



RESULTADOS

4T21

Teleconferência

29 de março de 2022

(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, 28 de março de 2022: CESP - Companhia Energética de São Paulo ("CESP"), (B3: CESP3, CESP5 e CESP6) divulga seus resultados referentes ao quarto trimestre de 2021 e do ano 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 4T21	3
Mensagem da Administração	4
Perfil da Companhia	6
Parque Gerador	7
Desempenho Operacional	8
Desempenho Comercial	10
Desempenho Financeiro	17
Endividamento	28
CAPEX	29
Fluxo de Caixa Livre	30
Plano de Aposentadoria (Vivest)	31
Contingências	41
Regulatório	45
Eventos Subsequentes	46
Agenda ESG	47
Mercado de Capitais	50
Anexos	52

RESULTADOS 4T21

DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS

(R\$ mil)	4T21	4T20	Δ	2021	2020	Δ
Receita operacional bruta	724.952	581.775	25%	2.604.979	2.203.798	18%
Receita operacional líquida	638.702	500.649	28%	2.292.813	1.917.248	20%
Resultado operacional bruto	111.423	131.365	-15%	1.307.175	727.606	80%
Custos e despesas	(549.401)	(328.148)	67%	(973.207)	(1.104.522)	-12%
EBITDA	204.199	274.183	-26%	1.740.614	1.210.055	44%
EBITDA ajustado ¹	194.133	154.705	25%	841.723	1.014.104	-17%
Margem EBITDA ajustado	30%	31%	-1 p.p.	37%	53%	-16 p.p.
Resultado líquido	(52.165)	1.595.676	-	440.827	1.728.762	-75%
Dívida Líquida	1.508.097	1.216.403	24%	1.508.097	1.216.403	24%
Dívida Líquida / EBITDA UDM	0,9x	1,0x	-0,1x	0,9x	1,0x	-0,1x
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado UDM	1,8x	1,2x	0,5x	1,8x	1,2x	0,5x

- Crescimento na receita líquida, atingindo R\$639 milhões no 4T21 (+28% vs. 4T20) e R\$2,3 bilhões em 2021, um acréscimo de 20% em relação a 2020, motivado principalmente pelo crescimento das operações de *trading* pela CESP Comercializadora e melhores preços médios de venda no mercado livre.
- EBITDA Ajustado de R\$842 milhões em 2021, uma redução de 17% em comparação com 2020, principalmente em virtude do efeito da crise hídrica, que impactou negativamente a margem operacional da Companhia durante todo o ano.
- Geração de R\$181 milhões de fluxo de caixa operacional após serviço da dívida, com o índice de conversão de caixa² de 93% no 4T21.
- Redução de R\$3,1 bilhões em 2021 nas contingências passivas totais antes da atualização monetária e juros processuais, em relação a 2020, sendo R\$586 milhões de redução no provável, em decorrência de acordos judiciais, revisão de estimativas conforme evolução processual dos casos e decisões judiciais favoráveis. Após atualização monetária e juros processuais, a redução foi de R\$1,8 bilhão e R\$419 milhões, respectivamente.
- Prejuízo líquido de R\$52 milhões no trimestre explicado principalmente pela maior compra de energia no período e impacto trazido pela atualização de provisão do contencioso passivo e do passivo atuarial na despesa financeira.

¹ EBITDA Ajustado exclui provisão para litígios, baixa de depósitos judiciais, repactuação GSF e *impairment*.

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

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO



O ano de 2021, ainda que bastante desafiador em termos hidrológicos, foi marcado por muitas conquistas para a CESP. Avançamos em uma série de projetos fundamentais para garantia de um futuro sustentável para o negócio que a Companhia passa a contribuir a partir de agora, com a formação da nova empresa, a Auren Energia S.A.

Em 2021 avançamos na gestão de nosso balanço energético, na nossa estratégia comercial de longo prazo, demos continuidade aos ganhos de eficiência para o negócio e demos importantes passos em nossa agenda ESG.

A crise hídrica teve efeito relevante no nosso desempenho financeiro em 2021. Como todas as geradoras de energia hidrelétrica no SIN, a CESP foi penalizada pela queda na geração de energia hidroelétrica em âmbito nacional e a consequente deterioração do GSF. Ainda assim, tivemos êxito em nossa estratégia comercial, que além de outras frentes, envolvia a aquisição de energia de forma antecipada e com preços competitivos para que pudéssemos equilibrar nosso balanço energético de 2021 e 2022.

Se por um lado a crise nos trouxe um cenário desafiador pelo lado da compra de energia, na ponta vendedora, a CESP conseguiu capturar as janelas de oportunidades, principalmente na venda de energia a partir de 2024. Durante todo o ano, avançamos em nossa estratégia *go-to-market*, que visa a ampliação e diversificação da base de clientes buscando a redução de riscos e maximização de resultados.

Um outro grande destaque de atuação em 2021 foi o gerenciamento do contencioso passivo. Seguimos dedicados à resolução, por julgamentos e negociações, da carteira de ações judiciais, buscando constantemente a redução do risco. Finalizamos o ano de 2021 com uma redução, após a correção monetária, de R\$1,8 bilhão nas contingências passivas totais em relação ao saldo de dezembro de 2020, corroborando com nossa estratégia de desmonte da carteira. A redução aqui mencionada resultou em uma queda no ano de 24%, ou R\$ 419 milhões, do saldo de perda provável, aquela parcela do contencioso passivo integralmente provisionada.

Na frente operacional, seguimos trabalhando para melhorar, cada vez mais, a gestão de nossos ativos mesmo frente a todas as dificuldades relacionadas à crise hídrica. Também neste ano, as UHEs Paraibuna e Porto Primavera aderiram à repactuação do GSF, resultando no reconhecimento de R\$782 milhões como ressarcimento e extensão do prazo de concessão das usinas em 15 meses e 7 anos, respectivamente.

Um movimento bastante importante em 2021 foi a aprovação pela PREVIC do processo de migração do plano de previdência da VIVEST. A migração segue vigente e deve ser concluída no primeiro semestre deste ano, representando mais uma importante iniciativa em nosso plano de mitigação do risco atuarial para a Companhia.

Na frente de ESG, nossa agenda evoluiu enormemente. Demos continuidade na implantação da Plataforma de Sustentabilidade da CESP, com base nos Objetivos de

Desenvolvimento Sustentável (ODS) e na matriz de materialidade. Nosso foco é a proatividade ambiental e climática, desenvolvimento humano em particular nas comunidades nas quais estamos inseridos e crescimento inclusivo. Como resultado, a MSCI Inc., principal agência de classificação de riscos ESG, elevou o nosso rating socioambiental de “BBB” para “A” (em uma escala de CCC – AAA), a segunda revisão positiva da nota da CESP em menos de dois anos.

Enquanto todas essas frentes avançavam, a Companhia recebeu de seus acionistas controladores uma proposta de reorganização societária visando a criação de uma das principais companhias de capital aberto do setor elétrico brasileiro, mais um importante marco em nosso processo de transformação. Esta proposta foi analisada e avaliada por um Comitê Independente, sendo definida e aprovada a relação de substituição entre as ações das companhias, pelo nosso Conselho de Administração em janeiro de 2022. A Assembleia que deliberou favoravelmente sobre o tema ocorreu em 15 de fevereiro deste ano.

Com isso, depois do cumprimento de todos os prazos legais aplicáveis e das condições precedentes da operação, as ações da CESP, em 25 de março de 2022 foram incorporadas e hoje a Companhia é uma subsidiária integral da Auren Energia S.A.

É recompensador olhar para trás e ver o que conquistamos desde a privatização da Companhia em 2018. Com esse sentimento de dever cumprido, ingressamos em uma nova fase, prontos para continuar trabalhando e buscando oportunidades que gerem cada vez mais valor aos nossos acionistas.

Agradecemos a todos que nos acompanharam nesta história e os convidamos para embarcar em um novo capítulo desta jornada de sucesso no setor elétrico brasileiro.

MARIO BERTONCINI

Diretor Presidente e de
Relações com Investidores

MARCELO DE JESUS

Diretor Financeiro

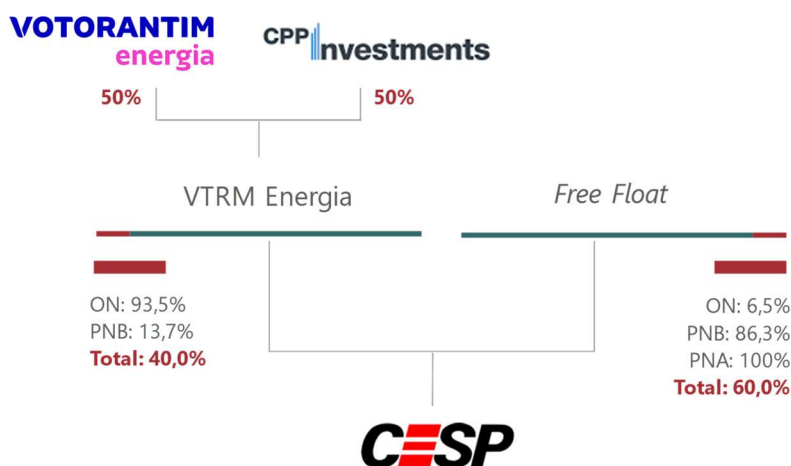
PERFIL DA COMPANHIA

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.

Em 25 de março, as ações da Companhia foram incorporadas pela Auren Energia S.A. (antiga VTRM Energia Participações S.A.), formalizando a conversão da CESP para a Categoria B de registro na CVM e saída da Companhia do segmento de listagem Nível 1 da B3, em decorrência da migração da base acionária da Companhia para a Auren Energia S.A.

Estrutura societária pré-incorporação



Estrutura societária pós-incorporação



PARQUE GERADOR



PORTO PRIMAVERA

Potência	1.540 MW
Garantia Física	887 MWm
Concessão*	abr/56
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 e extensão concedida em set/21

PARAIBUNA

Potência	87 MW
Garantia Física	48 MWm
Concessão*	jun/22
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
extensão definitiva concedida em ago/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)	4T21	4T20	Δ	2021	2020	Δ
Porto Primavera	766	965	-21%	760	985	-23%
Paraibuna	31	46	-33%	36	38	-5%
Jaguari	-	5	-	-	9	-
Total	797	1.016	-22%	796	1.032	-23%

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela CESP no 4T21 atingiu 797 MW médios, 22% inferior ao 4T20 (1.016 MW médios). A redução mostra os efeitos da crise hídrica que impactou, principalmente, a bacia do rio Paraná, onde se encontra a UHE Porto Primavera. Em 2021 a geração acumulada atingiu 796 MW médios, 23% inferior ao ano de 2020 (1.032 MW médios).

No 4T21, os reflexos do déficit hídrico observado principalmente na região Sudeste do país se mantiveram, entretanto se observou uma condição melhor na afluência no início do período chuvoso. Mesmo com um cenário de melhora nas vazões afluentes da bacia do rio Paraná, permaneceu vigente a determinação de flexibilização da vazão mínima defluente da UHE Porto Primavera como forma de contribuição para a recuperação do armazenamento dos reservatórios de cabeceira. Para mais detalhes sobre o assunto, consulte seção “Regulatório” deste documento.

É importante pontuar que a UHE Porto Primavera está localizada no final da cascata do rio Paraná, ficando abaixo (a jusante) da UHE Jupia e acima (a montante) da UHE Itaipu. As três usinas citadas operam em regime fio d’água, o que significa que não possuem capacidade significativa de regularização das vazões em seus reservatórios. Com isso, a geração de energia dessas usinas depende da vazão afluente proveniente das usinas localizadas a montante. No caso da bacia do rio Paraná, os principais reservatórios são os das UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos. Esta configuração da cascata hidráulica faz com que a redução da vazão nas usinas a fio d’água contribua para a preservação dos estoques de água nos reservatórios localizados a montante destes ativos.

