



RESULTADOS 1T21

Teleconferência

28 de abril de 2021

(em português com tradução simultânea para o inglês)

11h00 (Brasília) / 10h00 (NY) / 15h00 (Londres)

Tel: +55 (11) 3181-8565

Participantes Internacionais:

Tel: +1 (412) 717-9627 | +1 (844) 204-8942

São Paulo, 27 de abril de 2021: CESP - Companhia Energética de São Paulo ("CESP"), (B3: CESP3, CESP5 e CESP6) divulga seus resultados referentes ao primeiro trimestre de 2021. As informações foram elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") e práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde indicado de outra forma.

ÍNDICE

Resultados 1T21	3
Mensagem da Administração	4
Perfil da Companhia	6
Parque Gerador	6
Desempenho Operacional	7
Desempenho Comercial	8
Desempenho Financeiro	15
Endividamento	21
CAPEX	22
Fluxo de Caixa Livre	23
Plano de Aposentadoria (Vivest)	24
Proventos	26
Contingências	27
Agenda ESG	30
Mercado de Capitais	32
Anexos	33

RESULTADOS 1T21

DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS

(R\$ mil)	1T21	1T20	Δ
Receita operacional bruta	634.200	540.862	17%
Receita operacional líquida	556.885	460.540	21%
Resultado operacional bruto	191.773	234.205	-18%
Custos e despesas	(209.257)	(251.743)	-17%
EBITDA	445.483	309.192	44%
EBITDA ajustado ¹	282.392	336.171	-16%
Margem EBITDA ajustado	51%	73%	-22 p.p.
Resultado líquido	115.798	53.813	115%
Dívida Líquida	1.109.602	1.067.311	4%
Dívida Líquida / EBITDA UDM	0,8x	0,9x	-0,1x
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado UDM	1,2x	1,0x	0,1x

- Crescimento na receita líquida, atingindo R\$557 milhões no 1T21, principalmente pelo crescimento das operações de *trading* pela CESP Comercializadora.
- EBITDA ajustado de R\$282 milhões no 1T21, redução de 16% em relação ao mesmo período de 2020 em virtude do maior gasto com compra de energia, pelo cenário hidrológico adverso.
- Geração de R\$172 milhões de fluxo de caixa operacional após serviço da dívida, com o índice de conversão de caixa² de 61% no 1T21.
- Redução de R\$229 milhões³ nas contingências passivas prováveis em relação a dez/2020 em decorrência de acordos judiciais e revisão de estimativas conforme evolução processual dos casos.
- Lucro líquido de R\$116 milhões no trimestre, crescimento de 115% em relação ao 1T20 pelo impacto positivo trazido pela reversão das contingências passivas prováveis no 1T21.

¹ EBITDA Ajustado exclui provisão para litígios e baixa de depósitos

² Índice de conversão de caixa = FCO após serviço da dívida / EBITDA Ajustado

³ Após correção monetária e juros. Considera acordos realizados até abril de 2021

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO



O primeiro trimestre do ano de 2021 marca o avanço de vários projetos fundamentais ao futuro da CESP, notadamente sua estratégia comercial de longo prazo, a continuidade dos ganhos de eficiência, e sua agenda socioambiental e de governança.

A Companhia continua comprometida com o seu propósito de criar e oferecer as melhores soluções em energia, gerando e compartilhando riqueza de forma sustentável, por meio da transformação das pessoas e da sociedade.

A modernização do setor elétrico e a expansão do mercado livre de energia tornam a inovação cada vez mais importante e nos demandam processos ágeis, simples e colaborativos, provocando a organização a se reinventar constantemente. Frente a este cenário, desenhamos o nosso plano estratégico de transformação digital buscando a modernização e simplificação de arquitetura tecnológica atual e a automatização por meio de sistemas especialistas e, até mesmo, robótica.

Outro grande passo foi a ampliação de nossa estrutura comercial com o objetivo de aumentar e diversificar nossa carteira de clientes, mantendo a diligência na análise de crédito e risco dos novos contratos a serem firmados. Neste trimestre, fechamos novos contratos comerciais importantes, avançando de forma estratégica no nível de contratação do portfólio para os anos de 2023 a 2025.

Com um cenário hidrológico bastante desafiador, continuamos focados em nossa estratégia de gestão do balanço energético, com forte disciplina de execução. A CESP aproveitou as janelas de oportunidade no mercado e comprou, aproximadamente, 97% da energia necessária para o equilíbrio de seu balanço energético em 2021.

Devido à relevância do tema relacionado a mudança climática, entendemos a necessidade de implementação de mecanismos para planejamento e gestão eficaz desses riscos considerando a importância da água como matéria prima para a geração de energia limpa. Por meio da nossa geração de energia renovável, podemos oferecer aos nossos clientes soluções para auxiliar na transição energética. Neste trimestre avançamos nesta frente através de mais vendas de certificados I-REC (*International Renewable Energy Certificates*, sistema global que possibilita o comércio de certificados de energia renovável).

Outro tema de extrema relevância para a Companhia é a gestão dos impactos de nosso negócio nas comunidades locais onde atuamos. Criamos uma ferramenta de diagnóstico que pauta nossas ações de relacionamento com estes grupos, visando a geração de valor compartilhado. O engajamento próximo permite a identificação das principais necessidades locais e cria oportunidades para construção de soluções participativas, trazendo valor para as comunidades e para a Companhia.

Considerando a relevância do contencioso passivo, os valores em discussão judicial são revisados constantemente e seguimos focados na otimização da gestão destes

processos. Hoje, contamos com um monitoramento próprio, suportado por escritórios de advocacia externos de alto nível técnico e reputação, buscando constantemente a redução do risco. Terminamos o 1T21 com um valor total de contencioso passivo de R\$10,4 bilhões e ao longo de abril/21 tivemos uma redução adicional de R\$ 118 milhões finalizando em R\$ 10,2 bilhões, uma redução com relação ao 4T20 de 4% após correção monetária. Com esta redução adicional, o contencioso passivo provável totalizou R\$1,6 bilhão, redução de 13% principalmente em decorrência de revisão de estimativas conforme evolução processual dos casos e acordos judiciais realizados em abril/21.

Nosso compromisso de fazer sempre o melhor, trazendo resultados extraordinários para o negócio sem jamais abrir mão da segurança, se reflete em nossos indicadores operacionais. O índice de disponibilidade médio das usinas no primeiro trimestre de 2021 atingiu 95,8%, em uma trajetória de crescimento consistente e substancialmente acima dos níveis de referência estabelecidos pela ANEEL.

O EBITDA Ajustado⁴ no 1T21 foi de R\$282 milhões, redução de R\$54 milhões em relação ao mesmo período do ano passado, em decorrência principalmente de aumento no volume de compra de energia devido à piora da hidrologia no período.

A forte geração de caixa foi, novamente, um dos destaques. Geramos, no 1T21, R\$172 milhões de fluxo de caixa operacional após serviço da dívida, com o índice de conversão de caixa⁵ de 61% e R\$157 milhões de fluxo de caixa livre no mesmo período.

Muito obrigado a todos que nos acompanham nessa trajetória.

MARIO BERTONCINI

Diretor Presidente e de
Relações com Investidores

MARCELO DE JESUS

Diretor Financeiro

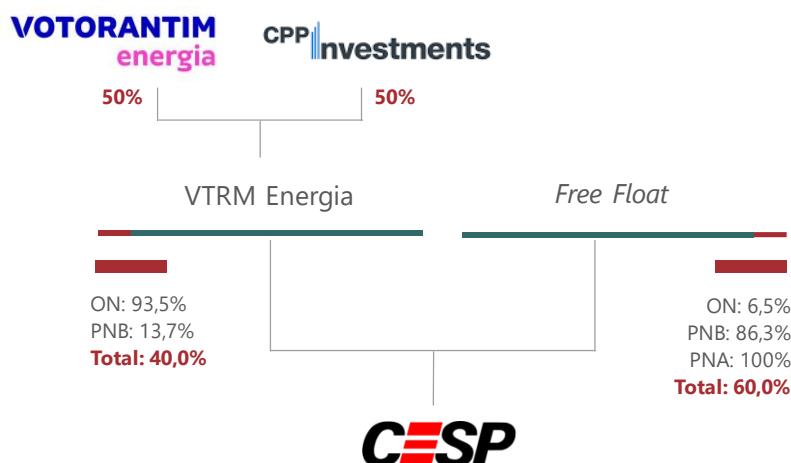
⁴ EBITDA ajustado exclui provisão para litígios e baixa de depósitos.

⁵ Índice de Conversão de Caixa= Fluxo de Caixa Operacional Pós Serviços da Dívida/EBITDA Ajustado

PERFIL DA COMPANHIA

A CESP é uma empresa geradora de energia criada em 1966 pelo Governo do Estado de São Paulo com a fusão de 11 empresas paulistas de energia elétrica.

Em 19 de outubro de 2018, o leilão das ações da CESP teve como vencedor a VTRM Energia Participações S.A., resultado da parceria da Votorantim Energia com o fundo canadense Canada Pension Plan Investment Board (CPP Investments). Em 11 de dezembro de 2018, após a celebração do Contrato de Compra e Venda de Ações com o Estado de São Paulo, a CESP passou a ser uma empresa de controle privado.



PARQUE GERADOR



PORTO PRIMAVERA

Potência	1.540 MW
Garantia Física	887 MWm
Concessão*	Abr/49
Município	Rosana (SP)
Área do reservatório	2.040 km ²
Extensão da barragem	10,2 km
Unidades geradoras	14
Entrada em operação	1999

*contrato celebrado em abr/19

PARAIBUNA

Potência	87 MW
Garantia Física	48 MWm
Concessão*	Set/21
Município	Paraibuna (SP)
Área do reservatório	177 km ²
Extensão da barragem	2,4 km
Unidades geradoras	2
Entrada em operação	1978

*extensão concedida em mar/21



Conforme deliberado em Reunião do Conselho de Administração da CESP realizada em 28 de junho de 2019, a empresa decidiu pela não renovação da concessão da Usina Hidrelétrica Jaguari, que representava menos de 2% da sua energia assegurada total. Após o termo final de concessão do ativo, em maio de 2020, a CESP operou a usina em formato temporário até 31 de dezembro de 2020, quando a transferiu para o novo operador designado pelo Ministério de Minas e Energia, nos termos da Portaria MME nº 409/2020.

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

(MWm)	1T21	1T20	Δ
Porto Primavera	867	1.093	-21%
Paraibuna	3	11	-70%
Jaguari	-	1	-
Total	870	1.105	-21%

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela CESP no 1T21 atingiu 870 MW médios, 21% inferior ao 1T20 quando atingimos 1.105 MW médios. Essa redução da produção ocorreu devido a fatores sistêmicos ligados às diretrizes de despacho praticadas pelo Operador Nacional do Sistema (“ONS”) para o Sistema Interligado Nacional (“SIN”).

No 1T21 o déficit hídrico observado principalmente na região Sudeste do país se manteve, sendo constatadas aflúências próximas das piores séries históricas. Esse cenário fez com que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CMSE”) autorizasse o ONS a despachar usinas termelétricas para garantir a segurança energética do país e, como consequência, a geração das usinas hidrelétricas foi reduzida para preservação dos níveis dos reservatórios. Dessa forma, o ONS implementou um menor despacho na UHE Porto Primavera com o objetivo de preservar o armazenamento das usinas.

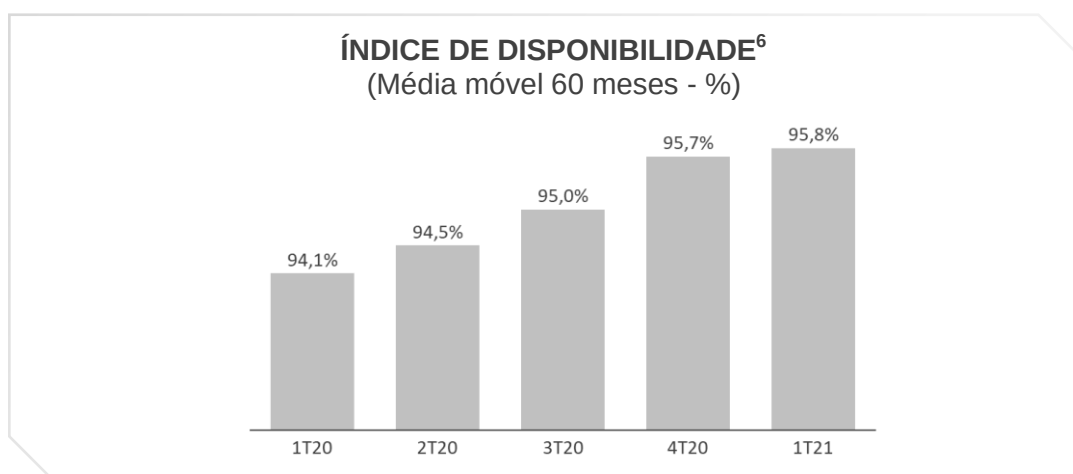
Com relação à UHE Paraibuna, a programação de produção dessas usinas se dá em função do controle da vazão na bacia do rio Paraíba do Sul, com a definição pelo ONS da vazão defluente das usinas da cascata com o objetivo de atendimento às restrições hidráulicas da bacia. No 1T21, o ONS manteve a diretriz de geração mínima nas usinas de cabeceira da bacia do rio Paraíba do Sul em função do aumento da vazão do rio em decorrência das chuvas que ocorreram no período com consequente recuperação dos reservatórios de cabeceira da bacia.

