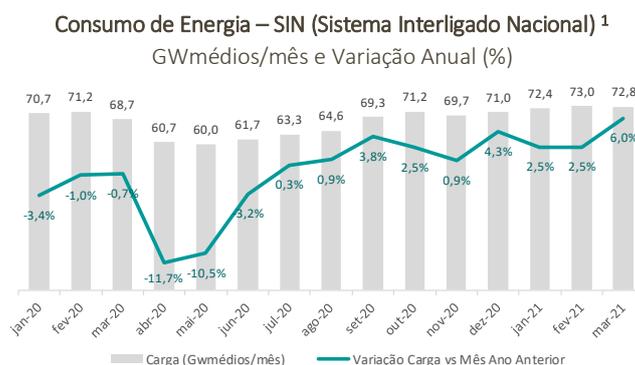
Dados operacionais						
		1T21	4T20	3T20	2T20	1T20
Itaqui	Disponibilidade (%)	24%	94%	100%	100%	96%
	Despacho (%)	25%	94%	0%	0%	55%
	Geração Líquida (GWh)	165	640	0	0	367
	Geração Bruta (GWh)	187	700	0	0	415
	Geração para ACR (%)	99,7%	98,7%	-	-	99,4%
	Geração para ACL (%)	0,3%	1,3%	-	-	0,6%
Pecém II	Disponibilidade (%)	99%	96%	100%	100%	98%
	Despacho (%)	54%	84%	0%	0%	50%
	Geração Líquida (GWh)	371	582	0	0	337
	Geração Bruta (GWh)	416	634	0	0	379
	Geração para ACR (%)	99,9%	98,8%	-	-	99,5%
	Geração para ACL (%)	0,1%	1,2%	-	-	0,5%
Parnaíba I	Disponibilidade (%)	98%	93%	87%	89%	96%
	Despacho (%)	60%	94%	2%	0%	60%
	Geração Líquida (GWh)	807	1.254	23	7	804
	Geração Bruta (GWh)	838	1.304	24	7	832
	Geração para ACR (%)	77,0%	75,8%	0,0%	0,0%	77,0%
	Geração para ACL (%)	23,0%	24,2%	100,0%	100,0%	23,0%
Parnaíba II	Disponibilidade (%)	39%	94%	93%	94%	98%
	Despacho (%)	86%	98%	97%	33%	62%
	Geração Líquida (GWh)	409	1.005	974	340	643
	Geração Bruta (GWh)	431	1.068	1.033	359	675
	Geração para ACR (%)	96,5%	98,7%	99,8%	97,6%	91,5%
	Geração para ACL (%)	3,5%	1,3%	0,2%	2,4%	8,5%
Parnaíba III	Disponibilidade (%)	99%	97%	100%	100%	93%
	Despacho (%)	51%	65%	0%	0%	35%
	Geração Líquida (GWh)	186	240	0	0	125
	Geração Bruta (GWh)	192	248	0	0	129
	Geração para ACR (%)	81,6%	59,6%	-	0,0%	75,3%
	Geração para ACL (%)	18,4%	40,4%	-	100,0%	24,7%
Parnaíba IV	Disponibilidade (%)	66%	92%	99%	100%	97%
	Despacho (%)	44%	97%	6%	0%	44%
	Geração Líquida (GWh)	48	104	7	0	48
	Geração Bruta (GWh)	50	113	7	0	50
	Geração para ACR (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Geração para ACL (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Upstream	Bacia do Parnaíba					
	Despacho UTG (%)	51%	86%	26%	9%	54%
	Produção (Bi m ³)	0,39	0,66	0,20	0,07	0,41
	Reservas remanescentes (Bi m ³)	25,6	26,0	23,4	23,6	23,7

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

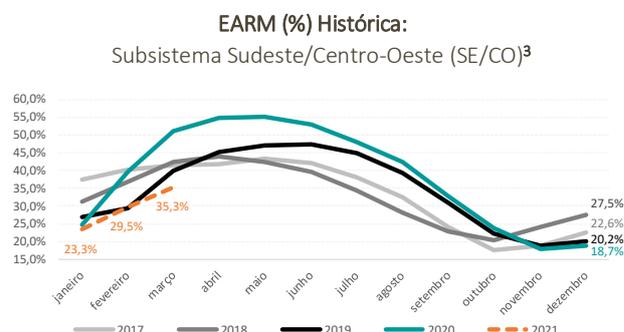
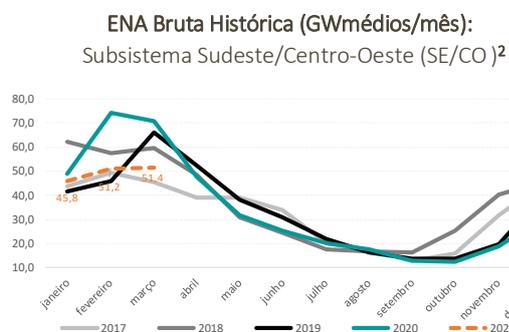
Geração de Energia

Contexto Setorial: Demanda por despacho termelétrico continua elevada no 1T21 em função do aumento do consumo e manutenção do cenário hidrológico desfavorável

Após a contração observada no 2T20, o consumo de energia elétrica no país manteve a trajetória de crescimento, observada a partir do 2S20. No 1T21, foram registrados maiores volumes de carga de energia do que no mesmo período de 2020. A recuperação do consumo vem sendo sustentada tanto pela gradual retomada da atividade econômica, após o choque inicial decorrente do impacto das medidas adotadas em 2020 para contenção da pandemia de COVID-19, quanto pelo impacto de fatores climatológicos, que vêm impulsionando o consumo desde o último trimestre de 2020.



As condições climáticas desfavoráveis no 4T20, com hidrologia abaixo do esperado, aliada a elevadas temperaturas médias registradas no período, prejudicaram a formação da Energia Natural Afluente (ENA), consequentemente reduzindo o volume de Energia Armazenada (EARM) dos reservatórios para níveis críticos. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), que concentra mais da metade do volume de água armazenada do Brasil, os reservatórios de partida no início de 2021 apresentavam volume de EAR de apenas 18,7% (EARM%), o menor patamar observado nos últimos anos. Continuando esta tendência, o 1T21 foi marcado por volumes de chuvas abaixo da média, o que é um agravante para o sistema, uma vez que o período úmido desse subsistema costuma englobar os primeiros meses do ano. Com isso, os reservatórios não têm se recuperado conforme o esperado e encerraram o 1T21 ainda em níveis historicamente baixos.



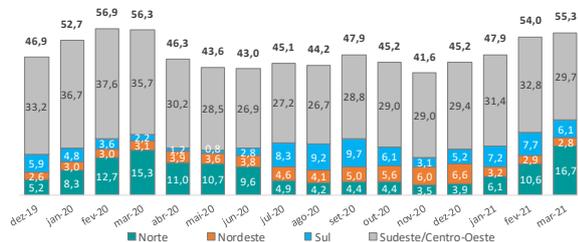
¹ Fonte: Dados disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 23/04/2021.

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 23/04/2021.

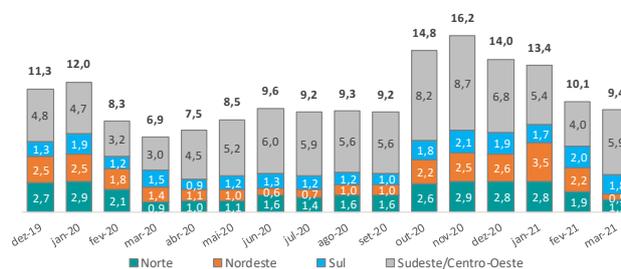
³ Fonte: Dados disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx e http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 23/04/2021.

Neste contexto de escassez de chuvas e incremento de carga, a geração por meio de fontes hidrelétricas apresentou redução no 1T21 quando comparada ao 1T20, de modo a preservar o nível dos reservatórios. Foi necessário o aumento do despacho termelétrico para fechar o balanço elétrico/energético do SIN. Dada a conjunção de fatores atípicos, a modalidade de despacho termelétrico fora da ordem de mérito também tem sido utilizada desde outubro de 2020 pelo ONS, conforme autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com o intuito de garantir a segurança elétrica e energética e preservar os reservatórios hidrelétricos. Desta forma, durante o 1T21, além de contar com as termelétricas que estavam na ordem de mérito para despacho, o ONS ainda contou com a possibilidade de despacho de outras usinas termelétricas, que não fizeram parte da decisão ótima dos modelos oficiais de otimização do despacho hidro-térmico.