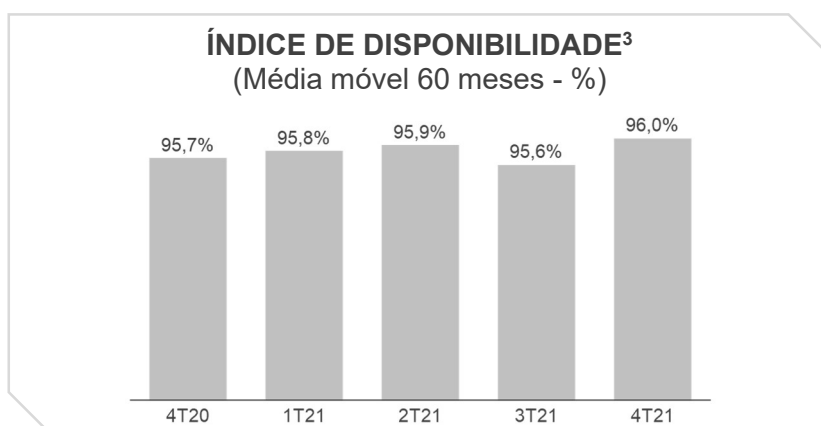
Com relação à UHE Paraibuna, a programação de produção da usina se dá em função do controle da vazão na bacia do rio Paraíba do Sul, com a definição pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) da vazão defluente das usinas da cascata com o objetivo de atendimento às restrições hidráulicas da bacia. No 4T21, o ONS reduziu a geração nas usinas de cabeceira da bacia do rio Paraíba do Sul (dentre elas a UHE Paraibuna) em função do início das chuvas que aumentou a vazão natural do rio, necessitando menos da complementação da vazão pelas usinas para atendimento às necessidades citadas. Desta forma, os reservatórios iniciam a recuperação de seu armazenamento.

DISPONIBILIDADE

No 4T21, as usinas operadas pela CESP atingiram o índice de disponibilidade médio de 96,0%, superior ao valor reportado no 3T21 (95,6%) e 0,3 p.p. acima do valor reportado no 4T20 (95,7%), indicando retorno ao patamar de normalidade da Companhia.

Segundo a Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (“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 significativamente acima dos valores de referência estabelecidos pela ANEEL e em trajetória estável, demonstrando a qualidade da operação e manutenção dos ativos operacionais e a adequada gestão dos riscos operacionais.



³ 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.

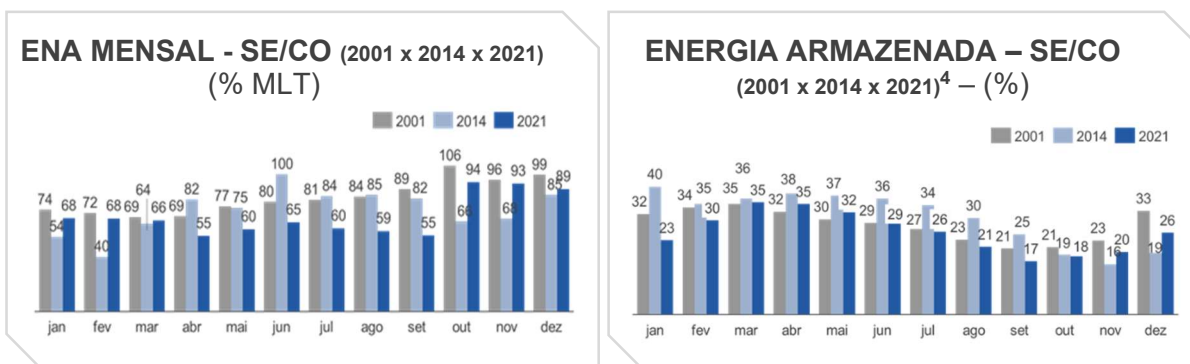
DESEMPENHO COMERCIAL

MERCADO DE ENERGIA

O quarto trimestre de 2021 foi marcado pela reversão da criticidade da situação hidrológica. A melhoria nas afluições ao final do ano levou ao aumento dos principais reservatórios do SIN, refletindo de maneira positiva no cenário geral do último trimestre de 2021. Esta melhora, contudo, ainda foi insuficiente para reverter os resultados do ano.

Em dezembro de 2021, os reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-oeste (“SE/CO”) tinham em torno de 26% da capacidade máxima de armazenamento. A melhora da afluência se manteve e em março de 2022, os reservatórios do subsistema SE/CO já ultrapassam 70%.

Diante do cenário hídrico desafiador em 2021, a Energia Natural Afluente (“ENA”) registrada para o submercado SE/CO foi uma das piores do histórico de 91 anos no período de janeiro a dezembro, abaixo dos valores realizados em anos com condições hídricas adversas, tais como 2001 e 2014. Esse quadro decorre de um regime de precipitação atípico desde o começo de 2021.

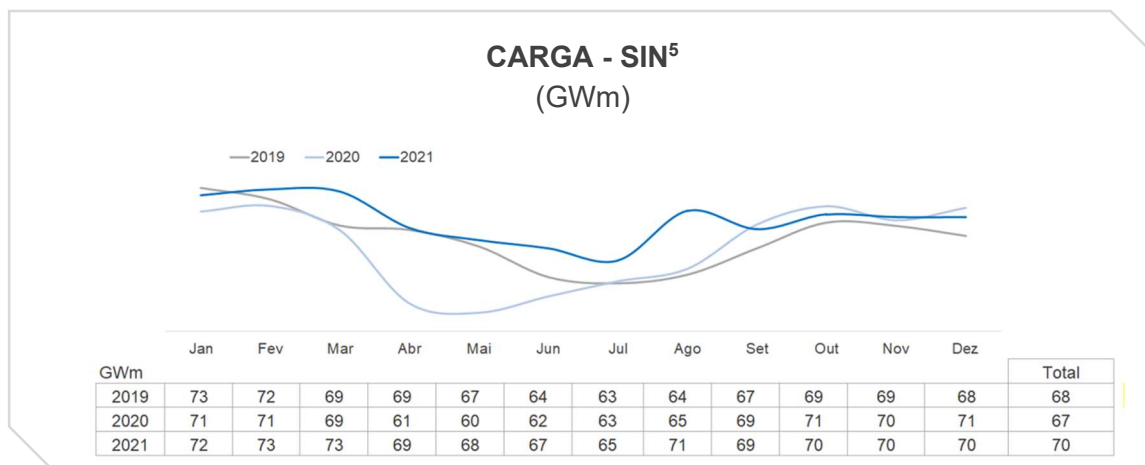


Para enfrentamento dessa situação, algumas importantes medidas foram adotadas no início do ano pela Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (“CREG”), tais como: despacho das térmicas fora da ordem de mérito, aumento da importação de energia, redução voluntária da demanda, contratação de reserva de capacidade, determinação de bandeira tarifária específica para a escassez hídrica, flexibilização das restrições operativas associada aos usos múltiplos da água e campanhas de conscientização de consumo, com vistas a mitigar potenciais riscos de piora da situação hidrológica e garantir a continuidade da governabilidade da cascata. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CMSE”) continua se reunindo mensalmente para deliberar pelo aumento, manutenção ou até mesmo pela diminuição de medidas de operação excepcionais.

Outra peça importante para o balanceamento do sistema é o aumento de consumo. A economia brasileira segue em recuperação, motivada pela intensificação da vacinação

⁴ 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.

contra a COVID-19, mas de maneira mais lenta do que o verificado no 1º semestre de 2021 devido às incertezas no cenário macroeconômico nacional. O aumento de consumo foi 4,0% em 2021 quando comparado com 2020. Quando comparado com 2019, o crescimento fica em 2,5%.



Em razão do contexto apresentado, os impactos no preço de energia e do GSF (Generation Scaling Factor) foram evidentes. O preço médio de energia (Preço de Liquidação das Diferenças – “PLD”) do 4T21 no submercado SE/CO atingiu R\$135/MWh, patamar 38% inferior quando comparado ao mesmo período de 2020 (R\$351/MWh).

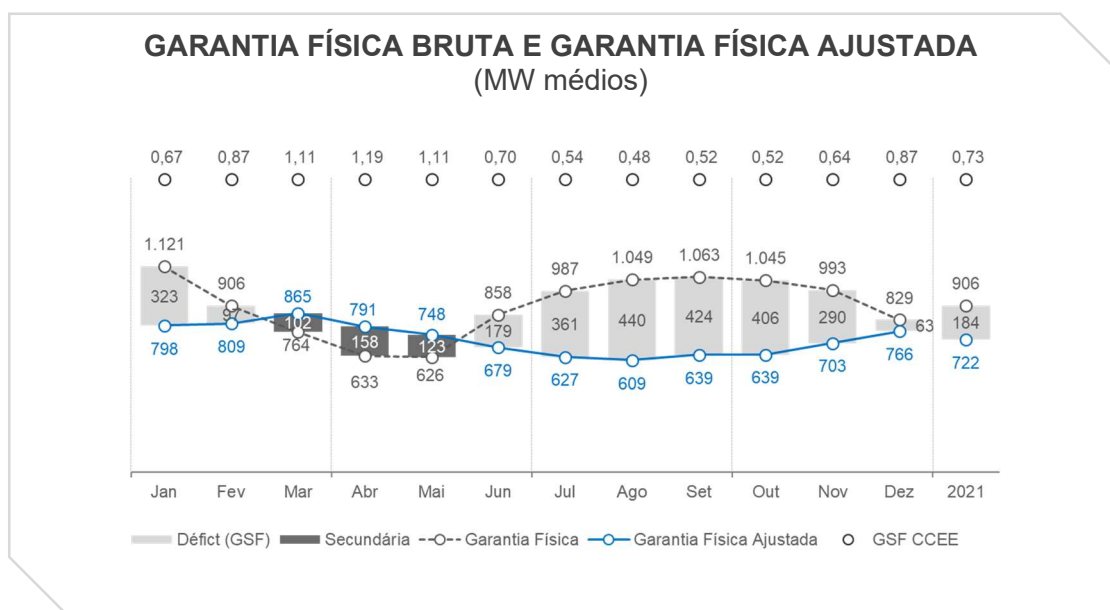
GESTÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO

A estratégia da Companhia para gestão do balanço energético está pautada por um planejamento minucioso e gestão proativa com forte disciplina de execução da comercialização de energia, buscando gerar valor e mitigar os impactos do GSF.

Em decorrência da revisão de garantia física da UHE Porto Primavera, parte do processo de privatização, e do efeito negativo decorrente do GSF, a Companhia possui um balanço energético estruturalmente deficitário para 2021 e 2022, que vem sendo equalizado sistematicamente.

A piora do cenário hidrológico em 2021, teve como consequência o aumento da exposição da Companhia, particularmente no segundo semestre do ano.