DISPONIBILIDADE

No 1T21, as usinas operadas pela CESP atingiram o índice de disponibilidade médio de 95,8%, em linha ao valor reportado no 4T20 (95,7%) e 1,7 p.p. acima do valor reportado no 1T20 (94,1%), demonstrando de forma contínua a eficiente gestão da manutenção das usinas e o bom desempenho operacional dos ativos de geração da Companhia.

Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 614/2014, caso o índice de disponibilidade de uma usina hidrelétrica participante do Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”) seja inferior ao índice de disponibilidade de referência considerado no cálculo da respectiva garantia física, a usina estará sujeita à aplicação de mecanismo de redução da garantia física. Com essas premissas, este indicador torna-se o principal balizador para avaliar o desempenho das usinas hidrelétricas e principal ferramenta de acompanhamento para mitigação de riscos de impactos operacionais aos compromissos comerciais.

O índice de disponibilidade das usinas da CESP se mantém consistentemente superior aos valores de referência estabelecidos pela ANEEL e em trajetórias crescente, demonstrando a qualidade da operação e manutenção dos ativos operacionais e a adequada gestão dos riscos operacionais.



DESEMPENHO COMERCIAL

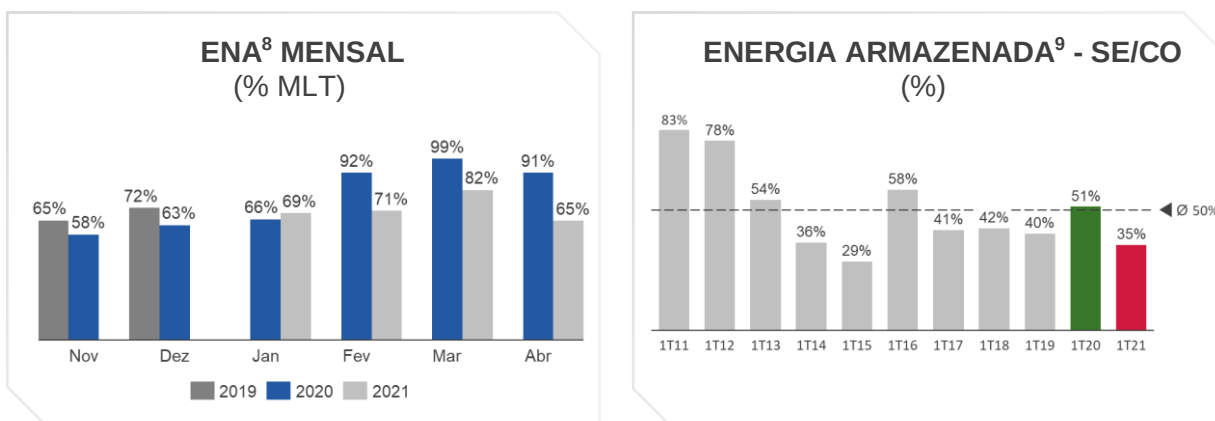
MERCADO DE ENERGIA

Nos últimos meses, o mercado de energia passou por períodos de alta volatilidade e pressão de subida nos preços. Com uma afluência no período úmido⁷ (nov/20 – mar/21) correspondente a quarta pior no histórico dos últimos 91 anos, e a retomada do consumo de energia já em patamares superiores a 2019 (pré-pandemia da Covid-19), a recuperação dos armazenamentos no período úmido não correspondeu ao esperado. Em 31 de março de 2021, os reservatórios do subsistema do Sudeste tinham em torno de

⁶ Índice de disponibilidade é calculado por meio da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (“TEIFa”) e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (“TEIP”), regulamentados pela ANEEL

⁷ Meses correspondentes ao período úmido do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

35% da capacidade máxima de armazenamento, valor sensivelmente abaixo da média dos últimos 11 anos para o período (50%).



Contudo, o preço de energia (Preço de Liquidação das Diferenças – “PLD”) médio do 1T21 no submercado Sudeste atingiu R\$173/MWh, patamar 8% abaixo quando comparado ao mesmo período de 2020 (R\$189/MWh). Essa variação pode ser explicada pela perspectiva otimista de vazão no momento do cálculo do PLD, cenário que acabou não se concretizando no período.

Com a situação hidrológica crítica, o ONS passou a utilizar o despacho adicional de energia térmica (fora da ordem de mérito), importação de energia, além de outras medidas excepcionais com o objetivo de desacelerar o esgotamento dos reservatórios durante o período seco (abr/21 – out/21). Apesar do cenário crítico, os órgãos de monitoramento do setor elétrico reiteram a garantia do suprimento de energia no país em 2021.

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), em decorrência do cenário hidrológico e baixo nível dos reservatórios, a expectativa do GSF (*Generation Scalling Factor*) para o ano de 2021 foi revisada para 78%.

GESTÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO

A estratégia da Companhia para gestão do balanço energético está pautada por um planejamento minucioso e gestão proativa da comercialização de energia, buscando gerar valor e mitigar o risco hidrológico.

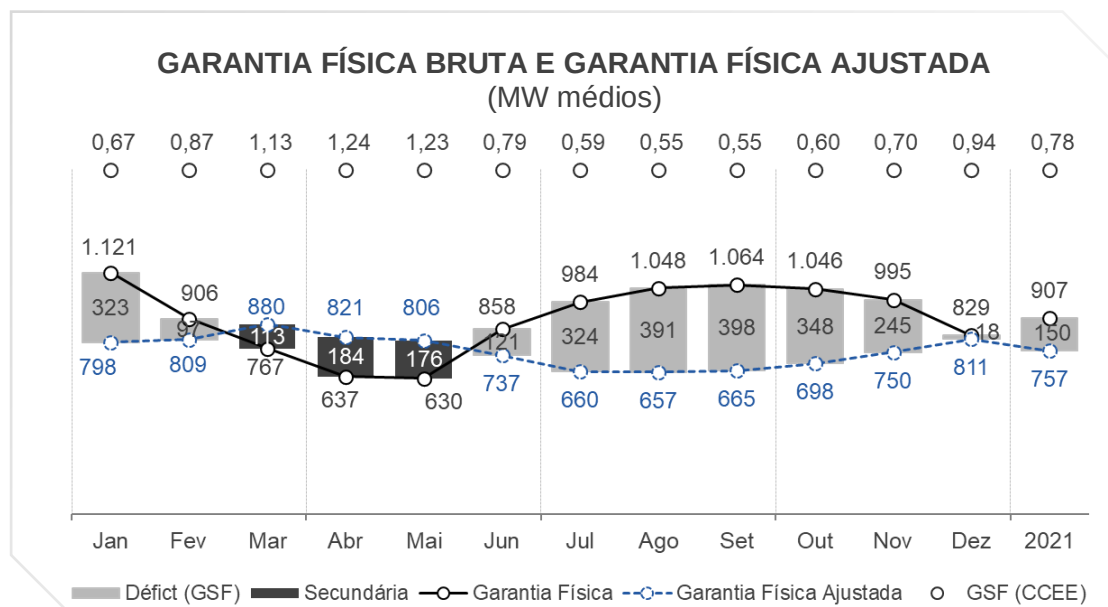
Em decorrência das revisões de garantia física e o efeito negativo do GSF, a Companhia apresentava um balanço energético deficitário que vem sendo equalizado.

Para o ano de 2021, a Companhia comprou aproximadamente 97% da energia necessária para equacionar o déficit energético aproveitando das janelas de

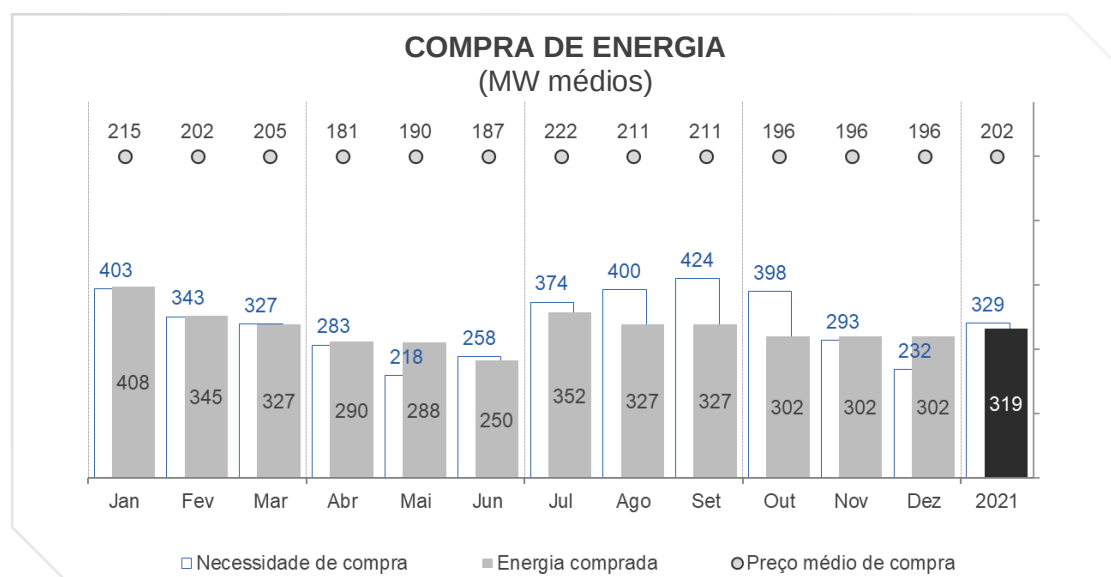
⁸ ENA: Energia Natura Afluente; MLT: Média de Longo Termo (média histórica entre 1931-2019); Dados parciais até 24 de abril de 2021.

⁹ Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Energia correspondente ao armazenamento no Subsistema Sudeste (% da capacidade do submercado) para o último dia de cada trimestre.

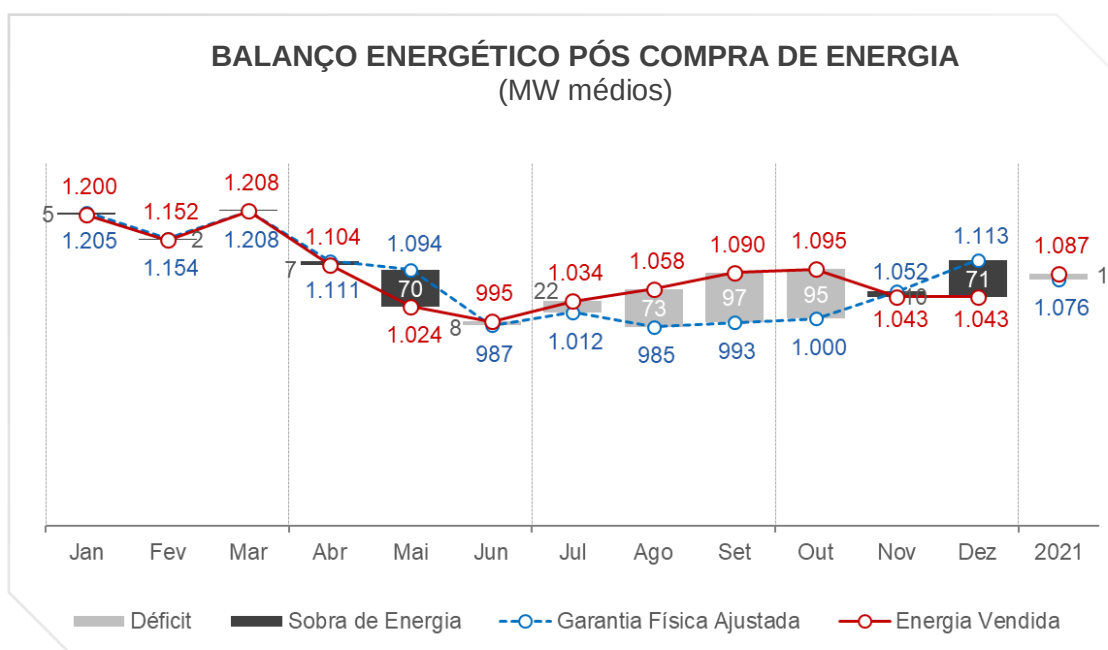
oportunidades que surgiram durante o ano de 2020. Adicionalmente, a Companhia continua monitorando o risco de GSF e oportunidades de mercado para comprar energia com o propósito de mitigar riscos de preço.