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

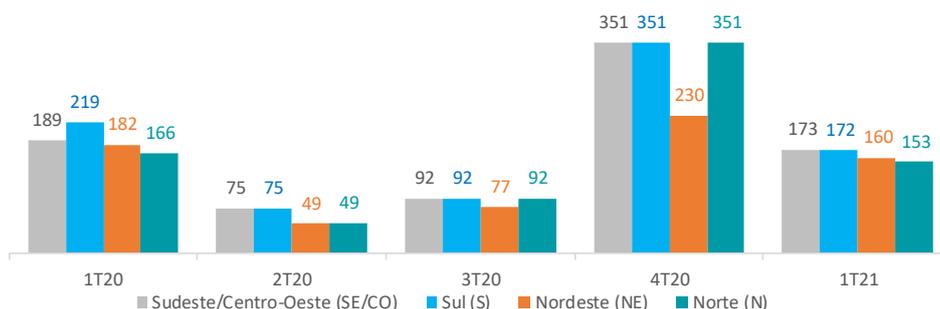


Geração de Energia Térmica – por Subsistema SIN
(GWmédios/mês)⁵



Apesar de o PLD ter atingido patamares elevados para um primeiro trimestre, o PLD médio de cada um dos subsistemas durante o 1T21 ficou ligeiramente inferior àqueles registrados no 1T20, mesmo com o aumento do despacho termelétrico no período. Este efeito foi decorrente do maior impacto da parcela da geração térmica proveniente da modalidade de geração para garantia de segurança energética, que não faz parte da formação de preços (PLD e CMO) do sistema.

PLD Médio Trimestre – por Subsistema SIN⁶



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.

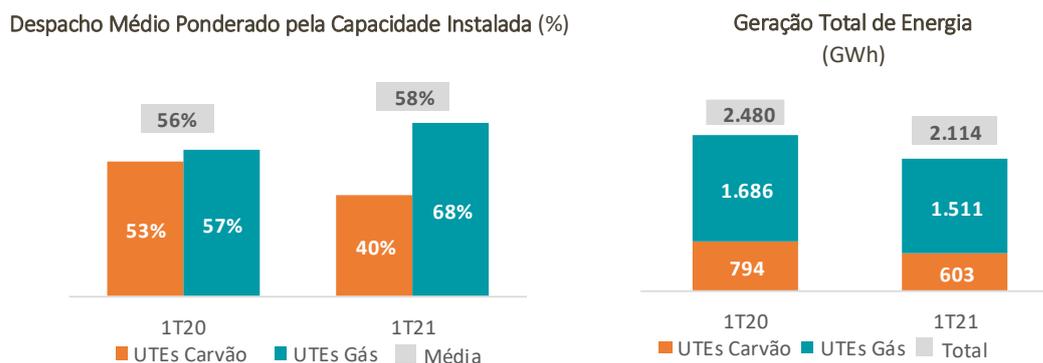
⁵ Fonte: Dados disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 23/04/2021.

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 23/04/2021.

Desempenho Eneva:

- Despacho atípico para o primeiro trimestre e geração impactada por manutenção corretiva em Parnaíba II e *Major Overhaul* em Itaqui

Para atender à demanda por energia termelétrica, principalmente nos dois primeiros meses de 2021, todas as usinas da ENEVA entraram na ordem de mérito de despacho ou foram despachadas para garantia energética durante algum período. O despacho cessou em março, quando historicamente se inicia o período de maior vazão nos rios onde estão as usinas a fio d'água do Norte, e desta forma todo o limite de escoamento/transmissão foi atingido e o CMO do submercado foi deslocado dos demais.



As UTEs a gás do Complexo Parnaíba foram despachadas em todo o mês de janeiro. O despacho em fevereiro se manteve bem parecido, a exceção de Parnaíba III, que despachou por aproximadamente 20 dias. Já em março, apenas Parnaíba II foi chamada a despacho (por cerca de uma semana).

No entanto, no início de fevereiro até o encerramento do trimestre, a UTE Parnaíba II ficou indisponível. Nesse período foram feitas algumas manutenções corretivas e foi realizada a manutenção preventiva das turbinas *Hot Gas Path* (HGP), que estava agendada para ocorrer em abril. Durante a indisponibilidade da usina, é necessário ressarcir o sistema pela energia não gerada para fazer frente ao despacho. Com isso, a usina apresentou menor geração de energia no trimestre vs. 1T20, mesmo em um cenário de aumento de despacho. A UTE Pecém II despachou em todo o mês de janeiro e cerca de três semanas em fevereiro. A UTE Itaqui despachou nas três primeiras semanas de janeiro, tendo sido desligada em seguida para a realização da manutenção programada *Major Overhaul*. Essa manutenção ocorre a cada 35.000 horas de operação e contempla uma revisão abrangente da turbina e do gerador, de acordo com as recomendações do fabricante. A *Major Overhaul* começou em 23 de janeiro e foi concluída em 13 de abril, período durante o qual ficou indisponível e fora da ordem de mérito.

- Aumento de preços de combustíveis, taxa de câmbio e reajuste contratual por inflação impactam positivamente o CVU das usinas

O efeito preço marcou positivamente o período, a despeito da menor geração. 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.

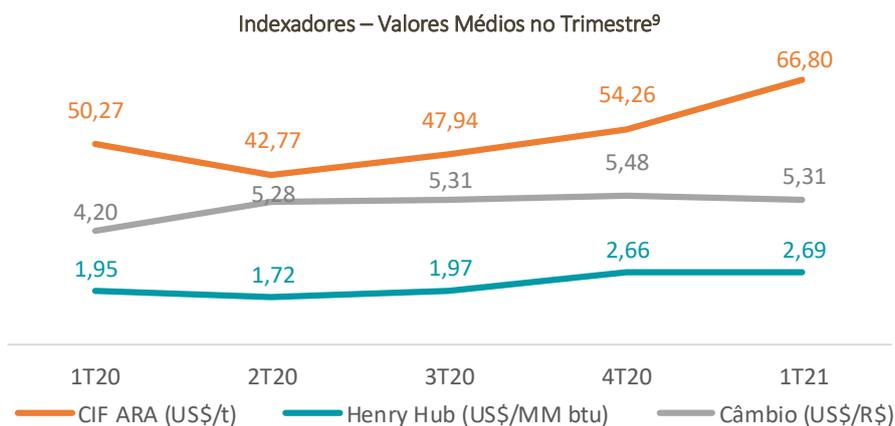
CVU (R\$/MWh)							
Valores médios trimestre	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	Indexadores	Periodicidade Reajuste
UTE Parnaíba I	102,0	111,6	126,8	171,0	168,0	Henry Hub e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Parnaíba II	82,5	82,5	82,5	84,4	85,7	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba III	223,5	223,5	223,5	228,7	232,3	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba IV	151,7	151,7	151,7	151,7	151,7	-	-
UTE Pecém II	140,2	147,5	163,1	186,3	216,6	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Itaqui	134,8	142,1	157,7	180,3	210,4	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual

Para as usinas que possuem CVU apenas com componente atrelado à inflação, os contratos CCEAR preveem reajuste anual 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 em novembro, 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.

Os CVUs das UTEs Parnaíba II e III, integralmente indexados ao IPCA, tiveram reajuste de 3,92% em novembro de 2020 de acordo com o 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 se refere ao preço do combustível e é indexado ao preço de combustível, com variação mensal. O Co&m se refere 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-financieras-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).



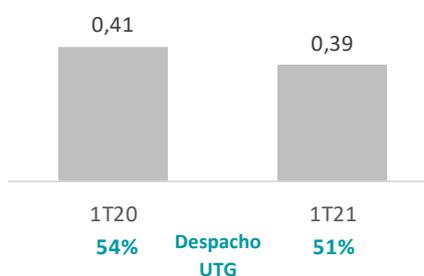
Em relação aos CVUs das UTEs Parnaíba I, Pecém II e Itaquí, os aumentos resultaram não apenas do efeito do reajuste anual da parcela indexada à inflação, mas principalmente da alta da parcela atrelada aos indexadores de combustível e taxa de câmbio. O aumento de 37,7% no preço internacional da commodity de gás natural Henry Hub no 1T21, aliado à desvalorização cambial do Real de 26,4% no período, elevaram o CVU da UTE Parnaíba I em 64,6% frente ao 1T20. Nas usinas a carvão, além do efeito gerado pela taxa de câmbio mais elevada, o aumento do preço internacional CIF-ARA de 32,9% no 1T21 contribuiu para a alta dos CVUs médios das usinas em 54,5% (Pecém II) e 56,0% (Itaquí).