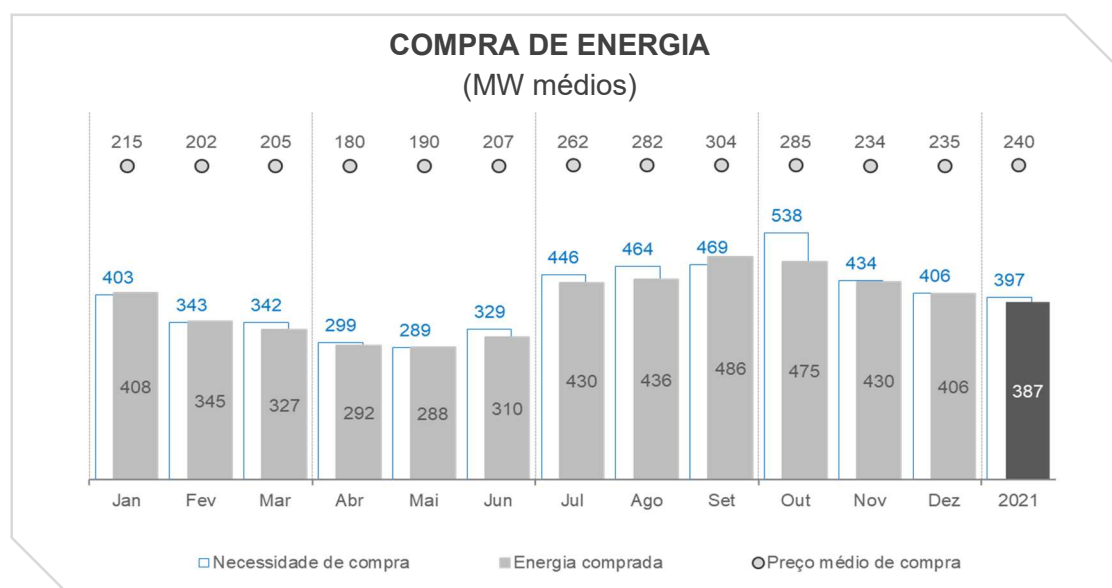
⁵ Fonte: ONS, relatório PMO de janeiro de 2022.



Frente a este cenário, a Companhia aproveitou as janelas de oportunidade de mercado e comprou, ao longo de 2020 e 2021, a energia necessária para o equacionamento do balanço energético do ano, tendo sido adquiridos 387 MW médios de energia, aumento de 22% em relação ao final de 2020 (317 MW médios) e praticamente estável com relação ao balanço apresentado na divulgação de resultados do 3T21 (377 MW médios), que considerava um GSF de 73,5%. Houve uma manutenção das estimativas de GSF para o final de 2021, de acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) foi de 73%, está estimado em 86,5% para 2022 (estimativa em 25 de março de 2022).

O preço médio anual de compra de energia foi de R\$240/MWh, 18% acima do preço de compra de 2020 (R\$204/MWh) e estável com relação ao preço de compra publicado na divulgação de resultados do 3T21.

Para equalização do balanço energético do 4T21, foram adquiridos 437 MW médios de energia, 24% superior ao 4T20 (353 MW médios). O preço médio de compra para suprir o 4T21 foi de R\$253/MWh, 5% acima do preço do volume de energia comprada para atender o 4T20 (R\$241/MWh).



Levando em consideração que para a otimização da gestão do balanço energético são considerados aspectos adicionais à energia comprada, abaixo é apresentada a explicação e o impacto de cada um desses aspectos no preço de compra de energia:

(R\$/MWh)	DRE	2021	2020
Preço de Compra Bilateral	Custo	240	204
(-) Spot ⁶	Receita	+4	-
(-) GFOM	Receita	-14	-6
(+/-) Venda de Excedente	Receita	-21	-37
(+) Prêmio Repactuação	Custo	+7	+7
Preço de Compra ajustado	-	216	168

Geração fora de ordem de mérito (“GFOM”): autorizada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CMSE”), a GFOM permite que o ONS despache usinas térmicas, que no planejamento original não seriam acionadas segundo o critério de mérito de custo, por terem custo superior ao Custo Marginal de Operação (“CMO”). A decisão do despacho cabe ao ONS, que avalia constantemente o cenário hídrico, níveis de reservatório e expectativa de afluência, para que possa garantir a segurança do sistema. Desde out/20 tem autorizado o GFOM, com grande aumento no despacho no período da crise hídrica de 2021.

Para os agentes hidrelétricos: pelo fato de a GFOM não constar nos modelos de formação de preço e operação, existe uma compensação financeira, estabelecida pela Resolução Normativa nº 784/2017 da ANEEL, que corresponde à quantidade de energia que a usina deixou de gerar pela decisão do CMSE de priorizar o despacho fora da ordem de mérito, com base em sua participação no Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”). Essa compensação é paga mensalmente para os agentes e corresponde a diferença entre o PLD do momento do deslocamento e um preço de referência (“PLDx”), com valor atual de R\$158,68/MWh. O PLDx é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios. Como esta é uma operação puramente financeira junto à CCEE, não existe volume de energia atrelado a ela.

Para os consumidores (cativos e livres): a compensação financeira dos agentes é cobrada por meio do Encargo de Serviços do Sistema (“ESS”). Para o consumidor livre, a cobrança é realizada mensalmente na liquidação do Mercado de Curto Prazo (“MCP”) pela CCEE. Já para o consumidor cativo, este custo é repassado na revisão tarifária de sua distribuidora, impactando a tarifa do ciclo seguinte.

Venda de Excedente: a depender das atualizações das estimativas internas de GSF e da flexibilidade contratual da carteira de clientes, o balanço energético da Companhia pode ter sobra de energia (posição *long*) para venda em alguns meses do ano. Valendo-se da inteligência de mercado da CESP, são identificados os melhores momentos para zerar essas posições. O resultado financeiro dessas operações consiste na diferença

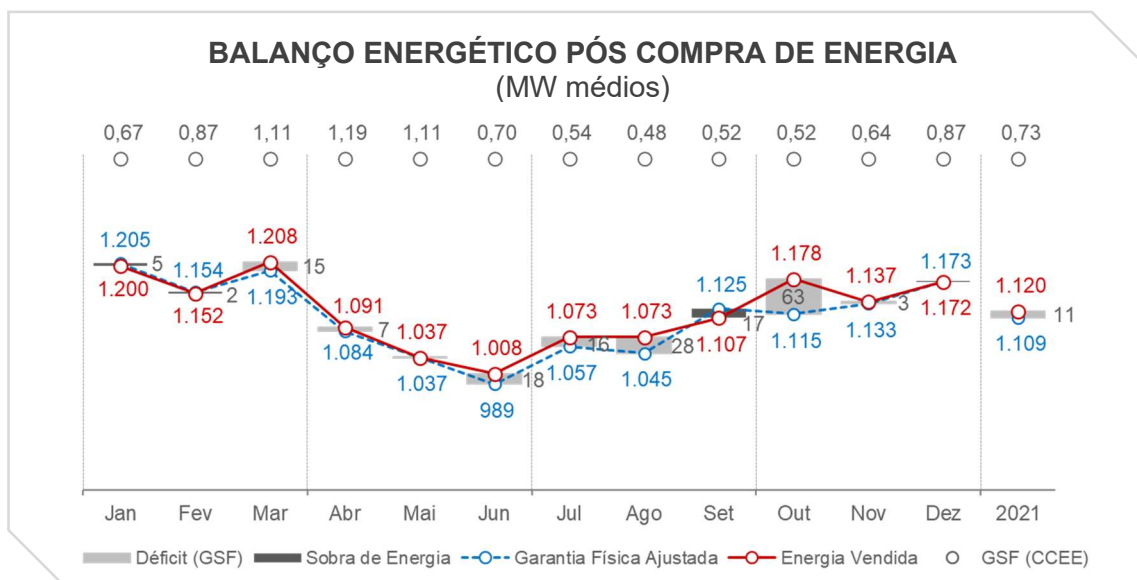
⁶ O preço do ano de 2020 já considera ajuste de spot, apresentado no Release de Resultados do 4T20.

entre o preço de aquisição desta energia, considerado um *hedge* para enfrentamento da volatilidade do mercado, e o preço da venda da energia.

Prêmio de Repactuação do Risco Hidrológico dos contratos do ACR: com a publicação da Lei nº 13.203/2015, abriu-se uma janela para que os geradores pudessem repactuar o risco hidrológico de seus contratos negociados no Ambiente de Contratação Regulado (“ACR”). Na prática, isso significa que a garantia física alocada para suprimento desses contratos de venda não possui exposição ao GSF. A CESP aderiu ao acordo em 2016 para os 230 MWm de garantia física atrelada aos seus contratos no ACR, e como contrapartida, paga mensalmente um prêmio no valor de R\$13,01/MWh, valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015, que irá vigorar até 2028.

Considerando os efeitos dos itens apresentados acima, o preço médio de compra de energia ajustado foi de R\$216/MWh em 2021, configurando um aumento de 29% em relação a 2020 (R\$168/MWh).

Abaixo, apresentamos o resultado do balanço energético da Companhia para o ano de 2021:



Para 2022, a Companhia já comprou 100% da energia necessária para equacionar o déficit energético previsto, aproveitando as janelas de oportunidades durante os últimos anos e segue monitorando de forma constante o risco de GSF e futuras oportunidades de mercado para comprar ou vender energia com o propósito de manter um preço médio de compra competitivo e não ficar exposta à volatilidade do mercado.

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

Mercado Livre

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. Em dezembro de 2021, a CESP atingiu a marca de 1,4 milhão de I-REC comercializados e 95 consumidores finais em seu portfólio, conquistados em apenas 1 ano de operação, após a estruturação de sua área comercial em 2021. Só no 4T21 foram fechados mais de 40 contratos com novos clientes.

A estratégia de contratação do portfólio de energia livre é baseada em dois pilares: (i) expectativa de GSF: parte da garantia física é deixada descontratada para fazer frente ao efeito de rebaixamento trazido pelo GSF; e (ii) inteligência de mercado: a garantia física remanescente para negociação é contratada de forma estratégica ao passar dos trimestres para que a Companhia possa capturar as melhores oportunidades comerciais no mercado, maximizar o preço de venda médio e mitigar riscos de portfólio.

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. O volume de energia atrelado a cada um destes indexadores pode ser visto no gráfico de energia contratada apresentado nesta seção.

Mercado Regulado

Os contratos no mercado regulado tiveram início em 2009 e 2010, permanecem vigentes até 2038 e 2039, com volume de 230 MW médios e têm os preços corrigidos pela inflação.

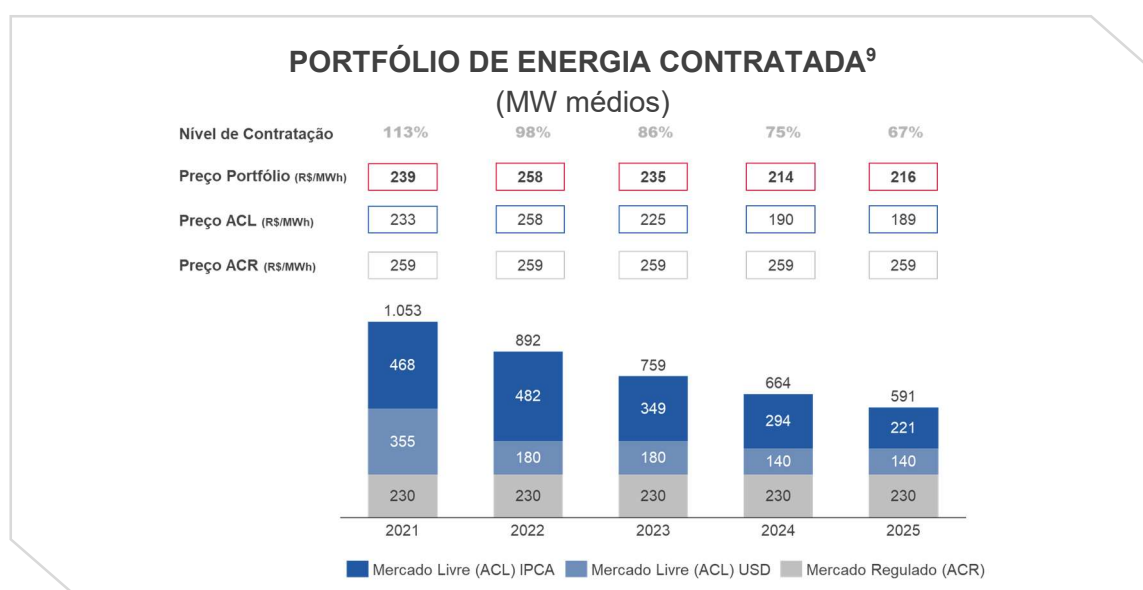
No 4T21, o preço médio no mercado regulado (distribuidoras) ficou em R\$268/MWh, um aumento de ~7% em relação ao 4T20 (R\$250/MWh) devido, principalmente, a cláusulas de reajuste contratual, conforme detalhes abaixo. Vale lembrar que estes contratos possuem sazonalidade de energia e por isso apresentam variações dos volumes trimestrais.