Para equalização do balanço energético do 1T21, foram adquiridos 361 MW médios de energia ao preço médio de R\$208/MWh, 6% abaixo do preço de compra do 1T20 (172 MW médios à R\$221/MWh).



Ao final do primeiro trimestre, o balanço energético, da Companhia, para todo o ano de 2021 apresentava um déficit de 11 MW médios, conforme ilustrado abaixo.



ESTRATÉGIA COMERCIAL

A área comercial da Companhia é pautada por uma gestão energética integrada por meio de inteligência de mercado, comercialização para clientes finais e *trading*.

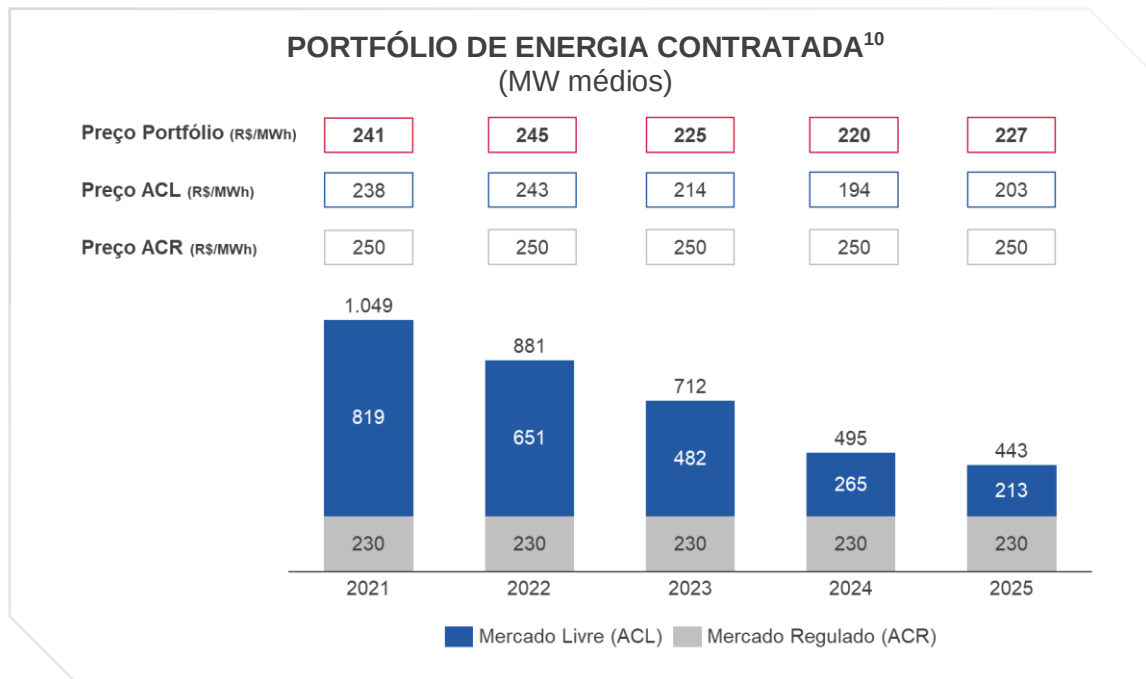
Todas as operações realizadas passam por uma criteriosa análise e acompanhamento de riscos de mercado e crédito com limites de exposição pré-estabelecidos, além de cobertura com garantias de acordo com o perfil da contraparte. A estrutura para gerenciamento de riscos de mercado e crédito na Companhia está subordinada à Diretoria Financeira, garantindo independência no suporte às tomadas de decisões comerciais.

COMERCIALIZAÇÃO PARA CLIENTES FINAIS

A Companhia tem trabalhado para diversificar e ampliar a sua carteira de clientes, a fim de capturar oportunidades, mitigar os riscos do negócio, e reduzir a pegada de carbono de seus clientes e parceiros, por meio do fornecimento de energia renovável com certificação renovável I-REC.

O portfólio de clientes da Companhia é composto de agentes distribuidores de energia do mercado regulado e de consumidores do mercado livre de energia, conforme demonstrado no gráfico abaixo. A partir de 2024, o volume de energia já comprometida em contratos de venda é substancialmente menor e, a partir de 2028, a Companhia não possui energia vendida no mercado livre.

Os contratos no mercado regulado tiveram início em 2009 e 2010, vigentes até 2038 e 2039, com volume de 230 MW médios e são corrigidos pela inflação. Os contratos no mercado livre são corrigidos pela inflação ou dólar e alguns contratos possuem cláusulas de flexibilidade, ou seja, há limites mínimos e máximos que são aplicados aos volumes mensais sazonalizados e ao volume consolidado do ano.



Ao longo dos três primeiros meses de 2021, foram vendidos ~100 MW médios de energia entre 2023 e 2025.

Neste trimestre, realizamos novas parcerias com clientes finais por meio do fornecimento de energia e do fornecimento de I-RECs, promovendo a descarbonização das suas atividades e propiciando a sustentabilidade como valor agregado. Este é o resultado das primeiras ações da empresa juntos aos clientes no mercado livre de energia.

No 1T21 o preço médio no mercado regulado (distribuidoras) ficou em R\$250/MWh, um aumento de ~3% em relação ao 1T20 devido, principalmente, a cláusulas de reajuste contratual, conforme detalhes abaixo:

Data início	Data fim	Volume (MWm)	Preço bruto inicial (R\$ MWh) ¹¹	Preço bruto 1T21 (R\$/MWh) ¹²
01/01/2009	31/12/2038	83	125	260
01/01/2010	31/12/2039	152	116	245
Total		235	119	250

¹⁰ Preço na data base de 31/03/2021, sem correção.

¹¹ Para o primeiro contrato: data base de início em 29/06/2006; Para o segundo contrato: data base de início em 12/12/2005.

¹² Preços corrigidos pelo IPCA.

Como forma de mitigar sua exposição ao risco hidrológico, a CESP repactuou em 2016 o montante de 230 MW médios contratados até 2028, montante relativo aos contratos no mercado regulado. Desta forma, esta parcela da sua garantia física está protegida das oscilações do GSF.

TRADING

Em janeiro de 2020, a Companhia iniciou as operações da CESP Comercializadora e ingressou no mercado de *trading* de energia com o objetivo de promover uma gestão mais otimizada do balanço energético da CESP, uma melhor gestão dos riscos hidrológicos e de mercado e um aperfeiçoamento da estratégia comercial da Companhia, com o desenvolvimento de novos clientes, mercados e oportunidades.

Tais operações são transacionadas no mercado livre e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo (“MtM”). A Companhia possui contratos futuros de energia com vencimento até o exercício de 2027. No encerramento do 1T21, o MtM dos contratos de *trading* de energia totalizou R\$(2) milhões.

ATUALIZAÇÕES GSF

Abaixo, estão destacados os principais e mais recentes acontecimentos relacionados à regulamentação das condições para repactuação do risco hidrológico prevista na Lei nº 14.052/2020, de 8/10/2020 (“Lei 14.052/2020”).

- **14 de outubro de 2020:** No âmbito da consulta pública em curso para regulamentação das condições previstas na Lei 14.052/2020, a CCEE, considerando os critérios e parâmetros definidos na versão inicial de resolução normativa, elaborou e divulgou o resultado dos cálculos preliminares dos prazos de extensão de outorga para as usinas hidrelétricas participantes do MRE, considerando o período de 102 meses (de março de 2012 até agosto de 2020). Com base nesse cálculo preliminar, a extensão de outorga para a UHE Porto Primavera seria superior ao limite legal de 7 anos, sendo este então seu prazo considerado para o futuro acordo de repactuação. Já para a UHE Paraibuna, a extensão seria de 269 dias (~9 meses);
- **03 de dezembro de 2020:** Publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 895/2020 (“REN nº 895/2020”), que regulamentou a metodologia para cálculo da compensação devida aos titulares das usinas hidrelétricas, de determinou prazo de 90 dias para que a CCEE elaborasse a versão final do cálculo de extensão, com base nas premissas definitivas, para apresentação à ANEEL, que então efetuará a homologação em 30 dias;
- **01 de março de 2021:** A CCEE enviou para a ANEEL o cálculo das extensões de outorga efetuado com base na REN nº 895/2020. Os resultados consideraram período

de 106 meses retroativos de impactos do GSF passíveis de compensação, divulgados pela CCEE em 02.03.2021. Com base neste novo cálculo, a extensão de outorga da UHE Porto Primavera se manteve no limite legal de 7 anos. Já para a UHE Paraibuna, a extensão, com base nas premissas finais, seria de 451 dias (~15 meses).

A etapa seguinte, para a confirmação do tempo de extensão de outorga seria a homologação dos cálculos da CCEE pela ANEEL, prevista, na REN nº 895/2020 para ocorrer em até 30 dias do envio dos cálculos pela CCEE, para posterior adesão formal à repactuação pela Companhia.

O processo administrativo em curso na ANEEL, para homologação dos períodos de extensão, foi incluído na pauta da reunião pública ordinária da Diretoria da Agência, para deliberação em 30.03.2021. Na pauta da mesma reunião, esse processo era precedido de outro sobre recursos apresentados por determinados agentes titulares de usinas hidrelétricas elegíveis à repactuação aos termos da regulamentação aprovada em dezembro (nos termos da REN nº 895/2020).

Ao deliberar sobre referido o processo relacionado aos, a Diretoria decidiu, por maioria, acatar parte dos pleitos, de modo que as premissas de cálculo consideradas pela CCEE no resultado apresentado em 01.03.2020 foram alteradas. Dessa forma, o processo para homologação dos períodos de extensão foi retirado de pauta, sem decisão (já que as premissas do cálculo a ser homologado foram alteradas).

- **30 de março de 2021:** Na reunião pública de Diretoria, por maioria de votos, a ANEEL determinou a alteração de critérios de cálculo previstos na REN nº 895/2020, restando parte dos pleitos apresentados no recurso para deliberação em reunião posterior, motivado por pedido de retirada de pauta do Relator do processo. Com a decisão, que implica em alteração nos dados de entrada utilizados pela CCEE, e, portanto, altera os resultados, estes serão refeitos, com base nas novas regras aplicáveis. A alteração aprovada determina a inclusão, na mensuração dos impactos, sofridos pelos geradores, da garantia física vigente das usinas a partir de 2012, sem a exclusão da parcela já repactuada em 2015 em período anterior à efetiva repactuação, relativa aos contratos do Ambiente de Contratação Regulada. Para a Companhia, a expectativa de efeitos dessa alteração, a ser confirmada com a efetiva conclusão dos novos cálculos pela CCEE, é de incremento do valor do impacto financeiro para a UHE Porto Primavera (mas não do prazo de extensão, que já está no limite da lei), mas não para a UHE Paraibuna (que não tem repactuação anterior, ou seja, sua garantia física vigente já foi considerada para cálculo dos impactos experimentados).
- **06 de abril de 2021:** Na reunião de Diretoria da ANEEL subsequente, após discussão sobre os pleitos remanescentes dos recursos, houve pedido de vistas por um dos diretores, de modo que não houve decisão final relativa à forma de compensação decorrente da consideração da garantia física das usinas estruturantes no cálculo. O processo relacionado à homologação dos cálculos não constou da pauta da reunião e não houve determinação sobre o eventual cronograma das novas etapas de recálculo (na REN nº 895/2020 vigente, o prazo para a CCEE concluir cálculos é de 90 dias).
- **13 de abril de 2021:** Em reunião de Diretoria, a ANEEL retirou o processo dos recursos de pauta para aguardar a análise do Tribunal de Contas da União (“TCU”) sobre o

tema. Nesta data, também foi publicada a Resolução Normativa nº 930/2021, com a alteração promovida na REN nº 895/2020 de acordo com a deliberação da ANEEL em 30 de março de 2020, e que motivou a atuação do TCU na questão.

Neste momento, não há previsão de conclusão da análise do processo de recursos pela ANEEL, etapa que antecede eventual recálculo e respectiva homologação, com a posterior abertura do prazo para adesão à efetiva repactuação pela Companhia.

Para garantir agilidade no processo, em 29 de março de 2021, o Conselho de Administração da CESP aprovou a adesão da Companhia, para a UHE Porto Primavera, à repactuação para extensão da concessão em 7 anos (limite previsto na Lei nº 14.052/2020), mediante envio de termo de aceitação após a homologação pela ANEEL.