Upstream

Desempenho Eneva: redução na produção de gás refletindo o menor atendimento ao despacho com redução da geração e aumento das reservas totais de gás na comparação anual

A queda de 7,5% na produção de gás no 1T21 comparada ao 1T20 resultou, principalmente, da menor geração devido à indisponibilidade da UTE Parnaíba II. A energia não gerada é liquidada ao PLD horário na CCEE e, em contrapartida, a usina recebe receita variável (CVU).

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



Evolução Anual Reservas de Gás (bcm)



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.

Em janeiro de 2021, a Companhia divulgou um relatório de certificação de reservas atualizado, elaborado pela Gaffney, Cline & Associates, que apontou um incremento de reservas certificadas 2P de 3,3 bilhões de m³ na Bacia do Parnaíba e de 2,2 bilhões de m³ na Bacia do Amazonas. Considerando o consumo de gás no período, as reservas remanescentes totais de gás da Companhia ao final do 1T21 totalizavam 31,4 bilhões de m³, incluindo, além das reservas certificadas da Bacia do Parnaíba, as reservas do Campo de Azulão, na Bacia do Amazonas.

No 1T21, não houve campanha de aquisição sísmica, enquanto no 1T20 foram adquiridos 1.121 km lineares de sísmicas 2D, nos blocos PN-T-163, 146 e 103, da Rodada 13.

Aspectos Regulatórios: Exploração & Desenvolvimento

- Declaração de Comercialidade do Campo de Gavião Belo e aprovação do PD de Gavião Carijó

A assinatura e a transferência dos contratos de concessão dos ativos arrematados no 2º Ciclo de Oferta Permanente da ANP em dezembro de 2020 seguem previstas para ocorrerem até o final de junho de 2021, conforme o cronograma do Edital de Licitações da ANP.

Em fevereiro de 2021, a ENEVA apresentou à ANP a Declaração de Comercialidade da acumulação do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) Fortuna, cuja denominação foi alterada para Campo Gavião Belo (GVBL). A estimativa de volume de *gas-in-place* (VGIP) se encontra no intervalo estatístico entre 4,49 bilhões de m³ (P90) e 9,45 bilhões de m³ (P10), com Pmean de 6,78 bilhões de m³. Como próximo passo, a Companhia deverá apresentar à ANP o Plano de Desenvolvimento (PD) para o campo até 25 de agosto de 2021.

Ainda em fevereiro de 2021, foi aprovado pela ANP o PD do Campo de Gavião Carijó (<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/sumario-executivo-externo-gaviao-carijo.pdf>), antigo PAD Araguaína, que havia sido submetido pela Companhia em junho de 2020.

A Eneva possui ainda um PAD vigente - Fazenda Tianguar, localizado no Bloco PN-T-48, com vencimento em março de 2022.

Desempenho Financeiro

Consolidado

DRE Consolidado	(R\$ milhões)		
	1T21	1T20	%
Receita Operacional Líquida	951,4	939,1	1,3%
Custos Operacionais	(580,3)	(523,1)	10,9%
Depreciação e amortização	(132,9)	(113,9)	16,7%
Despesas Operacionais	(99,2)	(86,1)	15,2%
Poços secos	(4,2)	1,1	N/A
Depreciação e amortização	(15,4)	(15,0)	2,2%
Outras receitas/despesas	22,1	(17,2)	N/A
Equivalência Patrimonial	0,0	(6,4)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	442,3	435,3	1,6%
EBITDA excluindo poços secos ¹	446,4	434,2	2,8%
Resultado Financeiro Líquido	(41,0)	(64,5)	-36,5%
EBT	253,1	241,8	4,6%
Impostos Correntes	(7,9)	(15,6)	-49,6%
Impostos Diferidos	(42,3)	(46,6)	-9,2%
Participações Minoritárias	(0,2)	(0,1)	91,8%
Resultado Líquido Eneva	203,1	179,8	13,0%

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 1T21, o EBITDA Consolidado ajustado (de forma a excluir as despesas com poços secos) totalizou R\$ 446,4 milhões, comparado aos R\$ 434,2 milhões no 1T20. Esse crescimento se deve à: (i) melhora das margens fixas das usinas a gás; (ii) aumento da margem variável de Pecém II, dado o maior CVU da usina (alta do CIF-ARA e câmbio no período) e descasamento entre o CVU e o custo médio do estoque de carvão, associado a melhora de alguns custos variáveis; (iii) menores despesas com exploração quando comparado ao 1T20; e (iv) realização de créditos de PIS/COFINS de períodos anteriores.

O EBITDA foi negativamente impactado pela indisponibilidade da UTE Parnaíba II. A usina precisou incorrer em custos relativos ao ressarcimento de lastro precificados a PLD e foi ressarcida a CVU, em um trimestre em que o PLD esteve alto por conta do cenário hidrológico desfavorável. Esse cenário de escassez de chuvas em um trimestre geralmente úmido gerou também incertezas quanto aos preços de mercado, impactando o EBITDA da Comercializadora. Adicionalmente, o aumento das despesas gerais e

administrativas na *Holding*, inclusive com SOP e incentivos de longo prazo, vs. 1T20, também impactou negativamente o EBITDA da Companhia.

O resultado financeiro da ENEVA registrou alta de 36,5% vs. 1T20, impactado pela redução das despesas com encargos de dívidas e juros sobre debêntures, decorrente em grande parte da capitalização dos encargos relacionados aos financiamentos dos projetos ainda não operacionais (Parnaíba V e Azulão-Jaguaririca). A melhoria operacional e o resultado financeiro impulsionaram o lucro líquido, que totalizou R\$ 203,1 milhões no 1T21, aumento de 13,0% vs. 1T20.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre			
	1T21	1T20	Var. Abs.
EBITDA excluindo poços secos ¹	446,4	434,2	12,2
(+) Var. Capital de Giro	259,4	109,3	150,1
(+) Imposto de renda	(19,6)	(19,9)	0,3
(+) Var. Outros ativos e passivos	(56,9)	(26,2)	(30,7)
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais	629,3	497,4	131,9
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	(442,8)	(526,0)	83,2
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	(18,9)	(149,4)	130,5
Captações e Outros	160,2	(0,0)	160,2
Amortização de Principal	(3,9)	(40,2)	36,4
Amortização de Juros	(45,3)	(26,9)	(18,4)
Outros	(130,0)	(82,3)	(47,7)
Posição de Caixa Total ²	2.063,8	1.610,2	453,7
Posição de Caixa Total + Depósitos Vinculados ²	2.183,0	1.795,5	387,4

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.

O fluxo de caixa operacional (FCO) totalizou R\$ 629,3 milhões no 1T21, alavancado pelo maior EBITDA e redução do saldo de contas a receber em R\$ 384,3 milhões, em função do menor despacho comparado ao trimestre imediatamente anterior, reduzindo a necessidade de capital de giro no 1T21. O impacto positivo no FCO foi parcialmente compensado por:

- (i) crescimento dos estoques em R\$ 53,7 milhões devido às aquisições de carvão para a UTE Pecém II e na UTE Itaquí;
- (ii) redução do saldo de contas a pagar em R\$ 86,5 milhões, principalmente em função dos pagamentos realizados referentes à manutenção preventiva realizada na UTE Parnaíba I e à compra de carvão das usinas de Itaquí e Pecém II, realizada no 4T20;
- (iii) redução do saldo de impostos, contribuições e participações a recolher (dentro da linha "Var. Outros Ativos e Passivos"), em decorrência do menor despacho das usinas e da redução da produção de gás natural no 1T21 em comparação ao 4T20.

No 1T21, o fluxo de caixa de atividades de investimento (FCI) totalizou um resultado negativo de R\$ 422,8 milhões, principalmente em função dos desembolsos relativos ao desenvolvimento do Campo de Azulão e à construção da UTE Jaguatirica II, que totalizaram R\$ 163,0 milhões, bem como os desembolsos referentes à construção da UTE Parnaíba V, em um valor total de R\$ 91,2 milhões. Também destacam-se no 1T21 os desembolsos de R\$ 107,0 milhões relacionados a pagamentos previstos no contrato da UTE Parnaíba II com a compra de sobressalentes relacionados à manutenção *Hot Gas Path* (HGP) na turbina a gás 12, e de R\$ 53,0 milhões relacionados às atividades de exploração e desenvolvimento de gás natural na Bacia do Parnaíba.