Data início	Data fim	Volume 4T21 (MWm)	Preço bruto inicial (R\$ MWh) ⁷	Preço bruto 4T21 (R\$/MWh) ⁸	Preço bruto 2021 (R\$/MWh)
01/01/2009	31/12/2038	83	125	279	269
01/01/2010	31/12/2039	152	116	263	254
Total		236	119	268	259

Conforme mencionado no tópico de Gestão do Balanço Energético deste release, como forma de mitigar sua exposição ao risco hidrológico, a CESP repactuou em 2016 o montante de 230MW médios contratados até 2028, montante relativo aos contratos no mercado regulado relativos à UHE Porto Primavera. Desta forma, esta parcela da sua garantia física está protegida das oscilações do GSF.

Portfólio Combinado

Com a melhora da afluência no final de 2021, os preços de energia de longo prazo apresentaram pequena queda quando comparado com os contratos fechados no 3T21. Neste trimestre avançamos no nível de contratação do portfólio com venda de energia no mercado livre, principalmente entre 2024 e 2026. Para este período foram vendidos neste trimestre um total de ~90 MWm de energia com um preço médio de R\$168/MWh.



⁷ Para o primeiro contrato: data base de início em 29/06/2006; para o segundo contrato: data base de início em 12/12/2005.

⁸ Preços corrigidos pelo IPCA.

⁹ Preço na data base de 31/12/2021, sem correção. O valor total de energia contratada difere do apresentado no balanço energético, dado que o balanço energético considera a informação mais atualizada do portfólio e este gráfico retrata uma foto da carteira no final do trimestre. A partir do 4T21, iniciamos o *report* do preço do ACR ponderado do ano completo e não do trimestre divulgado, como fazíamos até o 3T21. Para o 4T21, o preço é R\$268/MWh (comparável aos R\$263/MWh no 4T20).

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 ainda 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”), conforme CPC 48. A mensuração do valor justo é obtida pelo fluxo de caixa descontado, considerando premissas internas de preço contratado, preço de mercado e taxa de desconto. O resultado é apresentado líquido de impostos recuperáveis. A Companhia possui contratos futuros de energia com vencimento até o exercício de 2027.

DESEMPENHO FINANCEIRO

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida no 4T21 totalizou R\$639 milhões, aumento de R\$138 milhões (+28%) em relação aos R\$501 milhões do 4T20, majoritariamente decorrente de:

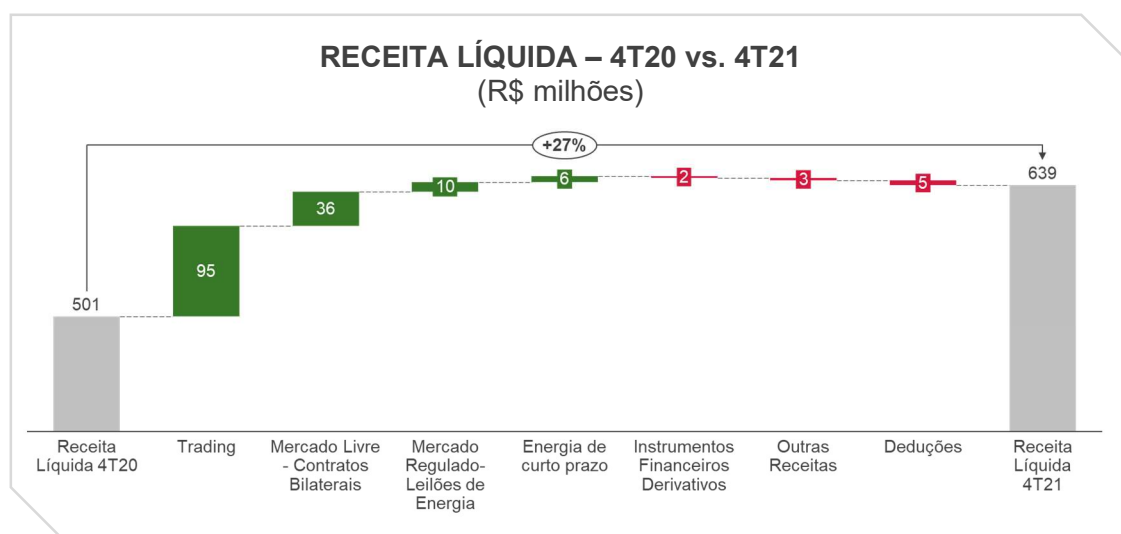
- **Trading¹⁰:** Aumento de R\$95 milhões em função do crescimento do volume (+32%) e incremento significativo no preço médio (R\$350/MWh no 4T21 vs. R\$150/MWh no 4T20) das operações de *trading* realizadas pela CESP Comercializadora no período, com receita de R\$139 milhões no 4T21 vs. R\$43 milhões no 4T20. Este relevante aumento de preços reflete às condições hídricas desfavoráveis enfrentadas no período.
- **Mercado Livre – Contratos Bilaterais¹⁰:** Incremento de R\$36 milhões principalmente pelo maior volume comercializado, totalizando uma receita de R\$461 milhões no 4T21 vs. R\$425 milhões no 4T20.
- **Mercado Regulado – Leilão de Energia:** Aumento de R\$10 milhões decorrente do reajuste de preço de contrato, com receita de R\$140 milhões no 4T21 vs. R\$130 milhões no 4T20.
- **Energia de curto prazo¹¹:** Aumento de R\$6 milhões em decorrência da maior liquidação de energia neste mercado no 4T21 em relação ao 4T20, totalizando uma receita de R\$23 milhões no 4T21 vs. R\$17 milhões no 4T20.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

¹⁰ Saldo reapresentado no 4T20 para fins de comparabilidade. A receita da operação especial da UHE Jaguari em 2020 estava anteriormente refletida na linha de “Contratos Bilaterais” e no 4T20 foi reclassificada para a linha de “suprimento de quotas (Jaguari)”. Com isso, apresentamos alterações dos valores das linhas mencionadas em todos os trimestres de 2020.

¹¹ Contempla liquidações e ajustes financeiros nas faturas da CCEE.

- **Suprimento do regime de quotas – UHE Jaguari¹⁰** (Outras Receitas): Receita proveniente da UHE Jaguari em R\$7 milhões no 4T20 pela operação da usina, de junho a dezembro de 2020, via regime de quotas, que não se repetiu no 4T21.
- **Deduções:** Aumento da despesa em R\$5 milhões, explicado principalmente pelo incremento do PIS e COFINS, em linha com o crescimento das receitas operacionais, totalizando deduções de R\$86 milhões no 4T21 vs. R\$81 milhões no 4T20.
- **Instrumentos financeiros derivativos¹²:** Aumento da despesa em R\$1,7 milhão pela desvalorização do real frente ao dólar na comparação entre os períodos, totalizando uma despesa de R\$38 milhões no 4T21 vs. R\$37 milhões no 4T20.



A receita operacional líquida em 2021 totalizou R\$2,3 bilhões, aumento de R\$376 milhões (+20%) em relação aos R\$1,9 bilhão em 2020, majoritariamente decorrente de:

- **Trading¹³:** Aumento de R\$252 milhões em função do crescimento do volume e incremento significativo no preço médio (R\$249/MWh em 2021 vs. R\$156/MWh em 2020) das operações de *trading* realizadas pela CESP Comercializadora no período, com receita total de R\$364 milhões em 2021 vs. R\$112 milhões em 2020.
- **Mercado Livre – Contratos Bilaterais¹³:** Incremento de R\$114 milhões explicado pelo maior preço médio dos contratos (R\$230/MWh em 2021 vs. R\$215/MWh em 2020), totalizando uma receita de R\$1,8 bilhão em 2021 vs. R\$1,6 bilhão em 2020.
- **Mercado Regulado – Leilão de Energia:** Aumento de R\$24 milhões decorrente do reajuste dos preços dos contratos (R\$259/MWh em 2021 vs. R\$247/MWh em 2020), com receita total de R\$522 milhões em 2021 vs. R\$498 milhões em 2020.

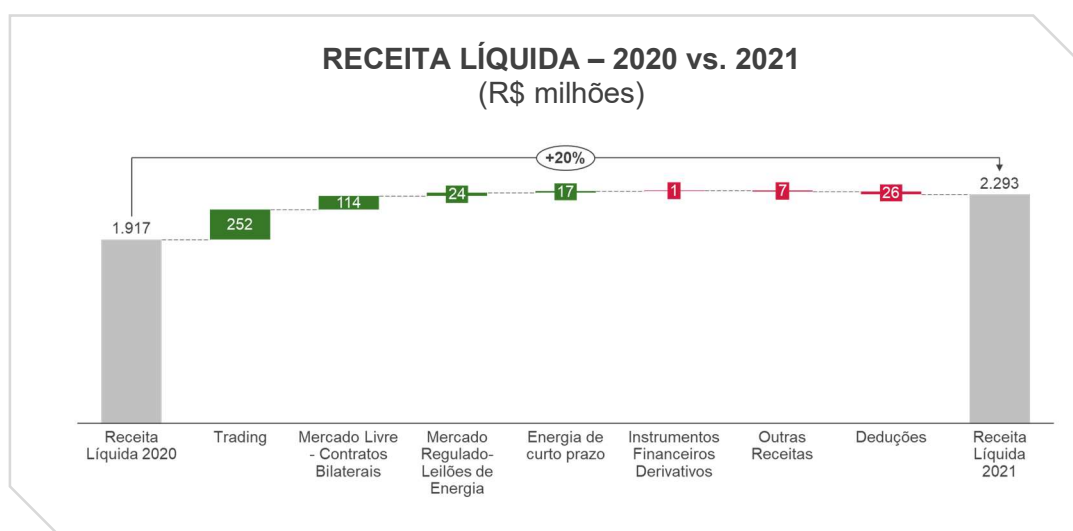
¹² Instrumentos financeiros derivativos utilizados pela Companhia para proteção da exposição cambial dos contratos do mercado livre, indexador ao dólar (R\$5,1667 em 31/12/2020 vs. R\$ 5,5805 em 31/12/2021). Fonte: Banco Central do Brasil.

¹³ Saldo reapresentado no 4T20 para fins de comparabilidade. A receita da operação especial da UHE Jaguari em 2020 estava anteriormente refletida na linha de "Contratos Bilaterais" e no 4T20 foi reclassificada para a linha de "suprimento de quotas (Jaguari)". Com isso, apresentamos alterações dos valores das linhas mencionadas em todos os trimestres de 2020.