Ressalta-se que a adesão da UHE Paraibuna foi aprovada pelo Conselho de Administração em 11 de fevereiro de 2021, em duas fases, considerando o término de vigência da concessão em 09 de março de 2021, ou seja, antes da conclusão das etapas inicialmente previstas para a regulamentação. Desse modo, em 12 de março de 2021, o 4º termo aditivo ao contrato de concessão nº 3/2004 foi assinado por CESP e ANEEL, formalizando a extensão por prazo provisório de 180 dias, a ser ajustado com o cálculo final da CCEE, homologado pela ANEEL. O atual término da concessão da UHE Paraibuna é 05 de setembro de 2021 e a Companhia aguarda definição da ANEEL para que o termo final definitivo seja confirmado, com a celebração de novo termo aditivo.

Vale lembrar que a Companhia não é parte de ação judicial sobre o tema, não tendo quaisquer valores devidos, relacionados a risco hidrológico, com exigibilidade suspensa no âmbito da liquidação financeira da CCEE, sendo que a opção por repactuação não depende de desembolso de caixa ou de qualquer pagamento de prêmio.

DESEMPENHO FINANCEIRO

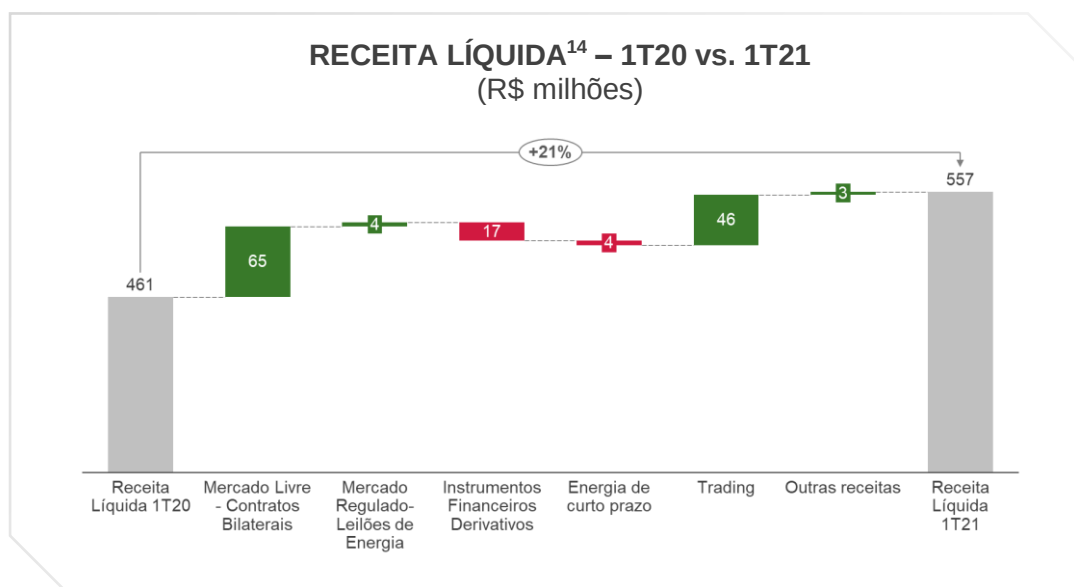
RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida no 1T21 totalizou R\$557 milhões, aumento de R\$96 milhões (+21%) em relação aos R\$461 milhões do 1T20, majoritariamente decorrente de:

- **Trading:** Aumento de R\$46 milhões em função do crescimento das operações de *trading* pela CESP Comercializadora, com receita de R\$58 milhões no 1T21 vs. R\$12 milhões no 1T20.
- **Mercado Livre – Contratos Bilaterais:** Aumento de R\$65 milhões explicado pelo aumento do volume de venda em função das condições contratuais acordadas com as contrapartes (sazonalidade e flexibilidade) e pela atualização dos contratos indexados ao dólar e IPCA, totalizando R\$459 milhões no 1T21 vs. R\$395 milhões no 1T20.
- **Mercado Regulado – Leilão de Energia:** Aumento de R\$4 milhões decorrente de cláusula de reajuste contratual, com receita de R\$130 milhões no 1T21 vs. R\$127 milhões no 1T20.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- **Instrumentos financeiros derivativos¹³:** Redução de R\$17 milhões pela variação cambial desfavorável no período, totalizando uma dedução de R\$26 milhões no 1T21 vs. R\$10 milhões no 1T20.
- **Energia de curto prazo:** Redução de R\$4 milhões em decorrência da menor geração de energia secundária no 1T21 em relação ao 1T20, totalizando uma receita de R\$12 milhões no 1T21 vs. R\$16 milhões no 1T20.



INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

A CESP possui contratos de venda de energia indexados ao dólar. Com a finalidade de mitigar a exposição cambial proveniente desses contratos a Companhia implementou uma estratégia de hedge utilizando o instrumento financeiro de *Non-Deliverable Forward* (“NDFs”) e contabilizados como *hedge accounting*. A estratégia tem o objetivo de proteger aproximadamente 95% da exposição cambial no período. A tabela a seguir reflete a posição dos instrumentos derivativos em 31 de março de 2021:

NDFs	Notional (US\$ milhões)	Taxa média cambial a termo (R\$)	Valor justo (R\$ milhões)
2021	97,0	4,37	(127,6)

Os valores justos dos instrumentos de hedge serão reconhecidos no patrimônio líquido até que a transação prevista ocorra ou seja liquidada. Após efetiva liquidação, os ganhos

¹³ Instrumentos financeiros derivativos utilizados pela Companhia para proteção da exposição cambial dos contratos do mercado livre, indexados ao dólar (R\$5,1987 em 31/03/2020 vs. R\$5,6973 em 31/03/2021). Fonte: Banco Central do Brasil.

¹⁴ “Outras receitas” considera deduções (P&D, impostos, taxas de fiscalização e de utilização de recurso, etc).

ou perdas serão reconhecidos na receita. Mais detalhes vide nota explicativa 26.5 do ITR 1T21.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$209 milhões no 1T21 frente a R\$252 milhões registrada no 1T20, redução de R\$43 milhões na comparação dos períodos, devido a:

- **Reversão de provisão para litígios:** Impacto positivo de R\$230 milhões, devido à reversão de provisão no valor de R\$203 milhões no 1T21 (vs. constituição de provisão de R\$27 milhões no 1T20), em linha com a revisão de estimativas conforme a evolução processual dos casos. Vale lembrar que este é um efeito não-caixa.

Esse efeito foi parcialmente compensado pelo:

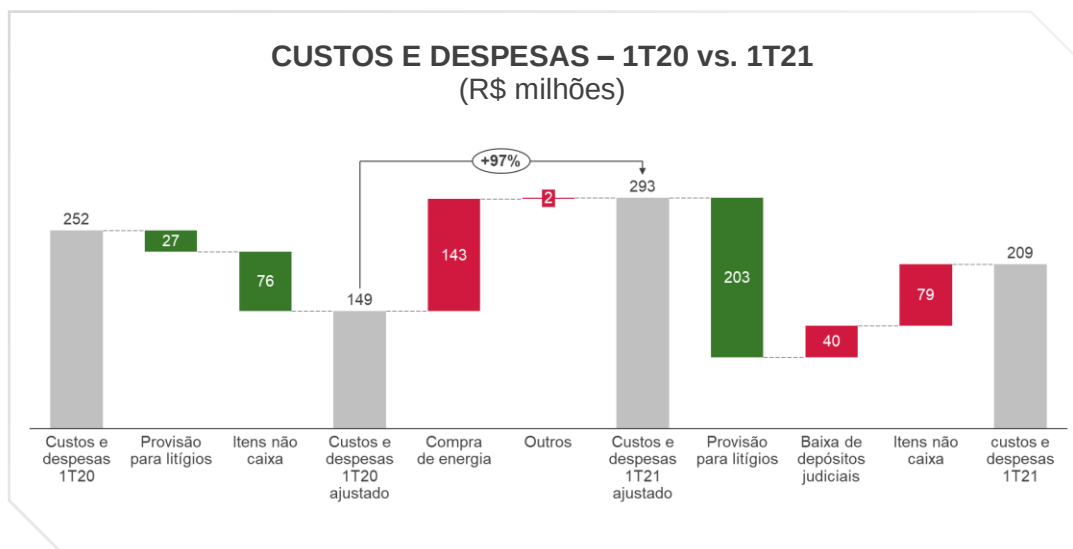
- **Custo de compra de energia:** R\$259 milhões no 1T21 vs. R\$116 milhões no 1T20, um aumento de R\$143 milhões em relação ao 1T20, decorrente principalmente do:
 - Cenário hidrológico desafiador (GSF de 86,6% no 1T21 vs. 103,2% o 1T20), que teve como consequência um impacto de R\$86 milhões devido ao maior volume de compra de energia para mitigação do risco hidrológico no balanço energético (R\$150 milhões no 1T21 vs. R\$64 milhões no 1T20). No 1T21 foram comprados 361 MW médios, 110% acima do volume do 1T20 (172 MW médios). Este efeito foi parcialmente compensado pela redução no preço médio de compra em 6%, que foi de R\$208/MWh no 1T21 vs. R\$221/MWh no 1T20; e
 - Aumento de R\$56 milhões nas compras para as operações de *trading* no 1T21 (R\$67 milhões) vs. 1T20 (R\$11 milhões), em linha com a estratégia da Companhia.
- **Serviços de terceiros:** Despesa de R\$8 milhões no 1T21 vs. R\$6 milhões no 1T20, um aumento de 12% ou R\$1,6 milhão, explicado principalmente pelo maior gasto com consultorias especializadas para apoio nas frentes estratégicas de transformação digital e ESG.
- **Pessoal e Administradores:** No 1T21, os gastos com pessoal e administradores totalizaram R\$22 milhões, em linha comparado com o mesmo período do ano passado (R\$21 milhões), reforçando o foco da Companhia na manutenção de sua disciplina de custos e despesas.

Além dos destaques já mencionados, o resultado considera também o impacto de efeitos não recorrentes e não caixa, conforme descritos a seguir:

- **Baixa de depósitos judiciais:** No 1T21 foi reconhecida a despesa de R\$40 milhões, referente a baixa de depósitos judiciais, resultado do avanço no processo de análise do contencioso passivo e dos depósitos judiciais correspondentes aos processos pela Companhia.

- **Outros efeitos não caixa¹⁵:** Tais efeitos totalizaram R\$79 milhões no 1T21 vs. R\$76 milhões no 1T20, um aumento de R\$3 milhões na despesa na comparação entre os trimestres devido à redução de R\$6 milhões do impacto positivo trazido pela marcação à mercado dos contratos futuros de energia (R\$19 milhões no 1T21 vs. R\$25 milhões no 1T20), parcialmente compensada pela redução efetiva da depreciação e amortização em R\$2,5 milhões.

Excluindo todos os efeitos não recorrentes e não caixa, os custos e as despesas operacionais no 1T21 totalizaram R\$293 milhões, aumento de 97% em relação ao 1T20 (R\$149 milhões).



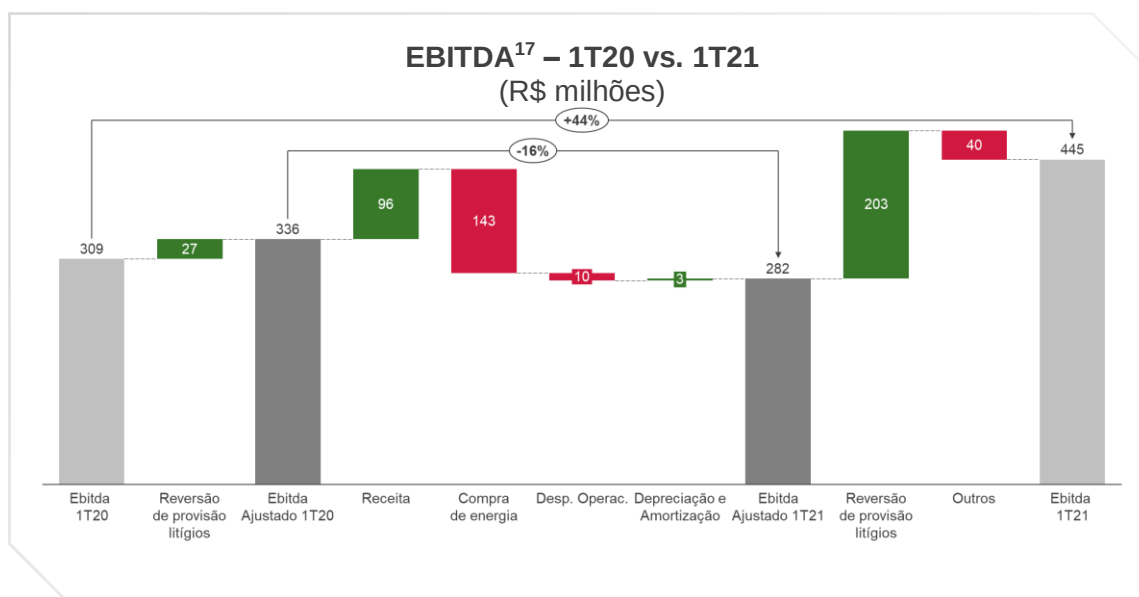
EBITDA

(R\$ mil)	1T21	1T20	Δ
Lucro Líquido	115.798	53.813	115%
IR e CSLL líquidos ¹⁶	63.967	45.774	40%
Resultado financeiro	167.863	109.210	54%
= EBIT	347.628	208.797	66%
Depreciação / amortização	97.855	100.395	-3%
EBITDA	445.483	309.192	44%
Reversão provisão para litígios	(202.872)	26.979	-
Baixa de depósitos judiciais	39.781	-	-
EBITDA ajustado	282.392	336.171	-16%
Margem EBITDA ajustado	51%	73%	-22 p.p.