O fluxo de caixa de atividades de financiamento (FCF) registrou um resultado negativo de R\$ 18,9 milhões no 1T21, impactado por:

- (i) variação da linha “Outros”, especialmente devido ao impacto de R\$ 74,3 milhões referente ao desembolso efetuado para a aquisição de ações de emissão da própria Companhia para fazer frente às obrigações decorrentes do Plano de Incentivo de Remuneração de Longo Prazo Baseado em Ações. Também destaca-se o efeito do aumento no saldo de depósitos vinculados em R\$ 42,7 milhões em função de constituição de conta reserva para provisionamento de pagamentos relacionados às debêntures, conforme previsto contratualmente no pacote de garantias da 1ª emissão de debêntures de Parnaíba I (atualmente na Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – “PGC”);
- (ii) amortizações de principal relacionadas à dívida da FINEP e amortizações de juros referentes aos financiamentos da FINEP, Banco da Amazônia S.A. (BASA) e às debêntures captadas na Eneva S.A. no âmbito da 6ª emissão realizada em 2020.

Em contrapartida, o FCF registrou fluxo positivo decorrente das captações realizadas durante o 1T21. No período, R\$ 111,8 milhões foram referentes aos desembolsos realizados junto ao Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB) para a construção da UTE Parnaíba V e R\$ 48,4 milhões foram desembolsados junto ao BASA, para financiamento dos investimentos do Projeto Integrado Azulão-Jaguaririca.

A ENEVA encerrou o 1T21 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 2,1 bilhão, sem contemplar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, no montante de R\$ 119,1 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)		
	1T21	1T20	%
Receita Operacional Bruta	626,6	619,0	1,2%
Receita Fixa	335,6	318,5	5,4%
Receita Variável	290,9	300,5	-3,2%
CCEAR ¹	202,3	121,0	67,2%
Mercado de curto prazo	88,6	179,5	-50,6%
Lastro (FID)	-	85,8	N/A
Hedge Ressarcimento	-	-	N/A
Outros	88,6	93,7	-5,4%
Deduções sobre a Receita Bruta	(63,6)	(61,4)	3,6%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(0,0)	1,5	N/A
Receita Operacional Líquida	562,9	557,5	1,0%
Custos Operacionais	(425,5)	(371,5)	14,5%
Custo Fixo	(112,3)	(109,0)	3,0%
Transmissão e encargos regulatórios	(21,4)	(20,8)	3,0%
O&M	(24,9)	(22,1)	12,6%
Arrendamento fixo UTG	(66,0)	(66,2)	-0,2%
Custo Variável	(270,5)	(233,6)	15,8%
Gás Natural	(127,7)	(129,9)	-1,7%
Gasmar	(9,1)	(9,2)	-1,1%
Arrendamento variável UTG	(55,7)	(12,8)	334,3%
Lastro (FID)	(19,3)	(79,1)	-75,6%
Hedge Ressarcimento	-	-	N/A
Trading	-	-	N/A
Outros	(58,7)	(2,7)	2083,8%
Depreciação e amortização	(42,7)	(28,8)	47,9%
Despesas Operacionais	(13,3)	(5,6)	137,5%
SG&A	(10,7)	(5,5)	94,0%
Depreciação e amortização	(2,5)	(0,0)	5016,4%
Outras receitas/despesas	3,3	(17,0)	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	172,6	192,3	-10,2%
% Margem EBITDA	30,7%	34,5%	-3,8 p.p.

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

No 1T21, a receita operacional líquida cresceu 1,0% (ou R\$ 5,4 milhões) em relação ao registrado no 1T20, em função, principalmente, da combinação dos seguintes efeitos:

- (i) Aumento da receita fixa bruta de R\$ 17,1 milhões em relação ao 1T20, em função do reajuste contratual anual pela inflação ocorrido em novembro de 2020;
- (ii) Crescimento da receita variável bruta contratual (CCEAR) de R\$ 81,3 milhões em relação ao 1T20. A UTE Parnaíba I respondeu por cerca de metade desse aumento. Ainda que a geração líquida de energia da usina esteja praticamente em linha com o 1T20, a maior cotação do dólar e do *Henry Hub* no período tiveram efeito positivo na parcela da receita destinada a cobrir o custo de combustível da usina (CVU de R\$ 156/MWh no 1T21 vs. R\$ 92/MWh no 1T20).

Na UTE Parnaíba II, essa parcela da receita variável apresentou crescimento de R\$ 25,3 milhões, em função da maior sinalização de despacho por ordem de mérito de custo no 1T21 (86% vs. 62% no 1T20). No entanto, a partir de 6 de fevereiro de 2021, a usina ficou indisponível ao sistema devido primeiramente à realização da manutenção corretiva (não programada) e, em sequência, da manutenção programada, de forma que a geração líquida no período totalizou 409 GWh (vs. 643 GWh no 1T20). Nesse cenário, Parnaíba II recebe CVU pela energia despachada, mas precisa ressarcir o sistema pela energia não gerada, que é valorada a PLD. O impacto dessa operação no EBITDA foi de -R\$ 14,5 milhões.

Na UTE Parnaíba III, o crescimento da receita variável bruta contratual, no valor de R\$ 15,2 milhões, foi decorrente da maior geração de energia no 1T21 em relação ao 1T20, em função do maior despacho da usina, e ao maior CVU verificado no 1T21 (R\$ 209/MWh vs R\$ 202/MWh no 1T20).

- (iii) Redução de R\$ 90,8 milhões da receita variável bruta auferida no mercado de curto prazo, dada a operação de recomposição do lastro – FID realizada no 1T20 em Parnaíba III.

Geração Líquida (GWh)	1T21	1T20
Parnaíba I	807	804
Parnaíba II	409	643
Parnaíba III	186	125
Parnaíba IV	48	48
TOTAL	1.449	1.620

Os custos variáveis do segmento apresentaram crescimento de 15,8% no 1T21 comparado ao 1T20. A variação deveu-se, basicamente, ao aumento nos custos de arrendamento variável principalmente em Parnaíba I (variação de R\$ 33,5 milhões na comparação entre os dois períodos). Isso ocorreu em função do aumento do CVU no 1T21, que impactou a margem variável absoluta da usina. Como o arrendamento variável é pago pelas usinas ao segmento de *Upstream*, esse efeito é eliminado no resultado do Complexo Parnaíba e do Consolidado. Os custos variáveis do trimestre foram ainda impactados pela compra de

energia realizada por Parnaíba II para ressarcir o sistema pela energia não gerada pela usina, no montante de R\$ 48,3 milhões.

No 1T21, o EBITDA do segmento de geração a gás apresentou redução de 10,2% comparado ao 1T20, devido, principalmente, aos efeitos apresentados acima nas receitas e custos variáveis, que impactaram negativamente a margem variável das usinas no trimestre. O impacto das menores margens variáveis no EBITDA foi parcialmente compensado pela melhora das margens fixas das usinas e por um efeito não recorrente no valor de R\$ 16,9 milhões em “Outras receitas/despesas” do 1T20, devido à doação da subestação Santo Antônio dos Lopes à Eletronorte.

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)		
	1T21	1T20	%
Receita Operacional Bruta	276,4	234,0	18,2%
Receita Fixa	72,9	76,0	-4,1%
Receita Variável	203,5	157,9	28,8%
Contrato de venda de gás	140,7	142,2	-1,0%
Contrato de arrendamento	61,2	14,1	333,0%
Venda de condensado	1,5	1,5	3,8%
Deduções sobre a Receita Bruta	(44,4)	(28,0)	58,3%
Receita Operacional Líquida	232,0	205,9	12,7%
Custos Operacionais	(93,6)	(71,8)	30,4%
Custo Fixo	(17,3)	(16,3)	6,6%
Custos O&M (OPEX)	(17,3)	(16,3)	6,6%
Custo Variável	(35,3)	(15,3)	130,3%
Participações Governamentais	(33,8)	(13,8)	145,3%
Custo do gás vendido/compressores	(1,5)	(1,5)	-3,5%
Depreciação e Amortização	(41,0)	(40,2)	1,9%
Despesas Operacionais	(18,6)	(37,3)	-50,2%
Despesas com Exploração_Geologia e Geofísica (G&G)	(9,9)	(26,4)	-62,5%
Poços Secos	(4,2)	0,1	N/A
SG&A	(6,1)	(5,9)	3,4%
Depreciação e Amortização	(2,6)	(5,0)	-48,6%
Outras receitas/despesas	(0,4)	(0,4)	11,6%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	163,0	141,6	15,1%
EBITDA excluindo poços secos ¹	167,1	141,5	18,1%
% Margem EBITDA excluindo poços secos	72,0%	68,7%	3,3 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.