- **Energia de curto prazo**¹⁴: Aumento de R\$17 milhões em decorrência da maior liquidação de energia neste mercado em 2021 em relação a 2020, totalizando uma receita de R\$72 milhões em 2021 vs. R\$55 milhões em 2020.
- **Instrumentos financeiros derivativos**¹⁵: Redução da despesa em R\$1,4 milhão pela leve melhora de resultados na liquidação entre a taxa a termo contratada e a taxa de mercado (Ptax) entre os períodos, totalizando uma despesa de R\$115 milhões em 2021 vs. R\$116 milhões em 2020.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- **Deduções**: Aumento da despesa em R\$26 milhões, explicado principalmente pelo aumento do PIS e COFINS, em linha com o aumento das receitas operacionais, totalizando deduções de R\$312 milhões em 2021 vs. R\$287 milhões em 2020.



INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

A CESP possui contratos de venda de energia indexados ao dólar até 2025. Com a finalidade de mitigar a exposição cambial proveniente desses contratos em 2019 a Companhia implementou uma estratégia de *hedge* utilizando o instrumento financeiro de *Non-Deliverable Forward* (“NDFs”) e contabilizados como *hedge accounting*. A estratégia tinha como objetivo proteger aproximadamente 95% da exposição cambial no período. A tabela a seguir reflete a posição dos instrumentos derivativos em 31 de dezembro de 2021:

NDFs	Notional (US\$ milhões)	Taxa média cambial a termo (R\$)	Valor justo (R\$ milhões)
2021	11,0	4,36	(12,7)

¹⁴ Contempla liquidações e ajustes financeiros nas faturas da CCEE.

¹⁵ Instrumentos financeiros derivativos utilizados pela Companhia para proteção da exposição cambial dos contratos do mercado livre, indexados ao dólar (R\$ 5,1967 em 31/12/2020 vs. R\$ 5,5805 em 31/12/2021).
Fonte: Banco Central do Brasil.

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 ou perdas serão reconhecidos na receita. Mais detalhes vide nota explicativa 27.5.3 da DF de 2021.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

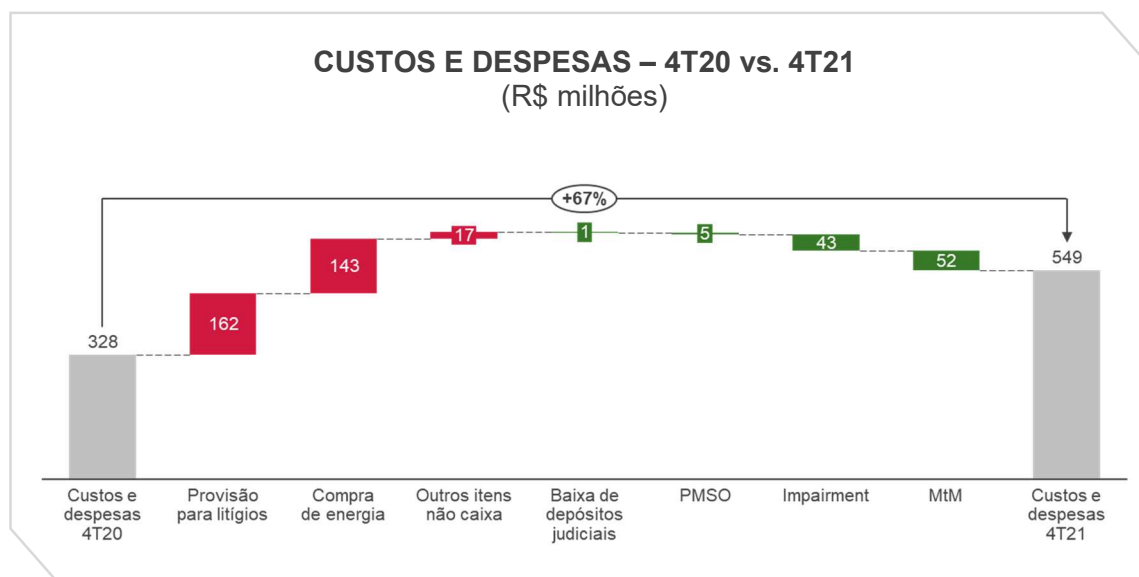
Os custos e despesas operacionais totalizaram uma despesa de R\$549 milhões no 4T21 frente a uma despesa de R\$328 milhões registrada no 4T20, uma variação de R\$221 milhões na comparação dos períodos, devido principalmente a:

- **Contratos Futuros de Energia:** Efeito positivo de R\$52 milhões (receita de R\$17 milhões no 4T21 vs. despesa de R\$35 milhões no 4T20), sendo este um efeito não-caixa, explicado principalmente pela volatilidade das premissas usadas no cálculo da marcação à mercado das operações.
- **Provisão de *Impairment*:** A atualização anual do teste de *impairment* do ativo imobilizado gerou um efeito positivo de R\$43 milhões (uma reversão de R\$51 milhões no 4T21 vs. R\$8 milhões no 4T20). Para mais detalhes vide nota explicativa 15.3 da DF de 2021.
- **PMSO:**
 - **Pessoal, Materiais e Serviços de Terceiros (PMS):** Incremento da despesa em R\$8 milhões na comparação entre os períodos (R\$55 milhões no 4T21 vs. R\$46 milhões no 4T20) explicado principalmente pelo aumento de R\$13 milhões no gasto com Serviço de Terceiros em função de incremento de gastos com consultorias para apoio à projetos estratégicos, compensado parcialmente pela redução de R\$4 milhões com despesas de Pessoal em decorrência de despesa adicional com o Programa de Demissão Voluntária (PDV) no 4T20 (R\$9 milhões) que não se repetiu no 4T21.
 - **Outras despesas e receitas, líquidas (O):** Redução da despesa em R\$13 milhões devido à estorno de créditos extemporâneos de PIS e COFINS no 4T20 e imóveis no valor de R\$3 milhões no 4T21.

Efeitos compensados parcialmente por:

- **Reversão de provisão para litígios:** Impacto negativo de R\$162 milhões, devido à constituição de provisão no valor de R\$25 milhões no 4T21 vs. reversão de provisão no valor de R\$137 milhões no 4T20, sendo este um efeito não-caixa. Para mais detalhes sobre a variação do passivo contencioso da Companhia no período, consultar a seção “Contingências” deste documento.
- **Custo de compra de energia:** Impacto negativo de R\$134 milhões (R\$349 milhões no 4T21 vs. R\$215 milhões no 4T20), decorrente principalmente do:
 - Incremento de R\$102 milhões nas compras para as operações de *trading* no 4T21 (R\$143 milhões) vs. 4T20 (R\$40 milhões), pelo maior volume e preço na comparação entre os períodos; e

- Aumento de R\$38 milhões na energia comprada para equacionamento do balanço energético pela manutenção do cenário hidrológico desfavorável no ano. Resultado disso foi o incremento da necessidade de compra (437 MWh no 4T21 vs. 353 MWh no 4T20) pela leve piora do GSF (66% no 4T21 vs. 69% no 4T20) e do preço médio de compra desta energia na comparação entre os períodos. (R\$253/MWh no 4T21 vs. R\$241/MWh no 4T20).
- **Encargos setoriais:** Incremento de R\$9 milhões de encargos de uso da rede elétrica (R\$49 milhões no 4T21 vs. R\$40 milhões no 4T20), explicado pelo reajuste anual da TUST¹⁶ da Usina de Porto Primavera.
- **Outros efeitos não caixa**¹⁷: Tais efeitos totalizaram R\$123 milhões no 4T21 vs. R\$106 milhões no 4T20, um aumento de R\$17 milhões na despesa na comparação entre os trimestres devido ao aumento de depreciação e amortização impactado principalmente pelo registro da extensão da concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico da UHE Paraibuna.



Os custos e despesas operacionais totalizaram uma despesa de R\$973 milhões em 2021 frente a uma despesa de R\$1.105 milhões registrada em 2020, uma redução de R\$132 milhões na comparação dos períodos, devido principalmente a:

- **Repactuação do GSF:** Impacto positivo em 2021 de R\$782 milhões (R\$533 milhões líquido de *impairment*) resultado da homologação dos cálculos de extensão de concessão das UHES Paraibuna (R\$43 milhões) e Porto Primavera (R\$739 milhões).
- **Reversão de provisão para litígios:** Impacto positivo de R\$159 milhões, devido à reversão de provisão no valor de R\$426 milhões em 2021 vs. R\$267 milhões em 2020,

¹⁶ Resolução Homologatória nº2.896 de 13 de julho de 2021, prevê aumento pré-fixado por 3 anos, após virar produtor independente (pós-privatização). A partir de 2022, o reajuste será feito por IPCA.

¹⁷ Outros itens não caixa incluem: depreciação/amortização, provisões de PIS/COFINS para depósitos judiciais e reversão/provisão para obrigações socioambientais.

sendo este um efeito não-caixa. A CESP apresentou no ano uma redução do total do contencioso passivo provável após atualizações monetária de R\$419 milhões, encerrando o período com R\$1,3 bilhão de contencioso passivo provável (vs. R\$1,7 bilhão em 2020).

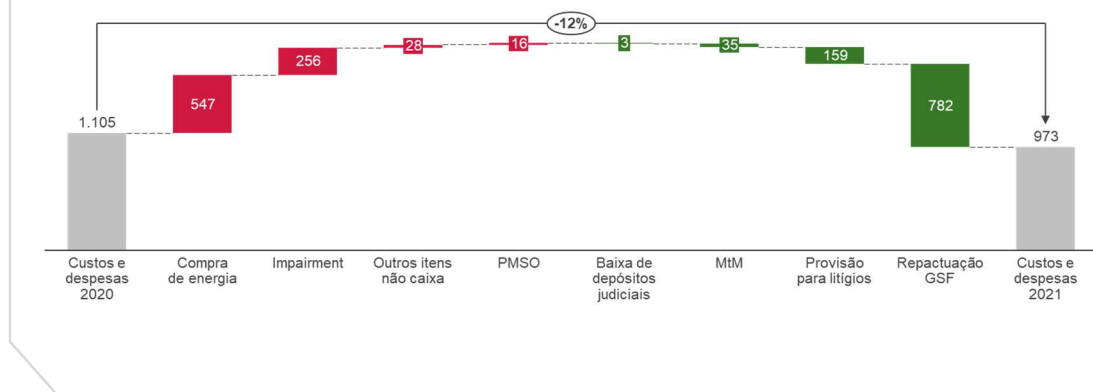
- **Contratos Futuros de Energia:** Efeito positivo de R\$35 milhões (receita de R\$13 milhões em 2021 vs. despesa de R\$21 milhões em 2020), sendo este um efeito não-caixa, explicado principalmente pela volatilidade das premissas usadas no cálculo da marcação à mercado das operações.

Efeitos parcialmente compensados por:

- **Custo de compra de energia:** Impacto negativo de R\$519 milhões (R\$1.122 milhões em 2021 vs. R\$603 milhões em 2020), decorrente principalmente do:
 - Incremento de R\$299 milhões nas compras para as operações de trading em 2021 (R\$383 milhões) vs. 2020 (R\$83 milhões), pelo maior volume e preço na comparação entre os períodos; e
 - Aumento de R\$223 milhões na energia comprada para equacionamento do balanço energético da CESP pela manutenção do cenário hidrológico desfavorável no ano. Resultado disso foi o incremento da necessidade de compra (387 MWm em 2021 vs. 317 MWm em 2020) pela piora do GSF na comparação entre os períodos (73% em 2021 vs. 81% em 2020) com impacto no preço médio de compra desta energia (R\$240/MWh em 2021 vs. R\$204/MWh em 2020). Vale lembrar que a cada 1 p.p. de variação no GSF corresponde a um volume de energia de aproximadamente 7 MW médios, que é reduzido da garantia física da Companhia, impactando a capacidade de atendimento aos contratos de venda de energia.
- **PMSO:** Incremento da despesa em R\$16 milhões na comparação entre os períodos (R\$157 milhões em 2021 vs. R\$141 milhões em 2020) explicado principalmente pelo aumento de R\$24 milhões no gasto em Serviços de Terceiros em função do incremento de gastos com consultorias para apoio à projetos estratégicos.
- **Outros efeitos não caixa¹⁸:** Tais efeitos totalizaram R\$429 milhões em 2021 vs. R\$401 milhões em 2020, um aumento de R\$28 milhões na despesa na comparação entre os períodos devido ao aumento de depreciação e amortização impactado principalmente pelo registro da extensão da concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico.
- **Encargos setoriais:** Incremento de R\$28 milhões de encargos de uso da rede elétrica (R\$176 milhões em 2021 vs. R\$149 milhões em 2020), explicado pelo reajuste de anual da TUST.