¹⁵ Inclui depreciação/amortização, provisões de almoxarifado, provisões de PIS/COFINS para depósitos judiciais e a marcação a mercado de contratos futuros de energia.

¹⁶ 1T21: IR e CSLL líquidos resultado de R\$10 milhões de imposto corrente e R\$54 milhões de diferido, sendo R\$11 milhões de saída de caixa.

O EBITDA ajustado totalizou R\$282 milhões no 1T21 com margem de 51%, valor 16% abaixo do que o mesmo período de 2020 (R\$336 milhões). As variações do EBITDA ajustado podem ser explicadas, principalmente: (i) pelo aumento no custo de compra de energia no 1T21 dada a evolução das operações de *trading* e a piora da hidrologia em comparação ao 1T20 (GSF de 86,6% no 1T21 vs. 103,2% no 1T20) impactando maior volume de compra para mitigação do risco hidrológico no balanço energético (361MWh no 1T21 vs. 172MWh no 1T20), compensado parcialmente pelo menor preço de compra (R\$208/MWh no 1T21 vs. R\$221/MWh no 1T20); e (ii) pela reversão de provisão para litígios no valor de R\$203 milhões no 1T21.



RESULTADO FINANCEIRO

(R\$ mil)	1T21	1T20	Δ
Receitas financeiras	5.725	10.513	-46%
Despesas financeiras	(173.588)	(119.723)	45%
Encargos de dívida	(19.111)	(25.604)	-25%
Atualização monetária de debênture	(38.350)	-	-
Atualização de provisão para litígios	(65.723)	(69.085)	-5%
Baixas de depósitos judiciais	(1.832)	-	-
Atualização de benefícios pós-emprego	(39.530)	(15.092)	162%
Outras despesas financeiras	(9.042)	(9.942)	-9%
Resultado financeiro	(167.863)	(109.210)	54%

¹⁷ "Compra de Energia" não inclui trading; "Despesas Operacionais" = PMSO; "Outros" = Baixa de Depósitos Judiciais.

O resultado financeiro líquido no 1T21 registrou despesa de R\$168 milhões comparado a despesa de R\$109 milhões apresentada no 1T20. O aumento na comparação trimestral pode ser explicado principalmente, por:

- **Encargos de dívidas e atualização monetária de debêntures:** Incremento de R\$32 milhões decorrente da 12ª emissão de debêntures da Companhia, indexada por IPCA (~2% no 1T21), totalizando uma despesa de R\$57 milhões no 1T21 vs. R\$26 milhões no 1T20.
- **Atualização do saldo de benefícios pós-emprego:** Despesa de R\$40 milhões no 1T21 vs. R\$15 milhões no 1T20, um aumento de R\$24 milhões, explicado principalmente pela atualização do saldo do passivo atuarial dos planos de pensão patrocinados pela Companhia. Para mais detalhes sobre este tema veja seção “Plano de Aposentadoria – Vivest” deste documento.
- **Atualização do saldo de provisão para litígios:** Redução de R\$3 milhões, decorrente da também redução do volume total da provisão para litígios, em linha com a estratégia processual de redução do contingente passivo, totalizando R\$66 milhões no 1T21 vs. R\$69 milhões no 1T20.

IMPOSTO DE RENDA (IR) E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL (CSLL)

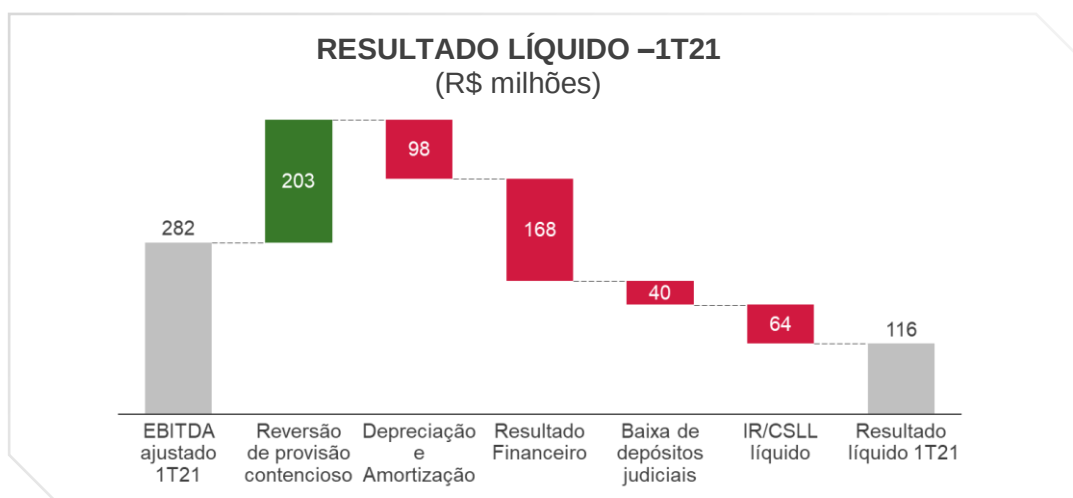
Os valores de IR e CSLL (“impostos”) do exercício compreendem os impostos correntes e diferidos. Os impostos obedecem ao regime de competência e são apurados conforme a legislação vigente. A Companhia adota o regime de lucro real anual com pagamento por estimativa mensal, o que pode gerar um descasamento entre o pagamento e a apuração do imposto, sendo ajustado na apuração anual do IR e CSLL.

O resultado com IR e CSLL no 1T21 foi de R\$64 milhões, sendo R\$10 milhões referentes ao IR e CSLL correntes e R\$54 milhões ao diferido. O valor pago de imposto no 1T21, calculado por estimativa, foi de R\$11 milhões (efeito caixa, considerando uma alíquota efetiva de 36%).

Adicionalmente, os prejuízos fiscais poderão ser compensados, observado em cada período de apuração o limite de 30% do lucro real ou lucro tributável = EBT (*earnings before taxes*) +/- ajustes temporários e permanentes.

RESULTADO LÍQUIDO

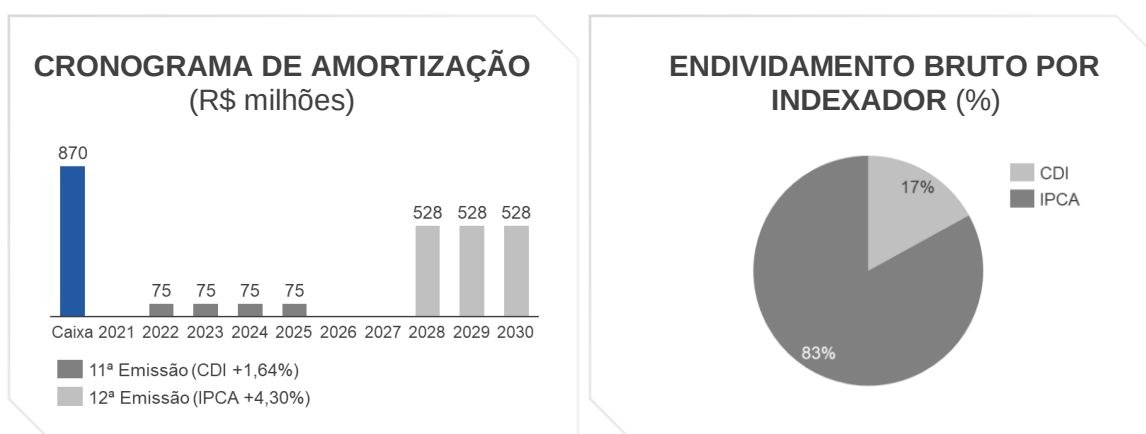
O resultado líquido do 1T21 foi positivo em R\$116 milhões, contra um lucro de R\$54 milhões no 1T20. O gráfico a seguir apresenta os principais fatores que influenciaram o resultado líquido do trimestre, a partir do EBITDA ajustado do mesmo período:



ENDIVIDAMENTO

O endividamento bruto em 31 março de 2021 era de R\$1,9 bilhões, em linha com o mesmo período de 2020.

Em 31 de março de 2021, o prazo médio da dívida era de 7,5 anos.

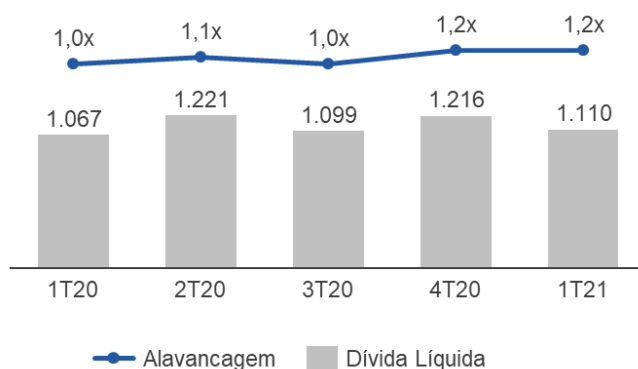


A posição de caixa e equivalentes de caixa ao final do trimestre era R\$870 milhões contra R\$950 milhões no mesmo período do ano passado e R\$713 milhões em dezembro de 2020. A dívida líquida em 31 de março de 2021 era de R\$1,1 bilhão.

ALAVANCAGEM

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA ajustado, encerrou o 1T21 a 1,2x.

DÍVIDA LÍQUIDA E ALAVANCAGEM (R\$ milhões / x)



RATING

	Rating	Outlook	Revisão
FitchRatings	BB AAA(br)	Negativo	Jul/2020
STANDARD & POOR'S	BB- br.AAA	Estável	Jul/2020

CAPEX

No 1T21 o CAPEX da CESP foi de R\$1 milhão, uma redução em comparação com o mesmo período do ano passado e foi destinado majoritariamente para modernização e manutenção das usinas hidrelétricas.

FLUXO DE CAIXA LIVRE

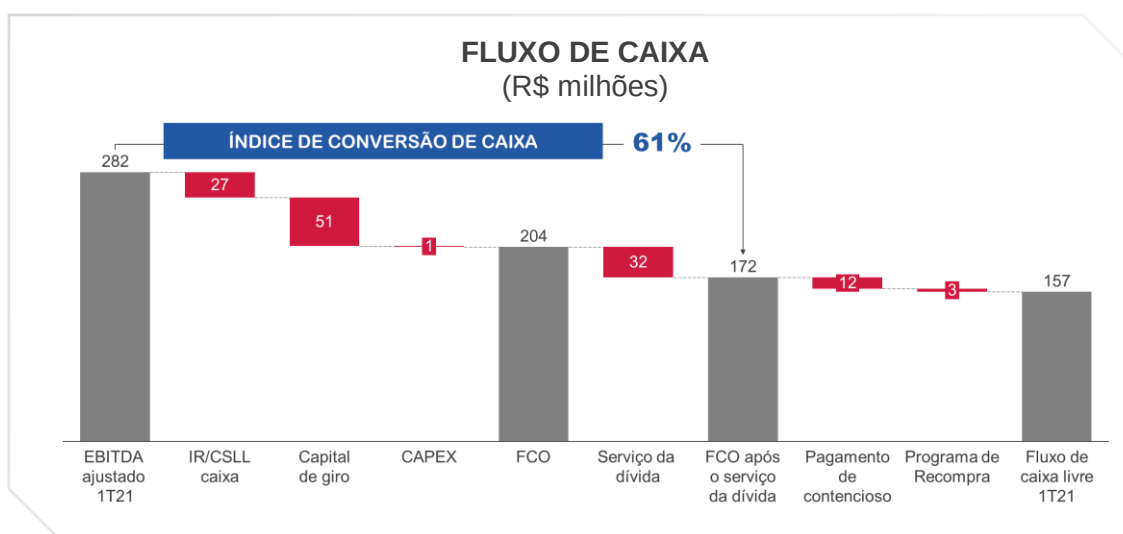
(R\$ mil)	1T21	1T20	Δ
EBITDA ajustado	282.392	336.171	-16%
IR/CSLL caixa	(26.718)	(10.662)	151%
Capital de giro	(50.720)	(88.060)	-42%
CAPEX	(1.012)	(2.344)	-57%
Fluxo de caixa operacional	203.942	235.105	-13%
Serviço da dívida	(31.934)	(3)	-
Fluxo de caixa operacional após o serviço da dívida	172.008	235.102	-27%
Pagamento de litígio	(11.934)	(26.267)	4%
Amortizações	-	(11)	-
Plano de Recompra – Finalização ADR	(3.332)	-	-
Dividendos	-	(85)	-
Fluxo de caixa livre	156.742	208.739	-25%
Saldo de caixa inicial	713.384	741.444	61%
Saldo de caixa final	870.126	950.183	-4%

A Companhia encerrou o 1T21 com R\$172 milhões de geração de caixa operacional após serviço da dívida, o que representa um índice de conversão de caixa¹⁸ de 61%.