A receita operacional líquida cresceu 12,7% (ou R\$ 26,1 milhões). Esse resultado decorre, basicamente, do aumento de R\$ 47,1 milhões das receitas de arrendamento variável recebidas das térmicas a gás, em função, principalmente, do maior CVU médio da UTE Parnaíba I no 1T21. Este efeito foi parcialmente compensado por: (i) aumento de R\$ 16,4 milhões nas deduções da receita bruta, impactada principalmente pelo maior pagamento de ICMS calculado a partir do preço de referência do gás estipulado pela ANP que aumentou no período; e (ii) queda de R\$ 3,1 milhões na receita referente ao arrendamento fixo, como resultado do encerramento em outubro de 2020 do contrato de *leasing* entre o *Upstream* e a Parnaíba B.V..

O aumento do preço de referência do gás, estabelecido pela ANP como base para pagamento de Participações Governamentais, resultou em crescimento de R\$ 20 milhões nos custos variáveis

As despesas operacionais, excluindo despesas com depreciação e amortização, foram reduzidas em 50,5% no 1T21 vd. 1T20, devido basicamente à variação registrada nas despesas com exploração. Não houve campanha sísmica no 1T21.

Como resultado desses efeitos, o EBITDA ajustado (excluindo poços secos) do segmento apresentou crescimento de 18,1% comparado ao 1T20.

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)		
	1T21	1T20	%
Receita Operacional Bruta	343,2	402,0	-14,6%
Receita Fixa	217,2	209,0	3,9%
Receita Variável	126,0	193,0	-34,7%
CCEAR ¹	119,4	105,0	13,7%
Mercado de curto prazo	6,6	88,0	-92,5%
Lastro (FID)	-	74,2	N/A
Hedge Ressarcimento	9,4	11,5	-17,8%
Outros	(2,8)	2,3	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(36,3)	(45,4)	-20,2%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(0,3)	(3,7)	-91,3%
Receita Operacional Líquida	306,9	356,5	-13,9%
Custos Operacionais	(212,8)	(262,3)	-18,9%
Custo Fixo	(61,1)	(52,7)	16,0%
Transmissão e encargos regulatórios	(14,2)	(13,7)	3,6%
O&M	(46,9)	(39,0)	20,3%
Custo Variável	(102,5)	(162,9)	-37,1%
Combustível	(88,5)	(80,1)	10,5%
Lastro (FID)	-	(67,3)	N/A
Hedge Ressarcimento	(8,8)	(7,2)	21,6%
Outros	(5,2)	(8,3)	-37,8%
Depreciação e Amortização	(49,2)	(46,7)	5,3%
Despesas Operacionais	(6,3)	(5,3)	19,1%
SG&A	(6,0)	(5,2)	16,1%
Depreciação e Amortização	(0,3)	(0,2)	116,1%
Outras receitas/despesas	10,4	(0,1)	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	147,8	135,7	9,0%
% Margem EBITDA	48,2%	38,1%	10,1 p.p.

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

No 1T21, a receita operacional líquida registrou redução de 13,9% (ou R\$ 49,6 milhões) em relação ao 1T20, devido, principalmente, à não realização de receita referente à recomposição do lastro – FID nas plantas a carvão, comparado ao valor de R\$ 74,2 milhões no 1T20, quando foi feita uma compra relevante de lastro, devido à oportunidade de mercado, que supriu a necessidade de 80% do ano corrente. Essa conta tem contrapartida em custos, portanto, sem efeito significativo sobre EBITDA.

O impacto negativo do FID sobre a receita líquida foi parcialmente compensado por três efeitos:

- (i) Aumento da receita fixa bruta em R\$ 8,2 milhões em relação ao 1T20, em função do reajuste contratual anual pela inflação ocorrido em novembro de 2020;
- (ii) Crescimento da receita variável bruta contratual (CCEAR) de R\$ 14,4 milhões em relação ao 1T20, sendo que: (i) em Pecém II, houve crescimento de R\$ 30,1 milhões na comparação entre os trimestres, em função da maior geração de energia devido ao aumento do despacho no 1T21 (54%) comparado ao 1T20 (50%), associado ao aumento do CVU médio devido da alta do CIF-ARA e câmbio no período (R\$193/MWh no 1T21 vs. R\$128/MWh no 1T20); e (ii) em Itaqui ocorreu o efeito inverso, ou seja, redução de R\$ 15,7 milhões na comparação entre os trimestres, em função da menor geração de energia, devido à parada programada (*major overhaul*), iniciada em 21 de janeiro e finalizada em abril, resultando em um despacho (e geração líquida) de 25% (165 GWh) no 1T21 vs. 55% (367 GWh) no 1T20. A menor geração de energia foi parcialmente compensada pelo aumento do CVU médio no trimestre (R\$185/MWh no 1T21 vs. R\$122/MWh no 1T20). O período em que a UTE Itaqui ficou parada para manutenção só será considerado para fins de ressarcimento em junho de 2021.

Os custos variáveis reduziram 37,1% em relação ao 1T20 impactados, principalmente, pela compra de energia para a recomposição de lastro – FID no 1T20, no valor de R\$ 67,3 milhões, comparado a não necessidade de compra de lastro neste trimestre. Essa redução foi parcialmente compensada por um aumento nos custos com a compra de carvão, devido à maior geração de energia no trimestre vs. 1T20.

A linha de Outras receitas/despesas foi positivamente impactada no 1T21 (+R\$ 10,6 milhões) em função do registro de créditos extemporâneos de PIS e Cofins decorrentes da revisão dos procedimentos adotados nos últimos 5 anos no cálculo e apropriação dos referidos créditos tributários.

Como resultado desses efeitos, o EBITDA do segmento cresceu 9,0% em relação ao 1T20, com manutenção das margens fixas das duas usinas e melhora da margem variável em Pecém II (R\$ 23/MWh no 1T21 vs. R\$ 21/MWh no 1T20). Isso ocorreu devido, principalmente, ao resultado positivo do descasamento entre a receita variável contratual (CVU) mais elevada no 1T21 versus o custo médio do estoque do carvão adquirido anteriormente. Em Itaqui, a margem variável no despacho se manteve positiva, porém, foi pior que no trimestre de comparação (R\$ 1/MWh no 1T21 vs. R\$ 3/MWh no 1T20). A menor geração de energia no trimestre impactou a margem variável, dado que os custos de partida da usina o foram diluídos por um menor volume de energia.

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)		
	1T21	1T20	%
Receita Operacional Líquida	111,5	195,2	-42,9%
Custos Operacionais	(110,1)	(192,0)	-42,6%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(110,1)	(191,8)	-42,6%
Outros	(0,1)	(0,1)	-49,0%
Despesas Operacionais	(2,9)	(1,5)	102,5%
SG&A	(2,9)	(1,4)	103,3%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	0,0%
Outras receitas/despesas	(0,0)	(0,0)	-53,8%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(1,6)	1,8	N/A
% Margem EBITDA	-1,4%	0,9%	-2,4 p.p.

A receita líquida totalizou R\$ 111,5 milhões no 1T21, redução de 42,9% em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior. Os preços de mercado no trimestre foram afetados pelas condições climáticas, sendo o período de setembro de 2020 até março de 2021 o pior dos últimos 91 anos em termos de Energia Natural Afluente (ENA) no SIN, gerando incertezas regulatórias e, conseqüentemente, no nível de preços. Com isso, a Comercializadora optou por realizar um menor volume de operações, visando à redução da exposição ao risco de mercado, de forma que o volume de energia comercializada totalizou 1.466 GWh no 1T21, comparado a 2.423 GWh no 1T20. Adicionalmente, a variação dos preços futuros de energia impactou negativamente os custos.