¹⁸ Outros itens não caixa incluem: depreciação/amortização, provisões de PIS/COFINS para depósitos judiciais e reversão/provisão para obrigações socioambientais.

CUSTOS E DESPESAS – 2020 vs. 2021 (R\$ milhões)



EBITDA

(R\$ mil)	4T21	4T20	Δ	2021	2020	Δ
Lucro Líquido	(52.165)	1.595.676	-	440.827	1.728.762	-75%
IR e CSLL Líquidos ¹⁹	(24.828)	(1.593.894)	-98%	264.612	(1.471.964)	-
Resultado financeiro	166.294	170.719	-3%	614.167	555.928	10%
= EBIT	89.301	172.501	-48%	1.319.606	812.726	62%
Depreciação e amortização	114.898	101.682	13%	421.008	397.329	6%
EBITDA	204.199	274.183	-26%	1.740.614	1.210.055	44%
PDV	-	9.037	-	-	14.998	-
Reversão de provisão para litígios	24.938	(137.404)	-	(425.693)	(266.644)	60%
Baixa de depósitos judiciais	15.928	16.478	-3%	60.256	63.284	-5%
Repactuação GSF	-	-	-	(781.974)	-	-
Impairment ²⁰	(50.932)	(7.589)	-	248.520	(7.589)	-
EBITDA ajustado	194.133	154.705	25%	841.723	1.014.104	-17%
Margem EBITDA ajustado	30,4%	30,9%	-1 p.p.	36,7%	52,9%	-16 p.p.

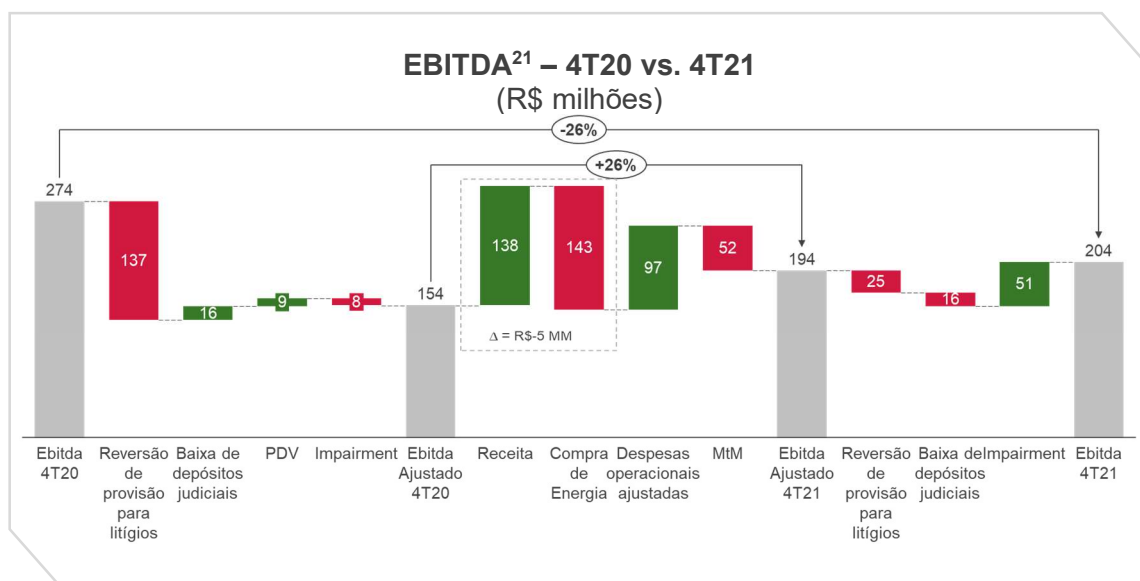
O EBITDA ajustado totalizou R\$194 milhões no 4T21 com margem de 30%, valor 25% acima do que o mesmo período de 2020 (R\$155 milhões). A variação do EBITDA ajustado no trimestre pode ser explicada, principalmente pela reversão das provisões para litígios,

¹⁹ 4T21: IR e CSLL líquidos resultado de reversão de R\$27 milhões de imposto corrente e R\$260 milhões de diferido impactado pela repactuação do GSF, sendo R\$7 milhões de saída de caixa. Variação do PMSO considera PDV de R\$9,0 milhões no 4T20.

²⁰ No 3T21, a realização do teste foi derivada do registro da extensão de concessão pela repactuação do GSF das usinas em agosto de 2021. A norma contábil prevê que sempre que houver indicativo de *impairment*, a Companhia deve realizar o novo teste para ajuste. No 4T21, foi realizada a atualização anual do teste de *impairment*, gerando o ajuste.

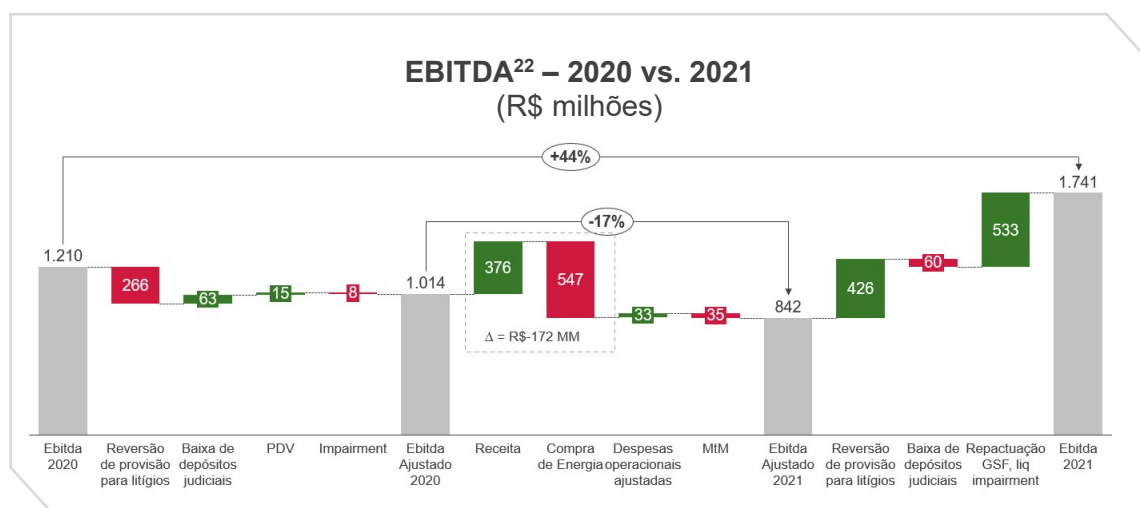
no valor R\$112 milhões (constituição de provisão no valor de R\$25 milhões no 4T21 vs. reversão de provisão no valor de R\$137 milhões no 4T20), compensada parcialmente pela revisão anual do teste de *impairment* (R\$51 milhões no 4T21 vs. R\$8 milhões no 4T20).

Os ajustes realizados no período foram: (i) reconhecimento de R\$51 milhões referente a reversão de *impairment*; efeito parcialmente compensado pela (ii) constituição de provisão para litígios no valor de R\$25 milhões; e (iii) baixa de depósitos judiciais no total de R\$16 milhões.



Em 2021, o EBITDA ajustado totalizou R\$842 milhões com margem de 37%, valor 17% abaixo de 2020, principalmente em virtude do efeito da crise hídrica, que impactou negativamente a margem operacional da Companhia. A variação do EBITDA ajustado é explicada principalmente pelo incremento de R\$547 milhões no custo de compra de energia, devido a piora da hidrologia e aumento do volume de operação de *trading*.

²¹ Despesas Operacionais Ajustadas considera despesas operacionais totais menos provisão para litígios, baixa de depósitos judiciais, depreciação, amortização, compra de energia, contratos futuros de energia ("MtM") e reversão de provisão para *impairment*; Compra de Energia considera encargos setoriais.



RESULTADO FINANCEIRO

(R\$ mil)	4T21	4T20	Δ	2021	2020	Δ
Receitas financeiras	10.484	4.738	121%	32.528	29.742	9%
Despesas financeiras	(176.778)	(175.457)	1%	(646.695)	(585.670)	10%
Encargos de dívida	(25.376)	(19.288)	32%	(88.424)	(83.840)	5%
Atualização monetária de debênture	(56.936)	(41.475)	37%	(166.544)	(46.244)	-
Atualização de provisão para litígios	(22.109)	(89.314)	-75%	(167.513)	(315.757)	-47%
Atualização de benefícios pós-emprego	(39.531)	(14.905)	165%	(158.122)	(59.622)	165%
Baixas de depósitos judiciais	(7.140)	(1.745)	-	(14.929)	(23.652)	-37%
Outras despesas financeiras	(25.686)	(8.730)	194%	(51.163)	(56.555)	-10%
Resultado financeiro	(166.294)	(170.719)	-3%	(614.167)	(555.928)	10%

O resultado financeiro líquido no 4T21 foi uma despesa de R\$166 milhões comparado a despesa de R\$171 milhões apresentada no 4T20. A redução na comparação trimestral pode ser explicada principalmente, por:

- **Encargos de dívidas e atualização monetária de debêntures:** Incremento de R\$22 milhões devido ao aumento do CDI: 7,58% no 4T21 vs. 1,90% no 4T20 e estabilização do IPCA: 2,96% no 4T21 vs. 3,13% no 4T20, utilizados para cálculos da remuneração e atualização monetária das debêntures da Companhia, totalizando uma despesa de R\$82 milhões no 4T21 vs. R\$61 milhões no 4T20.

²² Despesas Operacionais Ajustadas considera despesas operacionais totais menos provisão para litígios, baixa de depósitos judiciais, depreciação, amortização, compra de energia, repactuação GSF líquida e contratos futuros de energia ("MtM"). Repactuação GSF líquida considera *impairment*.

- **Atualização do saldo de benefícios pós-emprego:** Aumento de R\$25 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 – Vinvest” deste documento, totalizando uma despesa de R\$40 milhões no 4T21 vs. R\$15 milhões no 4T20; efeitos parcialmente compensados pela:
- **Atualização do saldo de provisão para litígios:** Redução de R\$67 milhões, decorrente da baixa significativa de provisão do contencioso entre os períodos e pela queda do IGP-M acumulado do período (1,53% no 4T21 vs. 7,64% no 4T20) totalizando R\$22 milhões no 4T21 vs. R\$89 milhões no 4T20.

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.

Os impostos diferidos ativos decorrentes de prejuízos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis foram 100% reconhecidos no 4T20, de acordo com a probabilidade de realização de lucros futuros.

O reconhecimento é oriundo, principalmente, do prejuízo fiscal (base negativa), provisão de *impairment*, provisão para litígios e provisão de ativos, realizado conforme norma contábil. A alteração se deve ao fato de que a Instrução CVM 371/2002, que limitava em 10 anos o reconhecimento, foi revogada em 2020.