A variação no fluxo de caixa operacional entre os trimestres decorre, principalmente, pela:

- Capital de giro: Redução de R\$37 milhões (R\$51 milhões no 1T21 vs. R\$88 milhões no 1T20) explicada principalmente pela: (i) extinção na linha de saldo a receber da CCEE, que foi de R\$12 milhões no 1T20; e (ii) redução na linha de operação MtM (R\$19 milhões no 1T21 vs. R\$25 milhões no 1T20).
- IR/CSLL caixa: Aumento de R\$16 milhões no desembolso do período, devido à distribuição de JCP aprovada pelos administradores em dezembro de 2020, totalizando R\$27 milhões no 1T21 vs. R\$11 milhões no 1T20.

¹⁸ Índice de Conversão de Caixa = FCO após o serviço da dívida/EBITDA Ajustado.



PLANO DE APOSENTADORIA (VIVEST)

HISTÓRICO E METODOLOGIA DE CÁLCULO

A Companhia por meio da Vivest, patrocina os planos de aposentadoria de seus empregados e ex-empregados. Os planos de benefícios existentes foram constituídos em duas diferentes modalidades: (i) contribuição definida (“CD”); e (ii) benefício definido (“BD”).

Na modalidade CD, a Companhia realiza contribuições fixas à Vivest e não possui obrigações legais em caso de déficit atuarial¹⁹.

Já na modalidade BD, é estabelecido um valor de benefício fixo de renda vitalícia que o empregado receberá em sua aposentadoria. O plano BD mais relevante da CESP é o Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”), constituído como resultado da negociação entre o Governo do Estado de São Paulo (ex-acionista controlador) e os sindicatos, com o objetivo de viabilizar os processos de privatização das empresas de energia em 1997.

Os valores dos compromissos atuariais²⁰ relacionados ao plano BD são calculados anualmente por atuário independente, com data base que coincide com o encerramento do exercício e são registrados conforme previsto no CPC 33/ IAS 19 (“CPC 33”), que apresenta a metodologia de avaliação contábil de benefícios a empregados.

- O passivo reconhecido no balanço patrimonial é o valor presente da obrigação do benefício na data das demonstrações financeiras, reduzido o valor justo dos ativos do plano;

¹⁹ Déficit atuarial: projeção em que faltará dinheiro para cobrir todas as aposentarias e pensões no futuro.

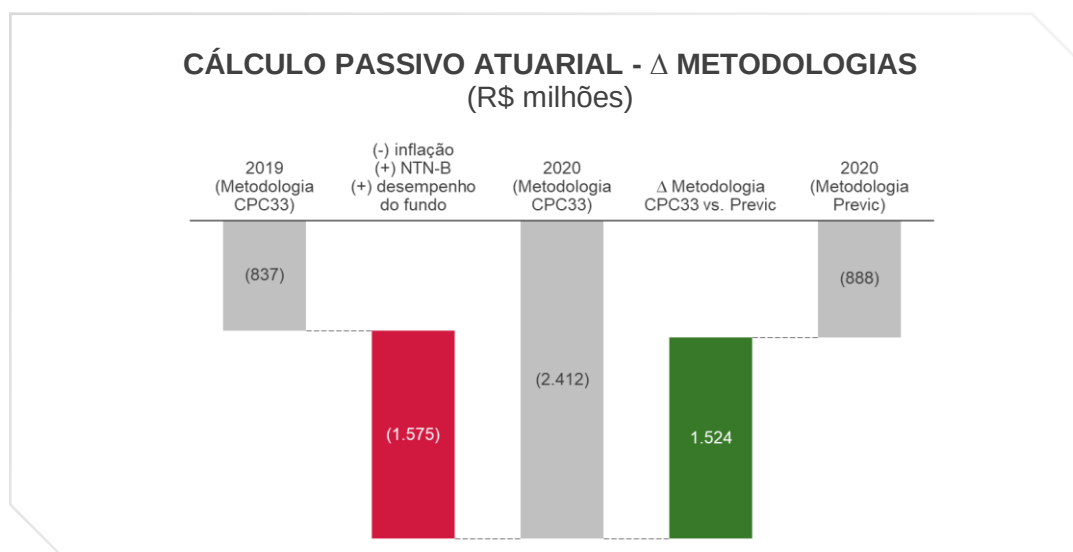
²⁰ Compromissos atuariais: contribuições, custos, passivos e/ou ativos.

- Os ganhos e perdas atuariais são registrados diretamente no patrimônio líquido sob a rubrica “Outros Resultados Abrangentes”. Esses ganhos e perdas atuariais são apurados ao término de cada exercício com base no relatório de atuário independente.

Em paralelo a avaliação contábil, a Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC) calcula os compromissos atuariais adotando a metodologia definida pela Resolução CNPC nº 30/2018 e Portaria PREVIC nº 300, de 12/04/2019. Essa metodologia difere do CPC 33 principalmente em relação ao: (i) cálculo do passivo atuarial; (ii) definição do ativo; e (iii) taxas de desconto. A metodologia utilizada pela PREVIC é responsável pelo cálculo da posição atuarial e, portanto, define, eventuais necessidades de aportes por parte da CESP ao longo do tempo, caso se configurem posições deficitárias.

CÁLCULO ATUAL

Em 2020 os efeitos de inflação e juros no passivo e meta atuarial impactaram no valor justo contábil. As projeções do passivo foram impactadas pelo efeito de inflação (descolamento IGP-DI) e parcialmente compensadas pelo efeito positivo, em decorrência do aumento da taxa de desconto do passivo (NTN-B).



Importante ressaltar que o déficit não representa, neste momento, uma dívida ou impacto de caixa por ambas as metodologias de cálculo adotadas. O cálculo é realizado anualmente e será atualizado em dezembro de 2021, após as ações mitigatórias da Companhia estarem finalizadas.

ÚLTIMAS ATUALIZAÇÕES E PRÓXIMOS PASSOS

Em 16 de junho de 2020 o Conselho de Administração da CESP aprovou as medidas de adequação dos planos Vivest às práticas de mercado atuais, bem como as medidas de isonomia e mitigatórias de riscos inerentes aos Planos Vivest, em conformidade com os procedimentos e a regulamentação aplicável e vigente. Em 10 de dezembro de 2020, as medidas foram também aprovadas pelo Conselho deliberativo da Vivest, sendo o próximo passo a obtenção da aprovação da PREVIC, esperada para meados de 2021.

Após obtenção da aprovação da PREVIC e implantação das medidas mitigatórias, o valor real de eventual déficit será recalculado pela metodologia própria da entidade.

Tais medidas mitigatórias contemplam, por exemplo, a migração opcional de participantes da modalidade BD para a modalidade CD, em linha com o interesse individual de cada beneficiário.

PROVENTOS

O Estatuto Social da Companhia, prevê a distribuição do lucro líquido do exercício, após as deduções legais, conforme segue:

- (i) Será destinado valor para pagamento do dividendo anual prioritário das ações Preferenciais A de 10%, do valor do capital social dessa classe;
- (ii) Do saldo, será destinado o valor para pagamento de dividendo anual obrigatório às ações ordinárias (CESP3) e preferenciais B (CESP6) correspondente a 10% do valor do capital social representado por essas ações, o saldo a ser distribuído será rateado entre as duas classes de ação;
- (iii) O saldo remanescente terá a destinação deliberada em Assembleia Geral, observadas as retenções permitidas em lei, sendo que, no caso de distribuição de saldo remanescente às ações ordinárias e preferenciais A e preferenciais B, se fará em igualdade de condições.

DISTRIBUIÇÃO

O Conselho de Administração aprovou em reunião de 16 de dezembro de 2020, a proposta de distribuição de juros sobre capital próprio ("JCP") aos acionistas no montante de R\$150 milhões (data ex-JCP em 22 de dezembro de 2020), e em reunião de 11 de fevereiro de 2020, o Conselho aprovou a proposta de distribuição de dividendos obrigatórios e complementares aos acionistas no montante de R\$ 700 milhões (data ex-dividendo em 05 de abril de 2021). Ambas as distribuições foram aprovadas em Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de março de 2021.

O pagamento dos proventos será realizado em duas parcelas. A primeira delas, totalizando R\$ 600 milhões foi realizada no dia 15 de abril de 2021. E a segunda, no valor total de R\$ 250 milhões está programada para o dia 15 de setembro de 2021.

CONTINGÊNCIAS

PROCESSOS JUDICIAIS PASSIVOS

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva total de, aproximadamente, R\$10 bilhões. É importante reforçar que a Companhia ainda mantém um procedimento de avaliação criteriosa do saldo de contencioso passivo, inclusive com a contratação de assessores jurídicos e financeiros externos como complementação à atuação de nossa equipe própria.

Dada a relevância do contencioso passivo atualmente registrado pela Companhia, não apenas os valores em discussão judicial são revisados constantemente, como também os próprios prognósticos de perda aplicáveis às ações existentes. Adicionalmente, em uma busca perene por otimizar a gestão e reduzir a contingência judicial passiva, a Companhia também continua qualificando, de forma criteriosa, determinadas ações como “estratégicas”, submetendo-as a um monitoramento próprio e à condução por escritórios externos de alto nível técnico e reputação. Tratamento não menos importante é dado ao restante da carteira contenciosa.