No 1T21, houve um aumento de R\$ 1,5 milhão nas despesas com pessoal, para suportar a estratégia de crescimento do segmento de Comercialização. Como resultado, o EBITDA do segmento ficou negativo em R\$ 1,6 milhão no trimestre, comparado a um valor positivo de R\$ 1,8 milhão no 1T20.

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)		
	1T21	1T20	%
Receita Operacional Líquida	0,3	0,1	119,2%
Custos Operacionais	(0,5)	(0,5)	9,0%
Despesas Operacionais	(54,7)	(33,0)	65,5%
SG&A	(27,6)	(25,4)	8,4%
Despesas com SOP/incentivo longo prazo	(20,6)	(1,3)	1523,0%
Depreciação e Amortização	(6,5)	(6,4)	1,9%
Outras receitas/despesas	8,5	0,1	10304,3%
Equivalência Patrimonial ¹	134,9	155,1	-13,0%
EBITDA ICVM 527/12	94,9	128,1	-25,9%
EBITDA ex Equivalência	(40,0)	(27,0)	48,1%

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.

As **despesas operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 48,2 milhões no 1T21, vs. R\$ 26,7 milhões no 1T20. Essa variação resultou, principalmente, do impacto de R\$ 20,6 milhões no 1T21 referentes a despesas com SOP e incentivos de longo prazo. Desse montante, R\$ 13,2 milhões foram desembolsos de caixa referentes a pagamentos de impostos nas execuções dos planos que venceram no trimestre e os demais R\$ 7,4 milhões se referem às apropriações dos planos de SOP de 2021.

Os principais fatores que afetam o SG&A foram as maiores despesas com: (i) pessoal, devido ao aumento do *headcount*, para amparar o crescimento da Companhia; (ii) propaganda e publicidade, direcionado a campanhas publicitárias para posicionamento da marca Eneva; e (iii) doações para usinas de oxigênio, apoiando os governos do Amazonas e Roraima no combate à COVID-19. Essas despesas foram parcialmente compensadas por menores gastos com viagens e serviços de terceiros.

Adicionalmente, no 1T21 também foi registrada uma receita de R\$ 8,5 milhões na linha “Outras receitas/despesas”, em função do registro de créditos extemporâneos de PIS e Cofins decorrentes da revisão dos procedimentos adotados nos últimos 5 anos no cálculo e apropriação dos referidos créditos tributários.

Como resultado dos efeitos descritos acima, o EBITDA, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é quase totalmente eliminada na visão consolidada da Companhia), ficou negativo em R\$ 40,0 milhões no 1T21, comparado a um valor negativo de R\$ 27,0 milhões no 1T20.

Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro	(R\$ milhões)		
	1T21	1T20	%
Receitas Financeiras	12,7	22,5	-43,4%
Receitas de aplicações financeiras	8,1	19,1	-57,7%
Multas e juros recebidos	0,0	0,8	-99,0%
Juros sobre debêntures	-	-	N/A
Outros	4,6	2,6	80,9%
Despesas Financeiras	(43,4)	(99,2)	-56,3%
Multas e juros de mora	(0,1)	(0,3)	-42,3%
Encargos de dívida ¹	(1,3)	(31,0)	-96,0%
Juros sobre provisão de abandono	(4,1)	(1,0)	286,5%
Comissões e corretagens financeiras	(0,9)	(1,2)	-19,4%
IOF/IOOC	(0,9)	(0,5)	81,0%
Juros sobre debêntures	(27,6)	(43,5)	-36,5%
Outros	(8,5)	(21,7)	-60,9%
Variação cambial e monetária líquida	(12,7)	2,5	N/A
Perdas/ganhos com derivativos	2,3	9,6	-76,0%
Resultado Financeiro Líquido	(41,0)	(64,5)	-36,5%

1 - Inclui amortizações sobre os custos de transação.

No 1T21, a Companhia registrou resultado financeiro líquido negativo de R\$ 41,0 milhões, comparado ao resultado negativo de R\$ 64,5 milhões no 1T20. Os principais efeitos que contribuiram para a melhoria deste resultado na comparação anual foram:

- i) Queda de R\$ 29,8 milhões nas despesas com encargos de dívida, em função da capitalização dos encargos relacionados aos financiamentos dos projetos ainda não operacionais (Parnaíba V e Azulão-Jaguatirica)¹¹ e da reestruturação das dívidas da Companhia, com liquidação antecipada de dívidas mais custosas, e substituição por novas emissões de debêntures ao longo de 2020;
- ii) Redução de R\$ 15,9 milhões nas despesas com juros sobre debêntures. Além do efeito da capitalização das despesas de emissões de debêntures para financiamento dos projetos em construção, a queda do CDI contribuiu para a redução das despesas no período (CDI Médio: 4,18% no 1T20 vs. 2,02% no 1T21).

A melhoria do resultado financeiro foi parcialmente compensada pela redução de R\$ 11,0 milhões nas receitas de aplicações financeiras, principalmente em função da contração verificada no CDI médio no período, e do reconhecimento de despesa de variação cambial e monetária em um total de R\$ 12,7 milhões no 1T21. Essa despesa no 1T21 foi resultado da correção monetária da debênture emitida para Parnaíba I (atualmente na SPE PGC) e da variação cambial referente à compra de carvão para as usinas à carvão.

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 1T21, 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)					
	1T20	2T20	3T20	4T20	2020	1T21
Geração a Carvão	2,7	17,3	(2,2)	20,2	37,9	3,1
Pecém II	0,8	1,2	(7,2)	7,8	2,5	(0,6)
Itaqui	1,9	16,1	5,0	12,4	35,4	3,7
Geração a Gás	4,5	92,3	31,4	6,9	135,2	39,0
Parnaíba I ¹	0,7	59,0	17,5	3,9	81,1	41,4
Parnaíba II ²	3,7	26,3	9,6	2,3	41,8	3,8
Parnaíba III ²	0,1	6,9	4,2	0,5	11,6	0,8
Parnaíba IV ²	0,1	0,2	0,1	0,2	0,6	(7,0)
Parnaíba V ³	190,6	165,3	79,1	270,3	705,3	124,7
Azulão-Jaguatirica	285,7	383,8	255,4	284,3	1.209,3	199,5
Upstream	41,0	43,0	47,9	42,8	174,8	39,7
Poços secos	0,1	0,5	10,1	8,6	19,3	4,2
Geração Distribuída	(1,7)	7,1	(7,2)	0,8	(0,9)	0,1
 Holding	2,0	1,2	3,0	4,6	10,7	1,4
Total	524,9	710,1	407,4	629,9	2.272,4	407,4

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

1 - O capex de Parnaíba I é apresentado separadamente ao de Parnaíba V e 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.

O investimento total do trimestre totalizou R\$ 407,4 milhões. Deste montante, 80% foram destinados às construções do projeto integrado Azulão-Jaguatirica e da UTE Parnaíba V, com previsão de conclusão no 4T21 e 1T22, respectivamente.

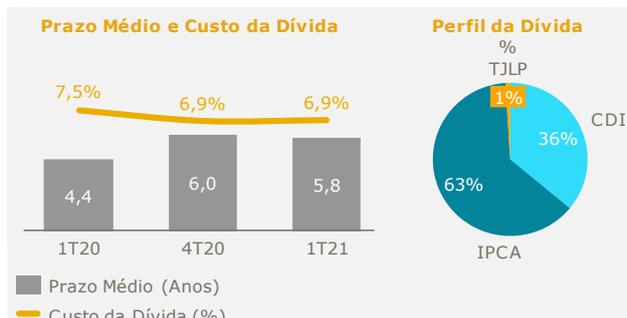
Embora a UTE Itaqui tenha realizado parada programada para manutenção preventiva (*major overhaul*) no trimestre, grande parte das peças já havia sido recebida no 4T20.

Adicionalmente, destaca-se um valor de R\$ 41,8 milhões no trimestre referente à manutenção HGP de 2 turbinas, realizado na UTE Parnaíba I no ano de 2020. O pagamento no 1T21 estava previsto no contrato do fabricante dos equipamentos.