Importante destacar que todas as compensações ocorrerão dentro do prazo da concessão da UHE de Porto Primavera, conforme expectativa da Companhia, de geração de lucros tributáveis futuros. A Companhia possuía, em 31 de dezembro de 2021, saldo de R\$3,9 bilhões referente a impostos diferidos ativos contabilizados em seu balanço.

O resultado líquido de IR e CSLL no 4T21 foi de R\$25 milhões e para o ano de 2021 foi de R\$265 milhões, sendo o principal impacto do ano a constituição de IR e CSLL diferido devido ao reconhecimento do ativo intangível proveniente da repactuação do GSF e consequente extensão de concessão das usinas da Companhia, que é calculado com base no valor total do ressarcimento (R\$ 782 milhões).

O valor pago de imposto no ano 2021, foi de R\$27 milhões (caixa), no entanto, o imposto corrente devido no ano 2021 foi de R\$18 milhões. Essa diferença de R\$ 9 milhões será revertida em saldo negativo de IR e CSLL, atualizado pela SELIC e compensado com outros débitos federais, conforme legislação vigente.

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.

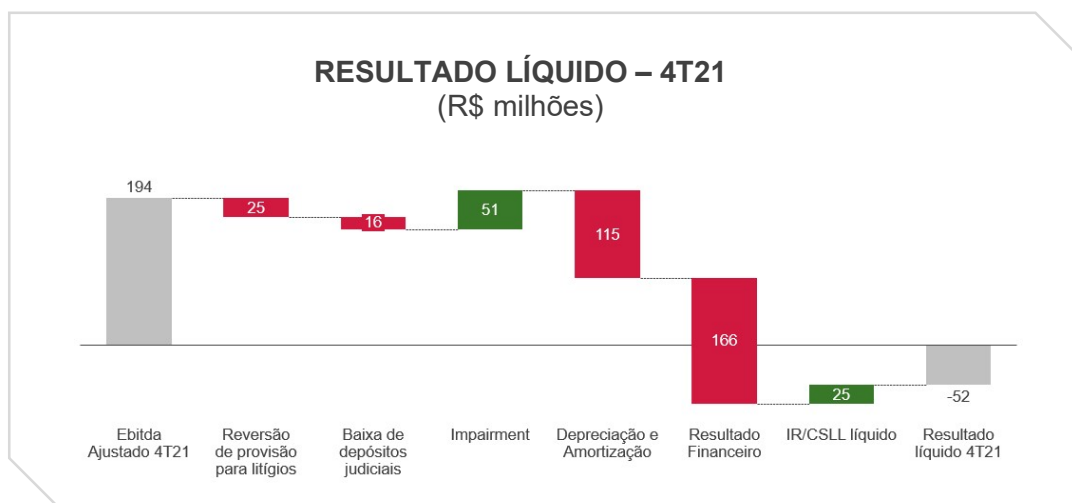
RESULTADO LÍQUIDO

O resultado líquido do 4T21 foi negativo em R\$52 milhões, contra um lucro de R\$1,6 bilhão no 4T20.

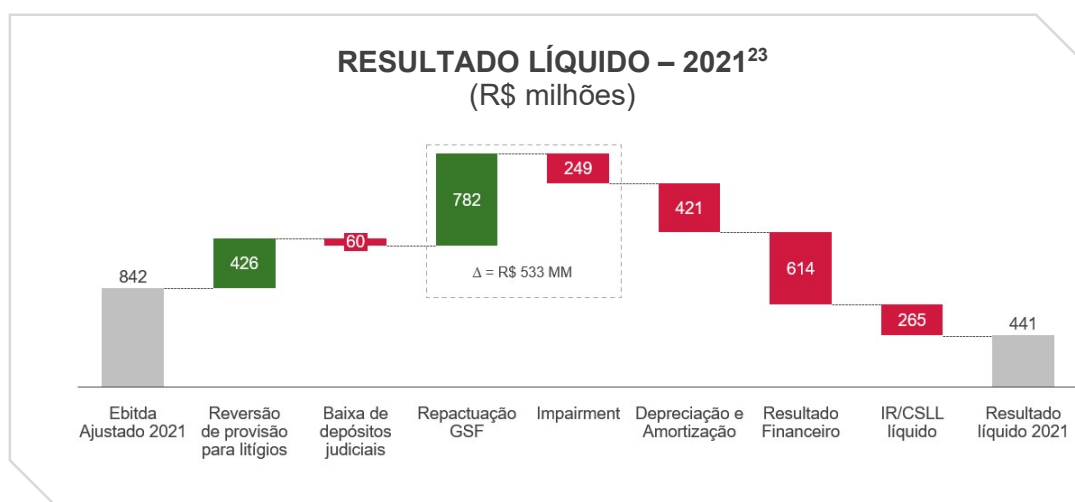
O saldo expressivo de 2020 se caracteriza pela constituição do imposto diferido (IR/CSLL) de R\$1,6 bilhão, valor que contempla 100% do prejuízo fiscal e base negativa de anos anteriores, garantido pela norma contábil que não limita o período para realização de impostos diferidos. Importante destacar que isso foi possível, uma vez que a realização de todo o IR/CSLL diferido será no período da concessão da UHE de Porto Primavera. Este registro se deu pela revogação da ICVM nº 371/2002, que limitava em 10 anos o prazo máximo para a realização do ativo fiscal diferido a partir da expectativa de geração de lucros tributáveis futuros.

Outros efeitos importantes para o resultado do 4T20 foram: maior compra de energia no período pelo efeito da hidrologia, impacto negativo da reversão de provisão de litígios que aconteceu no 4T20 e não se repetiu nesse trimestre e maior despesa financeira principalmente devido a atualização do saldo do passivo atuarial dos planos de pensão patrocinados pela Companhia.

O gráfico a seguir apresenta os principais fatores que influenciaram o resultado líquido do trimestre, a partir do EBITDA ajustado do mesmo período:

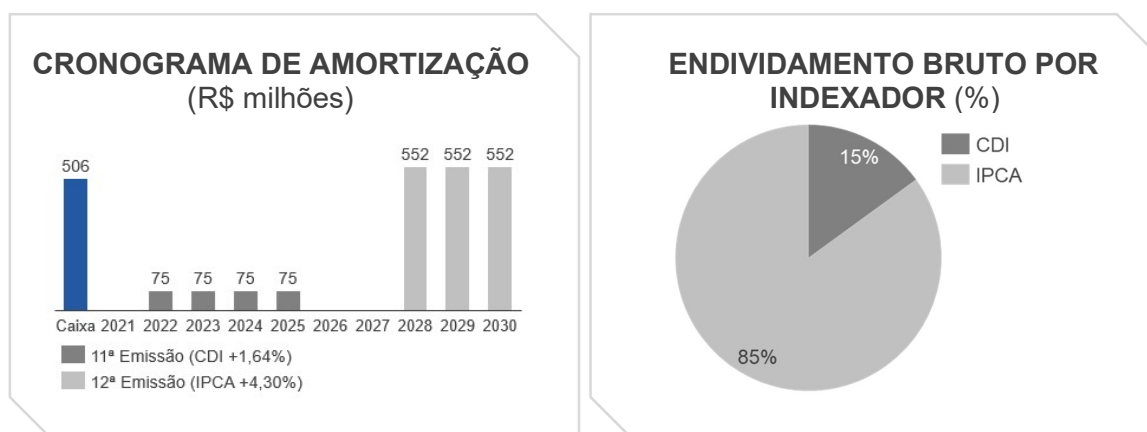


O resultado líquido de 2021 foi um lucro de R\$441 milhões, contra um lucro de R\$1,7 bilhão em 2020. O gráfico a seguir apresenta os principais fatores que influenciaram o resultado líquido do ano, a partir do EBITDA ajustado do mesmo período:



ENDIVIDAMENTO

O endividamento bruto em 31 de dezembro de 2021 era de R\$2 bilhões e o prazo médio da dívida consolidada da Companhia era de 6,9 anos.

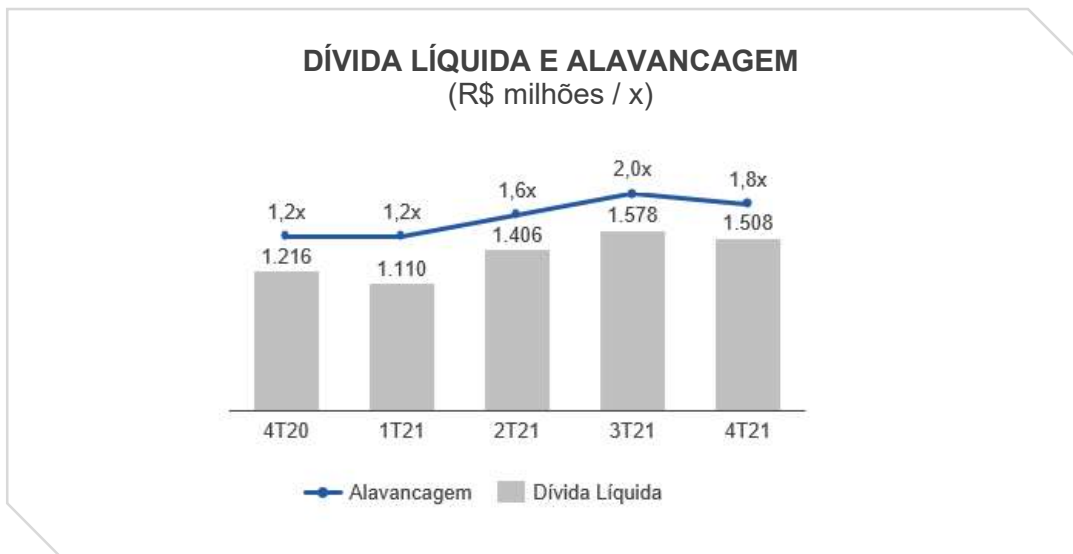


A posição de caixa e equivalentes de caixa ao final do trimestre era R\$506 milhões contra R\$713 milhões no mesmo período do ano passado. A dívida líquida em 31 de dezembro de 2021 era de R\$1,5 bilhão.

ALAVANCAGEM

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA ajustado, encerrou o 4T21 em 1,8x. Este resultado reflete o efeito do cenário hídrico adverso no EBITDA Ajustado e a concentração de pagamento de dividendos parciais de 2020 em 2021 nos últimos 12 meses.

²³ Repactuação GSF líquida considera de *impairment* (R\$299,5 milhões reconhecidos no 3T21 e -R\$51 milhões no 4T21).



RATING

	Rating	Outlook	Revisão
FitchRatings	BB AAA (br)	Negativo Estável	Jul/21
STANDARD & POOR'S	BB- br.AAA	Estável	Mai/21

CAPEX

No 4T21 o CAPEX da CESP foi de R\$3 milhões, totalizando R\$8 milhões em 2021 (R\$ 16 milhões em 2020), destinado majoritariamente para modernização e manutenção das usinas hidrelétricas. A redução do CAPEX entre os períodos de 2020 e 2021 deve-se a ações de priorização da companhia para mitigar os efeitos financeiros da crise hídrica em seu resultado.