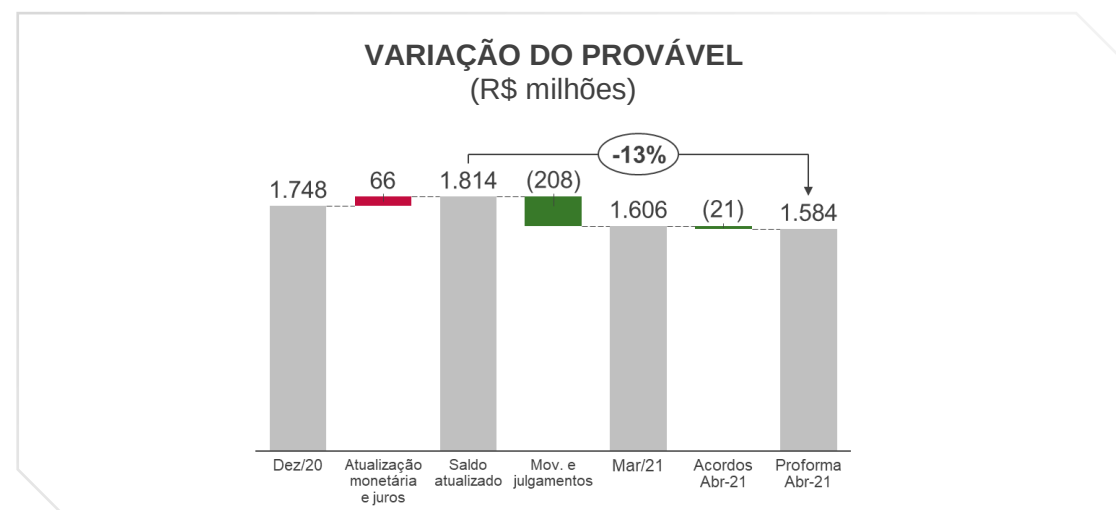
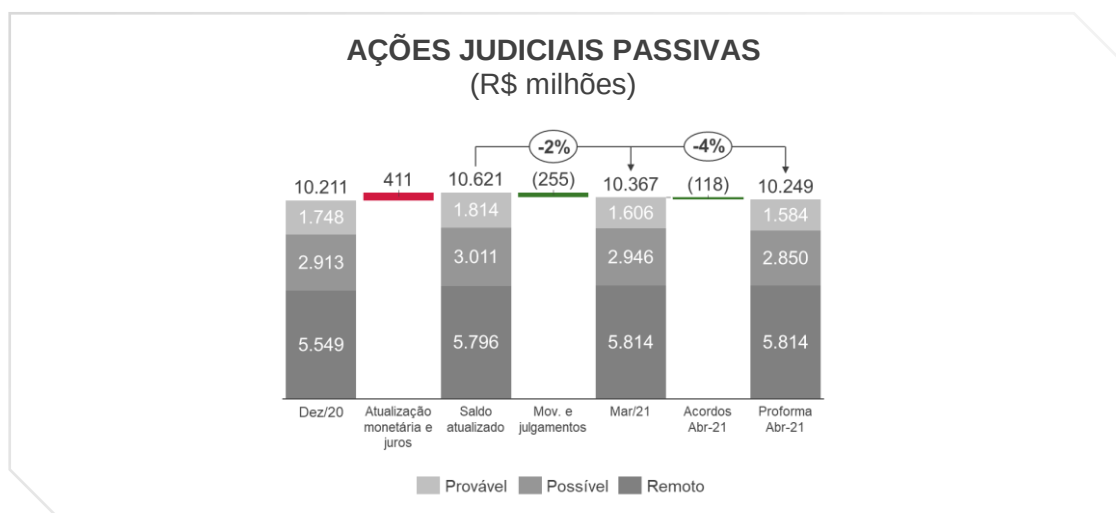
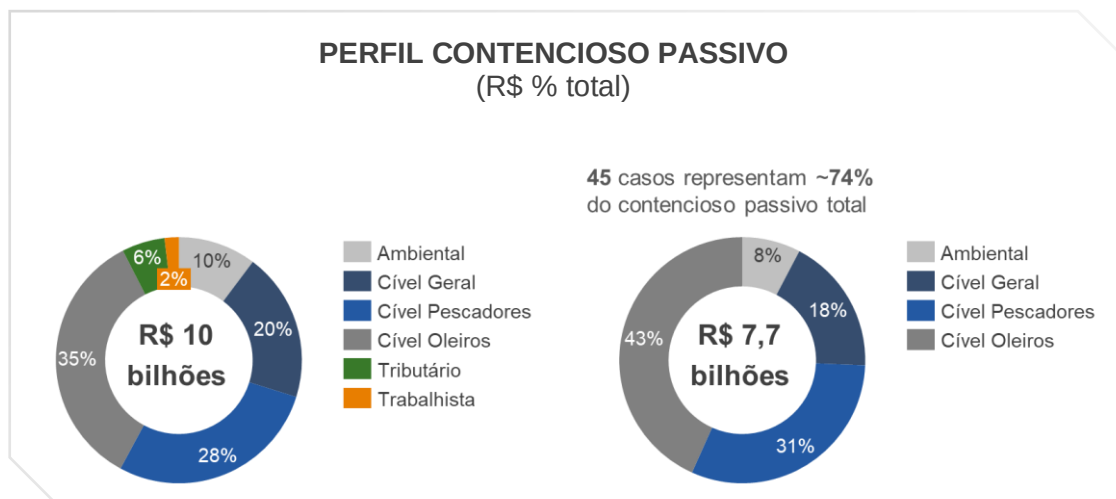
A Companhia esclarece, reiteradamente, que o valor do contencioso passivo é objeto de variações constantes, justamente porque sua mensuração é atrelada ao próprio andamento das ações judiciais. Desse modo, como política institucional, a Companhia busca refletir em seu balanço, com o mínimo de defasagem possível, o status atual de sua carteira passiva (o que justifica as oscilações trimestrais dos valores divulgados a tal título).

Em relação às contingências decorrentes de ações cuja probabilidade de perda é estimada como remota, conforme já informado em trimestres anteriores, a Companhia ainda opta por manter a prática historicamente adotada na elaboração de suas Demonstrações Financeiras, divulgando o valor total correspondente a esse tipo de contingência. Entretanto, apesar de entender ser adequada nesse momento a divulgação de tais valores, a Companhia também reitera que, dentre as diversas ações avaliadas como sendo de risco remoto, há demandas explicitamente incabíveis, cujo valor de causa não representa, em hipótese alguma, o valor financeiro efetivamente em discussão e que seria devido no caso de eventual condenação definitiva desfavorável.

Por fim, sem prejuízo dos esforços constantes visando à redução do seu contencioso passivo, a Companhia ressalva, de forma transparente, que a performance desse processo pode ser prejudicada por novas demandas eventualmente recebidas, ou mesmo por ajustes na valoração das ações que já compõem a sua carteira. Nesse contexto, a estratégia de redução do passivo judicial continua abrangendo, além da atuação técnico-

processual, uma atuação de caráter preventivo, de modo a ser reduzido, também, o volume de novas ações que são propostas contra a Companhia.

Atualmente, o grupo de ações estratégicas abrange cerca de 45 processos, o que representa, aproximadamente, ~74% do contencioso judicial passivo da Companhia, conforme detalhado abaixo:



Em 2021, a Companhia avançou na gestão e solução dos casos estratégicos com uma redução de R\$229 milhões nos processos com prognóstico de perda avaliado como provável, considerando acordos fechados até abril. Essa redução é explicada, principalmente, por acordos judiciais e pela revisão de estimativas conforme evolução processual dos casos.

Adicionalmente, a CESP continua atenta a oportunidades de acordos e negociações que se mostrem atrativas e viáveis, buscando a redução do passivo contencioso e sempre de acordo com critérios técnicos e disciplina financeira.

TRÊS IRMÃOS

O processo de indenização de Três Irmãos (processo nº 45939-32.2014.4.01.3400) está, em 1ª instância, em fase de instrução probatória, com discussões a respeito do último laudo do perito judicial, que avaliou os ativos reversíveis em R\$4,7 bilhões (a valores históricos de junho de 2012). O valor avaliado é composto de: Usina: R\$1,9 bilhões; Eclusas e Canal: R\$1,0 bilhões; Terrenos: R\$1,8 bilhões.

Após manifestações da União e da CESP a respeito do laudo pericial, em 10 de julho de 2020 foi proferido despacho que determinou a manifestação do perito, após a correção do processo de digitalização, sobre os questionamentos apresentados pela União em relação ao laudo.

Em dezembro de 2020 foi certificada a conclusão da digitalização do processo de Três Irmãos e com isso o perito foi intimado a prestar os esclarecimentos acerca do laudo pericial. O prazo para a referida manifestação foi de 15 dias úteis a contar de 28/01/2021 e findaria em 19/02/2021. Em 10/02/21 foi juntada aos autos a informação sobre o falecimento do perito em questão.

O Superior Tribunal de Justiça, no julgamento do Recurso Especial nº 1.643.760/SP, em sessão realizada em 27 de abril de 2021, não acatou o pedido liminar apresentado pela Companhia em dezembro de 2016, que visa obrigar a União Federal a iniciar o pagamento imediato das parcelas relativas ao valor incontroverso de R\$ 1,7 bilhão (valor na data-base de junho de 2012), referente à indenização de Três Irmãos, conforme Portaria Interministerial MME/MF n. 129/2014. Essa decisão em nada altera a discussão principal em andamento perante a 1ª Instância da Justiça Federal de Brasília, atualmente em fase pericial final.

Abaixo, segue a linha do tempo do caso, com histórico a respeito das últimas movimentações relevantes do caso:



AGENDA ESG²¹

Em 2021, a Companhia deu continuidade na implantação da agenda de ESG estabelecida em 2020 por meio, por exemplo, da criação da Plataforma de Sustentabilidade que, com base em uma análise integrada dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (ODS) e de uma avaliação de materialidade estabeleceu três linhas temáticas de atuação:

Proatividade ambiental e climática – Alinhar geração de energia elétrica à garantia dos usos múltiplos da água em ações desenvolvidas em prol da conservação do ecossistema, da minimização dos impactos das operações, da adaptação às mudanças climáticas, da educação ambiental e do bom relacionamento com a comunidade.

Desenvolvimento local e humano – Busca contínua de geração de valor e compromisso com a transparência na administração, reforçando os compromissos com as partes interessadas: funcionários, comunidades, clientes, fornecedores e investidores. E isso se dá oferecendo condições de trabalho, saúde, segurança, bem-estar, diversidade e atuação transparente, garantindo direitos e oportunidades de desenvolvimento humano e geração de negócios.

Crescimento inclusivo – A sustentabilidade e a rentabilidade devem caminhar juntas. Por isso, deve-se focar na criação de programas socioambientais que impulsionem uma nova mentalidade entre funcionários e comunidade, proporcionando inclusão financeira, inclusão social e desenvolvimento de competências locais.

Sustentabilidade é um tema estratégico na CESP e a companhia estabeleceu uma meta corporativa ESG abrangendo 14 ações estratégicas para garantir o avanço desse tema na companhia. Essa meta abrange todos os diretores e gerentes e será considerada na remuneração variável anual de 2021 de toda liderança.

²¹ Sigla em inglês para *Environmental, Social and Governance* (Meio Ambiente, Social e Governança)

Nesse mesmo contexto, no início de 2021 destacamos duas importantes ações de governança corporativa:

- A constituição de uma Comissão de Sustentabilidade, constituída por dois membros do Conselho de Administração (C.A.) e um consultor externo. Essa comissão tem como objetivo principal assessorar ao C.A. na discussão dos temas relativos à gestão ESG, mantendo-os no horizonte da estratégia da companhia; e
- O aumento da participação de mulheres na alta liderança da Companhia, com a eleição de duas mulheres para o C.A. e uma para o Conselho Fiscal.

Para mais detalhes da agenda ESG e todas ações e projetos socioambientais da CESP, acesse o nosso Relatório Anual de 2020, disponível no site da Companhia.

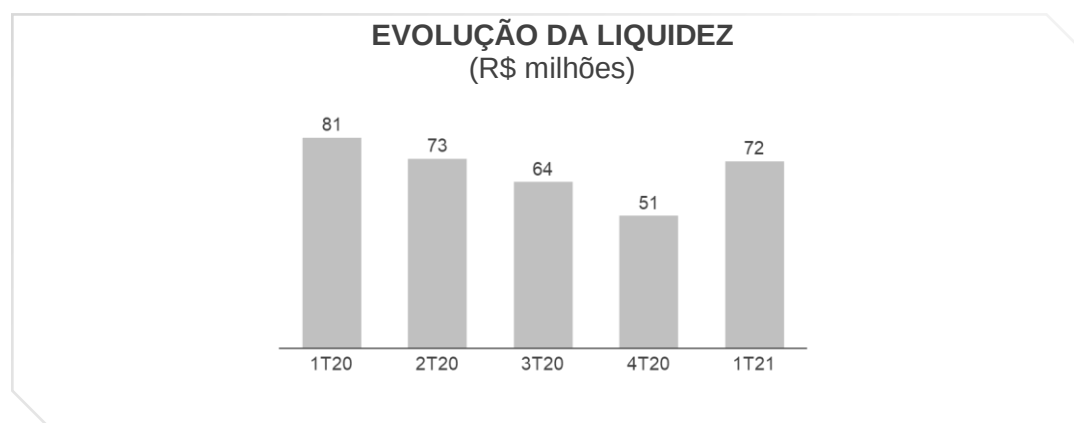
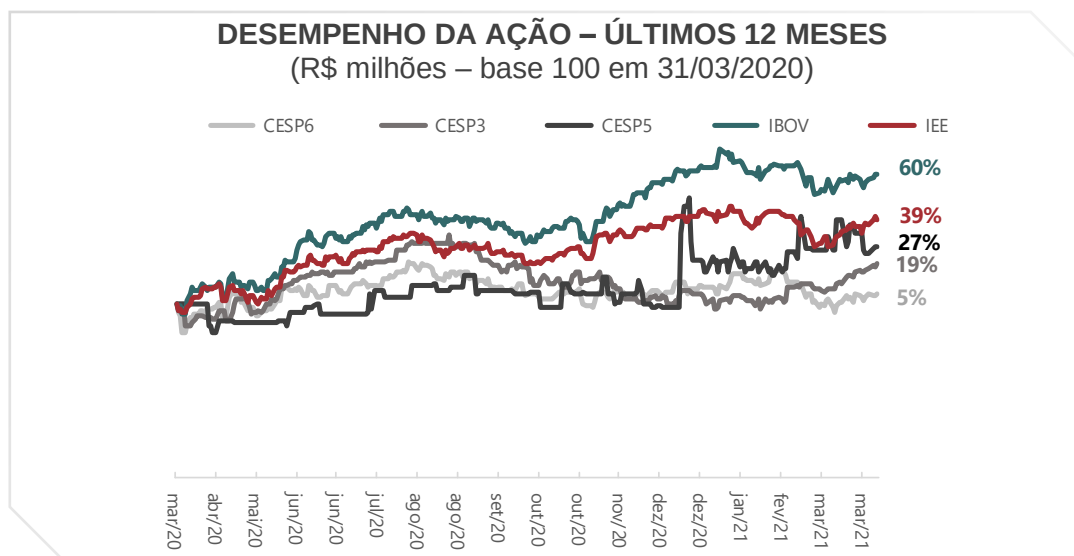
MERCADO DE CAPITALIS

A CESP possui ações ordinárias (“CESP3”) e ações preferenciais classes A e B (“CESP5 e CESP6”, respectivamente) listadas e negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (“B3”) e integra o Nível 1 de Governança Corporativa, valorizando a ética e transparência no relacionamento com acionistas e demais stakeholders da Companhia. As ações da Companhia integram diversos índices, entre eles o Índice de Governança Corporativa, em que estão listadas as empresas com padrões diferenciados de governança corporativa e o Índice Brasil 100, que reúne as ações mais negociadas na B3.