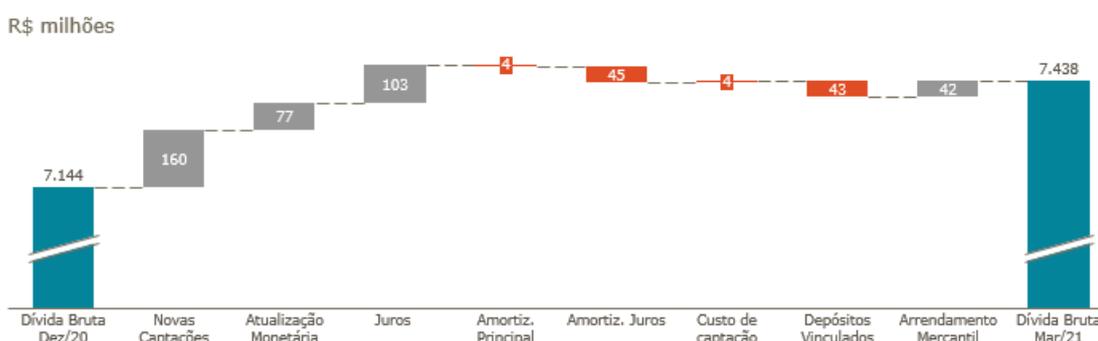
No segmento de *Upstream*, 77% do montante total investido foi destinado às operações de desenvolvimento de campos, principalmente de Gavião Preto, e os 23% restantes foram destinados à campanha exploratória, mais especificamente, a despesas com locações dos primeiros poços exploratórios da campanha de 2021, com serviços de terraplanagem dos acessos e bases.

Endividamento

Em 31 de março de 2021, a dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 7.438 milhões comparada a uma dívida de R\$ 7.144 no final de dezembro de 2020. Ao final do 1T21, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de 5,8 anos e o custo médio efetivo da dívida de 6,9%¹².



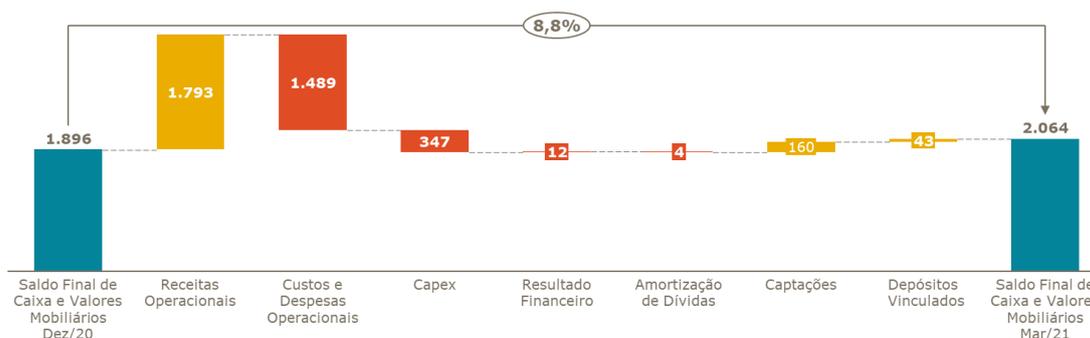
Evolução da Dívida Bruta



No 1T21, a Companhia realizou mais um desembolso, no valor de R\$ 112 milhões, referente ao contrato junto ao BNB para a implantação da UTE Parnaíba V. Até o final do 1T21, foram desembolsados R\$ 535 milhões, de um montante contratual total previsto de R\$ 843 milhões. Adicionalmente, foram desembolsados R\$ 48 milhões, referentes ao contrato junto ao BASA para financiamento de Azulão-Jaguatirica (totalizando R\$ 898 milhões até o final do 1T21, de um montante contratual total previsto de R\$ 1,0 bilhão).

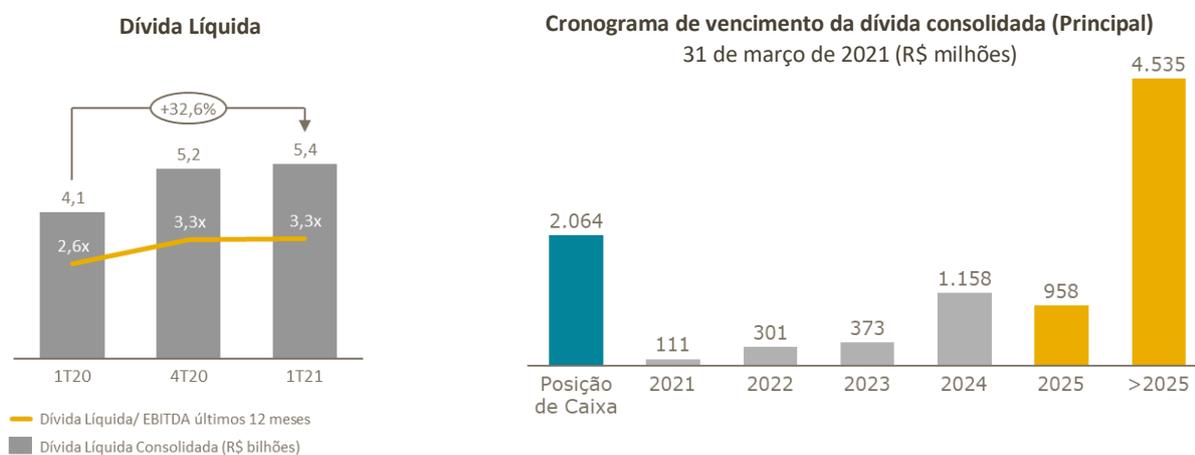
Ao final de março de 2021, o saldo de caixa consolidado da Companhia (caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) era de R\$ 2.064 milhões, um incremento de R\$ 168 milhões em relação à posição registrada no final de dezembro de 2020, sem contemplar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, de R\$ 119 milhões.

Evolução do saldo de caixa e valores mobiliários no 1T21 (R\$ milhões)



¹² O cálculo do custo da dívida leva em consideração os indexadores acumulados nos últimos 12 meses.

A dívida líquida consolidada foi de R\$ 5.374 milhões no final do período, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA de 3,3x nos últimos 12 meses.



Mercado de Capitais

ENEV3	1T21	4T20	1T20	12 meses
Nº de ações - final período ¹	1.265.094.016	1.263.343.840	1.261.932.724	-
Cotação fechamento - final período (R\$/ação) ¹	16,70	15,53	8,69	-
Ações negociadas (MM) - média diária ¹	8,2	8,8	8,1	7,7
Volume financeiro (R\$ MM) - média diária	123,0	114,6	73,0	92,1
Valor de mercado - final período (R\$ MM) ²	21.127	19.613	10.964	-
Enterprise value - final período (R\$ MM) ³	26.427	24.861	15.015	-

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.

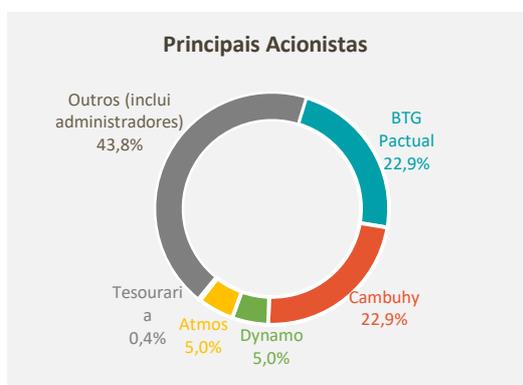
² Valor de Mercado considera 100% das ações da Eneva, incluindo ações detidas por administradores.

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 março de 2021, o capital social da Companhia era composto por 1.265.094.016 ações ordinárias, com 99,47% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

Perfil do Capital Social da ENEVA
31 de março de 2021



Em 2 de fevereiro de 2021, foi realizado um aumento de capital social dentro do limite do capital autorizado, com a emissão de 437.544 ações ordinárias (equivalente a 1.750.176 ações ex-desdobramento), decorrente do exercício de opções outorgadas a determinado administrador no âmbito do Primeiro Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia aprovado pelo Conselho de Administração. Com isso, o capital social da ENEVA, que até o final de 2020 era composto por 315.835.960 ações (1.263.343.840 ações ex-desdobramento), passou a totalizar 316.273.504 ações (1.265.094.016 ações ex-desdobramento).

Em 11 de março de 2021, foi aprovado o desdobramento da totalidade das ações da Companhia em Assembleia Geral Extraordinária, na proporção de 01 ação para 04 ações da mesma espécie, sem modificação do capital social, que passaram a ser negociadas “ex-desdobramento” a partir de 12 de março

de 2021. O desdobramento teve como objetivo adequar o preço da ação a um patamar mais acessível a todos os investidores, visando também um potencial aumento na liquidez das ações.

Iniciativas ESG - Ambiental, Social e Governança

No intuito de compreender melhor quais os seus temas ESG prioritários para a Companhia, a Eneva concluiu, em fevereiro de 2021, a revisão de sua matriz de materialidade, contando com o engajamento de executivos, lideranças comunitárias, público interno, investidores, credores e poder público.

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 primeiro 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	1T21	2020
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	1,0
	Uso de combustível para produção de energia ¹		
	Carvão (ton/MWh)	0,8	0,8
	Gás (m ³ /MWh)	986,0	1.001,6
	Eficiência (%) ²		
	Itaqui	35,7%	35,5%
	Pecem II	36,5%	36,5%
Meio Ambiente	Parnaíba I	35,7%	36,2%
	Parnaíba II	54,3%	54,8%
	Parnaíba III	36,1%	36,6%
	Parnaíba IV	42,2%	42,8%
	Emissão de GEE - Escopos I e II [tCO ₂ e] ³	1.291.000,0	4.718.762,3
	Taxa de Emissão de GEE - Escopos I e II (eficiência) [tCO ₂ e/MWh] ³	0,6	0,6
	Captação de Água Nova [m ³] ³	2.311.486,0	11.127.983,7
	Taxa de Captação de Água Nova (eficiência) [m ³ /MWh]	1,0	1,4
	Consumo de Água Nova [m ³] ³	1.744.353,0	7.714.740,2
	Geração de Efluentes Industriais [m ³] ³	568.374,0	3.413.243,5
Saúde & Segurança ⁴	Taxa de Geração de Efluentes Industriais (eficiência) [m ³ /MWh] ³	0,3	0,4
	Fatalidades	-	-
	Taxa de Fatalidade (FAT)	-	-
	Afastamento por acidente	3,0	8,0
	Taxa de afastamento por acidente (LTIF) ⁵	0,8	0,6
Colaboradores	Taxa Total de Incidentes Reportáveis (TRIR)	2,2	2,6
	Total de colaboradores próprios (#)*	1.050,0	960,0
	% de mulheres na força de trabalho própria	22,0%	21,0%
	Turnover voluntário (%)	1,0%	2,3%
	Total de colaboradores terceiros (#)	5.844,0	6.247,0
Responsabilidade Social	Investimentos não-incentivados (R\$ M)	0,1	2,7
	Investimentos incentivados (Fundo da Infância e Adolescência, Lei de Incentivo à Cultura, Lei do Esporte, Saúde e outros) (R\$ M)	-	1,3
	Execução dos Programas Sócio-Econômico (R\$M)	0,2	1,5
	Investimentos Sociais COVID-19 (R\$ M) ⁶	3,7	23,4
Governança	Número de casos de corrupção reportados ao Comitê de Auditoria e condenados	-	-
	Número de violações do Código de Conduta reportadas	8,0	46,0

Notas:

- 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 aplicáveis apenas ao segmento de geração de energia, não incluindo E&P;
- 4 - Números consideram apenas acidentes típicos;
- 5 - Taxa de afastamento = (quantidade de acidentes x 1.000.000)/homem-hora exposto ao risco;
- 6 - Considera investimentos e despesas totais (Doações, materiais, serviços, testes e outros);

Eventos Subsequentes ao 1T21

Aumento do capital social em 14 de abril de 2021: dentro do limite do capital autorizado, aprovado na Reunião do Conselho de Administração realizada na mesma data, decorrente do exercício de opções outorgadas a determinado administrador, no âmbito do Terceiro Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da ENEVA. Após a conclusão do aumento de capital, com a emissão de 160.088 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, o número total de ações da Companhia passou para 1.265.254.104 ações.

Eleição de dois novos membros para o Conselho de Administração: em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 30 de abril de 2021, foram eleitos dois novos membros para o Conselho de Administração, o Sr. Henri Philippe Reichstul e a Sra. Elena Landau, além da reeleição dos Srs. Jerson Kelman, Marcelo Medeiros, Guilherme Bottura, Felipe Gottlieb e Renato Mazzola.

Alteração na composição da diretoria estatutária da Companhia: no dia 1º de maio de 2021, o Sr. Marcelo Cruz Lopes tomou posse e exercerá o cargo de diretor de marketing, comercialização e novos negócios.

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 - 1T21 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	626,6	276,4	(274,9)	628,1	343,2	122,9	0,3	(42,1)	1.052,4
Deduções da Receita Bruta	(63,6)	(44,4)	50,8	(57,3)	(36,3)	(11,4)	(0,0)	3,9	(101,0)
Receita Operacional Líquida	562,9	232,0	(224,1)	570,9	306,9	111,5	0,3	(38,2)	951,4
Custos Operacionais	(425,5)	(93,6)	224,1	(295,0)	(212,8)	(110,1)	(0,5)	38,2	(580,3)
Depreciação e amortização	(42,7)	(41,0)	-	(83,6)	(49,2)	-	(0,0)	-	(132,9)
Despesas Operacionais ¹	(13,3)	(18,6)	-	(31,8)	(6,3)	(2,9)	(54,7)	(3,4)	(99,2)
SG&A	(10,7)	(6,1)	-	(16,8)	(6,0)	(2,9)	(48,2)	-	(73,9)
Depreciação e amortização	(2,5)	(2,6)	-	(5,1)	(0,3)	(0,0)	(6,5)	(3,4)	(15,4)
Outras receitas/despesas	3,3	(0,4)	-	2,9	10,4	(0,0)	8,5	0,3	22,1
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	134,9	(134,8)	0,0
EBITDA ICVM 527/12	172,6	163,0	0,0	335,6	147,8	(1,6)	94,9	(134,5)	442,3
Resultado Financeiro Líquido	(24,7)	0,0	-	(24,6)	(38,8)	2,6	19,8	0,0	(41,0)
EBT	102,8	119,4	0,0	222,2	59,5	1,0	108,3	(137,9)	253,1
Impostos Correntes	(5,6)	-	-	(5,6)	(1,7)	-	(0,6)	-	(7,9)
Impostos Diferidos	(15,3)	-	-	(15,3)	(15,5)	(1,2)	(10,3)	-	(42,3)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,2)	(0,2)
Resultado Líquido	81,9	119,4	0,0	201,3	42,3	(0,2)	97,4	(137,7)	203,1

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

DRE - 1T20 (R\$ milhões)	Geração a Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração a Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	619,0	234,0	(232,4)	620,5	402,0	215,1	0,1	(211,9)	1.025,9
Deduções da Receita Bruta	(61,4)	(28,0)	46,8	(42,7)	(45,4)	(19,9)	(0,0)	21,2	(86,8)
Receita Operacional Líquida	557,5	205,9	(185,6)	577,9	356,5	195,2	0,1	(190,7)	939,1
Custos Operacionais	(371,5)	(71,8)	184,4	(259,0)	(262,3)	(192,0)	(0,5)	190,7	(523,1)
Depreciação e amortização	(28,8)	(40,2)	1,9	(67,1)	(46,7)	-	(0,0)	-	(113,9)
Despesas Operacionais ¹	(5,6)	(37,3)	-	(42,9)	(5,3)	(1,5)	(33,0)	(3,4)	(86,1)
SG&A	(5,5)	(5,9)	-	(11,4)	(5,2)	(1,4)	(26,7)	-	(44,7)
Depreciação e amortização	(0,0)	(5,0)	-	(5,1)	(0,2)	(0,0)	(6,4)	(3,4)	(15,0)
Outras receitas/despesas	(17,0)	(0,4)	-	(17,3)	(0,1)	(0,0)	0,1	0,2	(17,2)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	155,1	(161,4)	(6,4)
EBITDA ICVM 527/12	192,3	141,6	(3,1)	330,9	135,7	1,8	128,1	(161,2)	435,3
Resultado Financeiro Líquido	(27,7)	(0,9)	1,2	(27,4)	(41,7)	9,9	(5,3)	-	(64,5)
EBT	135,7	95,6	0,0	231,3	47,1	11,7	116,4	(164,6)	241,8
Impostos Correntes	(14,6)	-	-	(14,6)	(0,7)	(0,3)	-	-	(15,6)
Impostos Diferidos	(21,0)	-	-	(21,0)	(23,0)	(0,9)	(1,7)	-	(46,6)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,1)	(0,1)
Resultado Líquido	100,1	95,6	0,0	195,7	23,4	10,5	114,8	(164,5)	179,8

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