No final do 1T21, as ações preferenciais classe B (CESP6), que representam 64,4% do capital total da Companhia, estavam cotadas em R\$28,16, uma desvalorização de 2,8% no trimestre. A liquidez média diária do trimestre foi de R\$72 milhões (vs. R\$81 milhões no 1T20), equivalente à 2,5 milhões de ações negociadas em média por dia.

No mesmo período, as ações ordinárias (CESP3), que representam 33,3% do capital, estavam cotadas em R\$33,13, representando uma valorização de 19,2% e as ações preferenciais classe A (CESP5), que representam 2,3% do capital, estavam cotadas em R\$39,30, refletindo uma valorização de 10,3% no trimestre.

O valor de mercado da CESP, em 31 de março de 2021, era de R\$9,8 bilhões comparado a R\$8,9 bilhões em 31 de março de 2020.



ANEXOS

BALANÇO PATRIMONIAL

Ativo	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Circulante	1,159,168	977,559	1,294,499	1,118,857
Caixa e equivalentes de caixa	813,730	643,045	870,126	713,384
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-
Contas a receber	216,852	213,276	284,147	272,817
Tributos a recuperar	60,044	48,639	71,304	61,190
Dividendos a receber	1,158	1,158	-	-
Contratos futuros de energia	-	-	1,513	-
Despesas antecipadas	961	1,957	961	1,957
Outros ativos	66,423	69,484	66,448	69,509
Não circulante	13,268,337	13,443,300	13,246,752	13,433,007
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-
Cauções e depósitos judiciais	218,870	260,496	218,870	260,496
IR e CSLL líquidos diferidos	3,891,628	3,933,797	3,908,905	3,954,680
Almoxarifado	5,960	6,023	5,959	6,023
Ativo sujeito à indenização	1,739,161	1,739,161	1,739,161	1,739,161
Investimentos	38,861	31,176	-	-
Imobilizado	5,872,427	5,956,429	5,872,427	5,956,429
Intangível	1,495,452	1,509,895	1,495,452	1,509,895
Direito de uso s/ contratos de arrendamento	5,978	6,323	5,978	6,323
Total do ativo	14,427,505	14,420,859	14,541,251	14,551,864

Passivo e Patrimônio Líquido	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Circulante	1,176,398	926,818	1,286,447	1,050,593
Fornecedores	52,084	42,342	105,192	103,080
Empréstimos e financiamentos	5,398	18,220	5,398	18,220
Arrendamento mercantil	1,700	1,700	1,700	1,700
Instrumentos financeiros derivativos	79,182	58,936	127,584	95,084
Contratos futuros de energia	-	-	-	17,336
Obrigações estimadas e folha de pagamento	12,460	22,479	13,060	23,387
Tributos a recolher	24,953	32,084	32,881	40,721
Encargos setoriais	75,534	76,507	75,534	76,507
Dividendos a pagar e JCP	834,541	581,919	834,541	581,919
UBP - Uso do bem público	40,336	41,307	40,336	41,307
Obrigações socioambientais	28,411	28,426	28,411	28,426
Outros passivos	21,799	22,898	21,810	22,906
Não circulante	6,200,629	6,287,828	6,204,326	6,295,058
Empréstimos e financiamentos	1,840,578	1,800,854	1,840,578	1,800,854
Arrendamento mercantil	4,468	4,788	4,468	4,788
Instrumentos financeiros derivativos	-	6,019	-	9,141
Contratos futuros de energia	-	-	3,697	4,108
Encargos setoriais	1,240	1,240	1,240	1,240
UBP - Uso do bem público	105,567	114,057	105,567	114,057
Provisão para litígios	1,606,027	1,748,257	1,606,027	1,748,257
Obrigações socioambientais	148,503	152,749	148,503	152,749
Benefícios pós-emprego	2,451,341	2,412,379	2,451,341	2,412,379
Outros passivos	42,905	47,485	42,905	47,485
Patrimônio líquido	7,050,478	7,206,213	7,050,478	7,206,213
Capital social	5,975,433	5,975,433	5,975,433	5,975,433
Reservas de capital	1,929,098	1,929,098	1,929,098	1,929,098
Reservas de lucros	1,934,515	2,187,137	1,934,515	2,187,137
Ajustes de avaliação patrimonial	(2,893,847)	(2,885,455)	(2,893,847)	(2,885,455)
Outros resultados abrangentes	108,611	-	108,611	-
Lucros acumulados	(3,332)	-	(3,332)	-
Total do passivo e patrimônio líquido	14,427,505	14,420,859	14,541,251	14,551,864

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Demonstração dos Resultados (Detalhado) R\$ mil	Controladora			Consolidado		
	1T21	1T20	Var. (%)	1T21	1T20	Var. (%)
Receita operacional bruta	463,363	460,885	1%	634,200	540,862	17%
Contratos bilaterais	335,807	323,147	4%	459,377	394,841	16%
Operações de trading	-	-	n.m.	58,304	12,252	n.m.
Leilões de energia - Distribuidores de energia	130,377	126,777	3%	130,377	126,777	3%
Energia de curto prazo	11,828	15,882	-26%	11,828	15,882	-26%
Instrumentos financeiros derivativos	(15,354)	(5,668)	171%	(26,391)	(9,637)	174%
Outras receitas	705	747	-6%	705	747	-6%
Deduções à receita operacional	(60,491)	(61,676)	-2%	(77,315)	(80,322)	-4%
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(446)	(843)	-47%	(446)	(843)	-47%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(4,184)	(3,933)	6%	(4,184)	(3,933)	6%
Imposto sobre serviços - ISS	(21)	(23)	-9%	(21)	(23)	-9%
COFINS sobre receitas operacionais	(36,383)	(34,666)	5%	(50,206)	(49,986)	0%
PIS sobre receitas operacionais	(7,899)	(7,526)	5%	(10,900)	(10,852)	0%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(10,228)	(13,456)	-24%	(10,228)	(13,456)	-24%
Taxa de fiscalização do setor elétrico - TFSE	(1,330)	(1,229)	8%	(1,330)	(1,229)	8%
Receita operacional líquida	402,872	399,209	1%	556,885	460,540	21%
Custo do serviço de energia elétrica	(214,520)	(173,695)	24%	(365,112)	(226,335)	61%
Lucro operacional bruto	188,352	225,514	-16%	191,773	234,205	-18%
Despesas operacionais	139,258	(47,059)	n.m.	155,855	(25,408)	n.m.
Gerais e administrativas	(25,298)	(20,640)	23%	(27,961)	(23,828)	17%
Outras receitas operacionais, líquidas	164,556	(26,419)	n.m.	183,816	(1,580)	n.m.
Equivalência Patrimonial	13,354	20,316	-34%			n.m.
Lucro (prejuízo) operacional antes do resultado financeiro	340,964	198,771	72%	347,628	208,797	66%
Receitas financeiras	5,488	10,051	-45%	5,725	10,513	-46%
Despesas financeiras	(173,559)	(119,692)	45%	(173,588)	(119,723)	45%
Variação cambial líquida			n.m.			n.m.
Resultado financeiro	(168,071)	(109,641)	53%	(167,863)	(109,210)	54%
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contrib. social	172,893	89,130	94%	179,765	99,587	81%
IR e CSLL - corrente	(9,822)	(34,007)	-71%	(10,166)	(37,077)	-73%
IR e CSLL - diferido	(47,273)	(1,310)	n.m.	(53,801)	(8,697)	n.m.
IR e CSLL líquidos	(57,095)	(35,317)	62%	(63,967)	(45,774)	40%
Lucro (prejuízo) líquido	115,798	53,813	115%	115,798	53,813	115%
Lucro (Prejuízo) básico e diluído por ação	0.35	0.16	115%	0.35	0.16	115%

NATUREZA CUSTOS E DESPESAS

	Controladora						
	1T21			1T20			
NATUREZA DOS CUSTOS E DESPESAS	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total	Var. (%)
Energia comprada	(69,181)	-	(69,181)	(29,696)	-	(29,696)	133%
Encargos setoriais	(39,049)	-	(39,049)	(33,931)	-	(33,931)	15%
Pessoal	(5,154)	(12,724)	(17,878)	(7,493)	(10,305)	(17,798)	0%
Administradores	-	(2,134)	(2,134)	-	(1,240)	(1,240)	72%
Benefícios pós-emprego	-	438	438	-	122	122	n.m.
Materiais	(287)	(249)	(536)	(442)	(77)	(519)	3%
Serviços de terceiros	(2,657)	(4,874)	(7,531)	(1,233)	(4,092)	(5,325)	41%
Seguros	-	(1,036)	(1,036)	-	(2,250)	(2,250)	-54%
Depreciação/Amortização	(95,972)	(1,883)	(97,855)	(98,367)	(1,967)	(100,334)	-2%
Aluguéis	(253)	-	(253)	(116)	(504)	(620)	-59%
Provisão (reversão) para litígios	-	202,872	202,872	-	(26,979)	(26,979)	n.m.
Baixa de depósitos judiciais	-	(39,781)	(39,781)	-	-	-	n.m.
Reversão (Provisão) PIS/COFINS depósitos judiciais	-	(268)	(268)	-	(15)	(15)	n.m.
Manutenção e conservação	(777)	(675)	(1,452)	-	-	-	n.m.
Outras (despesas) ou receitas	(1,164)	589	(575)	(2,417)	248	(2,169)	-73%
Impostos, taxas e contribuições	(26)	(1,017)	(1,043)	-	-	-	n.m.
Total	(214,520)	139,258	(75,262)	(173,695)	(47,059)	(220,754)	-66%

	Consolidado						
	1T21			1T20			
NATUREZA DOS CUSTOS E DESPESAS	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total	Var. (%)
Energia comprada	(219,719)	-	(219,719)	(82,336)	-	(82,336)	167%
Encargos setoriais	(39,049)	-	(39,049)	(33,931)	-	(33,931)	15%
Pessoal	(5,154)	(14,791)	(19,945)	(7,493)	(12,402)	(19,895)	0%
Administradores	-	(2,134)	(2,134)	-	(1,240)	(1,240)	72%
Benefícios pós-emprego	-	438	438	-	122	122	n.m.
Materiais	(287)	(251)	(538)	(442)	(75)	(517)	4%
Serviços de terceiros	(2,657)	(5,103)	(7,760)	(1,233)	(4,953)	(6,186)	25%
Seguros	-	(1,036)	(1,036)	-	(2,250)	(2,250)	-54%
Depreciação/Amortização	(95,972)	(1,883)	(97,855)	(98,367)	(2,028)	(100,395)	-3%
Aluguéis	(253)	-	(253)	(116)	(547)	(663)	-62%
Provisão (reversão) para redução ao valor realizável de almoxarifados	-	-	-	-	54	54	n.m.
Provisão (reversão) para litígios	-	202,872	202,872	-	(26,979)	(26,979)	n.m.
Baixa de depósitos judiciais	-	(39,781)	(39,781)	-	-	-	n.m.
Contratos futuros de energia	-	19,260	19,260	-	24,840	24,840	-22%
Reversão (Provisão) PIS/COFINS depósitos judiciais	-	(268)	(268)	-	(15)	(15)	n.m.
Outras (despesas) ou receitas	(1,218)	450	(768)	(2,417)	65	(2,352)	-67%
Impostos, taxas e contribuições	(26)	(1,219)	(1,245)	-	-	-	n.m.
Manutenção e conservação	(777)	(699)	(1,476)	-	-	-	n.m.
Total	(365,112)	155,855	(209,257)	(226,335)	(25,408)	(251,743)	-17%