FLUXO DE CAIXA LIVRE

(R\$ mil)	4T21	4T20	Δ	2021	2020	Δ
EBITDA ajustado	194.133	154.705	25%	841.723	1.014.104	-17%
IR/CSLL caixa ²⁴	-	(17.035)	-	(43.033)	(72.546)	-41%
Capital de giro ²⁵	1.158	(26.654)	-	70.526	(114.213)	-162%
CAPEX	(3.377)	(5.535)	-39%	(7.742)	(15.628)	-50%
Fluxo de caixa operacional	191.914	105.481	82%	861.474	811.717	6%
Serviço da dívida	(11.166)	(5.497)	103%	(83.627)	(63.092)	33%
Fluxo de caixa operacional após o serviço da dívida	180.748	99.984	81%	777.847	748.625	4%
Pagamento de litígio ²⁶	(72.228)	(62.736)	15%	(147.770)	(120.718)	22%
Captações	-	-	-	-	1.450.167	-100%
Amortizações	-	-	-	-	(1.500.033)	(1)
Recompra de Ações (fim programa de ADR)	-	-	-	(3.332)	-	-
Dividendos	(3)	(196.457)	-	(834.147)	(606.101)	38%
Fluxo de caixa livre	108.517	(159.209)	-	(207.402)	(28.060)	639%
Saldo de caixa inicial	397.465	872.593	-54%	713.384	741.444	-4%
Saldo de caixa final	505.982	713.384	-29%	505.982	713.384	-29%

A Companhia encerrou o 4T21 com R\$181 milhões de geração de caixa operacional após serviço da dívida, o que representa um índice de conversão de caixa²⁷ de 93%.

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

- **Capital de giro:** Incremento de R\$28 milhões (reversão de R\$1 milhão no 4T21 vs. saída de caixa de R\$27 milhões no 4T20) explicado principalmente pela:
 - i. Redução de R\$52 milhões na linha de operação MtM (receita de R\$17 milhões no 4T21 vs. despesa de R\$35 milhões no 4T20);
 - ii. Pagamento de PIS/COFINS concentrado no 4T20 (R\$20 milhões), em virtude da pandemia do Covid-19; e
 - iii. Regularização do saldo de créditos de energia junto à CCEE²⁸.

²⁴ 1T21 considera R\$16 milhões de IR retido na fonte referente a distribuição de JCP.

²⁵ Saldo divulgado no 4T20 reapresentado para fins de comparabilidade, resultando na reclassificação de saldos entre a linha de "Capital de giro" e "Pagamento de litígios".

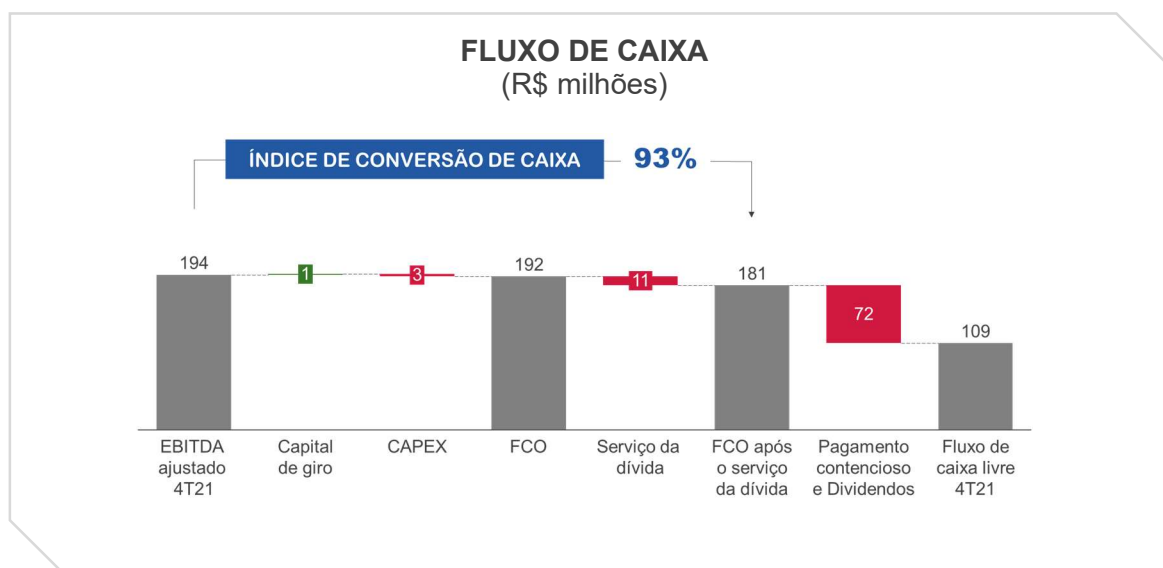
²⁶ Representa a soma de pagamento de litígios e acordos judiciais, que para o 4T20 foram reapresentados visando comparabilidade dos saldos.

²⁷ Índice de Conversão de Caixa = FCO após o serviço da dívida/EBITDA Ajustado.

²⁸ Reflexo do julgamento referente ao desastre de Mariana (UHE Risoleta Neves), sendo a conclusão favorável ao reembolso ao sistema, incluindo a CESP.

- **IR/CSLL caixa:** Redução de R\$17 milhões devido à antecipação de pagamento de IR/CS nos três primeiros trimestres de 2021 e pagamento de acordo de contencioso no 4T21, não havendo necessidade de desembolso no último trimestre do ano.

O fluxo de caixa livre registrado ao final de dezembro de 2021 foi positivo em R\$109 milhões, em decorrência dos pontos trazidos acima e do incremento de pagamento de litígios.



PLANO DE APOSENTADORIA (VIVEST)

VISÃO GERAL DOS PLANOS

A Companhia patrocina planos de aposentadoria aos seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários com o objetivo de suplementar os benefícios fornecidos pelo sistema oficial da previdência social. A VIVEST é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios patrocinados pela CESP.

Os planos de benefícios estão constituídos em duas modalidades:

(i) Contribuição Definida (“CD”)

- Status: Ativo
- Histórico: Criado em fevereiro/2020
- Participantes: 199
- Atualização do plano: Não há - o valor do benefício é fixo (deriva do saldo individual acumulado pelo participante). A Companhia e seus beneficiários ativos realizam contribuições fixas à VIVEST formando uma Reserva Matemática Individual (RMI) por participante. Essas contribuições possuem rendimento

mensal que também é adicionado à respectiva RMI. A partir do momento de aposentadoria o participante receberá, em forma de renda financeira, um benefício mensal de acordo com sua RMI e a forma de recebimento definida por ele até o esgotamento desta reserva

- Responsável pela insuficiência atuarial (déficit): não há déficit atuarial dado que o benefício é fixo
- Balanço do plano (31/12/2020): plano em equilíbrio não gerando superávit ou déficit atuarial no período
- Balanço do plano (31/12/2021): plano em equilíbrio não gerando superávit ou déficit atuarial no período

(ii) Plano de Suplementação de Aposentadoria e Pensão (“PSAP”)

O PSAP é um plano híbrido composto por três sub planos, apresentados abaixo. Os principais riscos atuariais são: taxa de desconto, sobrevivência superior ao previsto nas tábuas de mortalidade e rentabilidade do patrimônio (ativo) abaixo da meta atuarial.

a. Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”):

- Status: Saldado²⁹ em 31/12/1997
- Histórico: Resultado da negociação entre o Governo do Estado de São Paulo (ex-acionista controlador) e os sindicatos, viabilizando os processos de privatização das empresas de energia em 1997. Somente beneficiários que aderiram ao plano até esta data
- Participantes:

Tipo de beneficiário	Quantidade
Beneficiários ativos	94
Beneficiários aposentados	4.465
Beneficiários pensionistas	1.208
Coligados	71
Auto patrocinados	57
Total	5.895

- Atualização do plano: Estabelecido um valor de benefício fixo de renda vitalícia ao empregado em sua aposentadoria, corrigido anualmente por IGP-DI (indexador previsto no Estatuto do Plano) adicionado de uma meta atuarial anual
- Responsável pela insuficiência atuarial (déficit): responsabilidade integral da patrocinadora (CESP)
- Balanço do plano (31/12/2020): Déficit de R\$ 888 milhões (metodologia PREVIC) e R\$2.151 milhões (metodologia CPC33)

²⁹ Saldamento do plano é o processo de interrupção da acumulação de benefícios no plano, garantindo aos participantes um benefício proporcional ao seu direito acumulado no plano até o último dia do mês da aprovação do processo pela Previc.

- Balanco do plano (31/12/2021): Déficit de R\$ 1.686 milhões (metodologia PREVIC) e R\$1.645 milhões (metodologia CPC33)

**b. Plano de Benefício Definido (“BD”); e
c. Plano de Contribuição Variável (“CV”)**

- Status: Saldados³⁰ em 31/08/2021
- Histórico: Saldados em agosto com a aprovação do Plano de Migração. Para início do processo de migração do plano PSAP para o CD, a Companhia também propôs o saldamento dos planos. Tanto o plano de migração quanto o saldamento foram aprovados pelos órgãos de governança e regulatórios competentes, no caso o Comitê Gestor de Investimentos e Previdência do plano PSAP e do Plano CD da CESP, o Conselho Deliberativo da VIVEST e também a PREVIC
- Participantes:

Tipo de beneficiário	BD (Quantidade)	CD (Quantidade)
Beneficiários ativos	95	88
Beneficiários aposentados	2.010	1.071
Beneficiários pensionistas	227	83
Coligados	68	59
Auto patrocinados	57	57
Total	2.457	1.358

- Atualização do plano: Estabelecido um valor de benefício fixo de renda vitalícia ao empregado em sua aposentadoria, corrigido anualmente por IGP-DI (indexador previsto no Estatuto do Plano) adicionado de uma meta atuarial anual
- Responsável pela insuficiência atuarial (déficit): responsabilidade compartilhada entre a patrocinadora (CESP) e os beneficiários. A Companhia é responsável por 50% do déficit dos beneficiários ativos, resultando em um percentual médio de 15% de responsabilidade sobre o déficit total do plano.
- Balanco do plano (31/12/2020):
 - BD – Superávit de R\$ 34 milhões (metodologia PREVIC) e déficit de R\$184 milhões (metodologia CPC33)
 - CV – Déficit de R\$ 34 milhões (metodologia PREVIC) e R\$78 milhões (metodologia CPC33)
- Balanco do plano (31/12/2021):
 - BD – Déficit de R\$ 106 milhões (metodologia PREVIC) e R\$96 milhões (metodologia CPC33)

³⁰ Saldamento do plano é o processo de interrupção da acumulação de benefícios no plano, garantindo aos participantes um benefício proporcional ao seu direito acumulado no plano até o último dia do mês da aprovação do processo pela Previc.

- CV – Déficit de R\$ 35 milhões (metodologia PREVIC) e R\$45 milhões (metodologia CPC33)

CÁLCULO DOS COMPROMISSOS ATUARIAIS (METODOLOGIAS)

A política contábil dos fundos de pensão no Brasil é baseada em 2 metodologias, que serão detalhadas a seguir. Aqui, apresentamos uma tabela com um breve resumo:

	CPC33	PREVIC
Metodologia de definição do Ativo	Valor justo dos ativos que considera dos ativos marcados à mercado	Valor justo dos ativos que considera dos ativos marcados à mercado
Metodologia de definição da taxa de desconto	Título de longo prazo (NTN-B) posicionado em 31/12	Corredor instituído pela PREVIC em portaria ³¹

Metodologia CPC33

Os valores dos compromissos atuariais relacionados ao plano PSAP são calculados anualmente por atuário independente, com data base que coincide com o encerramento do exercício e são registrados conforme previsto no CPC 33, que apresenta a metodologia de avaliação contábil de benefícios a empregados.

Abaixo, apresentamos o impacto do cálculo do déficit em nossos resultados:

- a) Superávit/(déficit) atuarial (impacto: **Balanco Patrimonial e Patrimônio Líquido**)

- a.1) Passivo Não-Circulante

Ativo/(passivo) líquido para os sub planos pertencentes ao PSAP, onde:

- O passivo é o valor presente do fluxo futuro de pagamentos de benefícios atualizado pelo indexador previsto do estatuto do plano na data das demonstrações financeiras; e
- O ativo reflete o valor justo dos ativos do plano marcados a mercado no final na data das demonstrações financeiras.

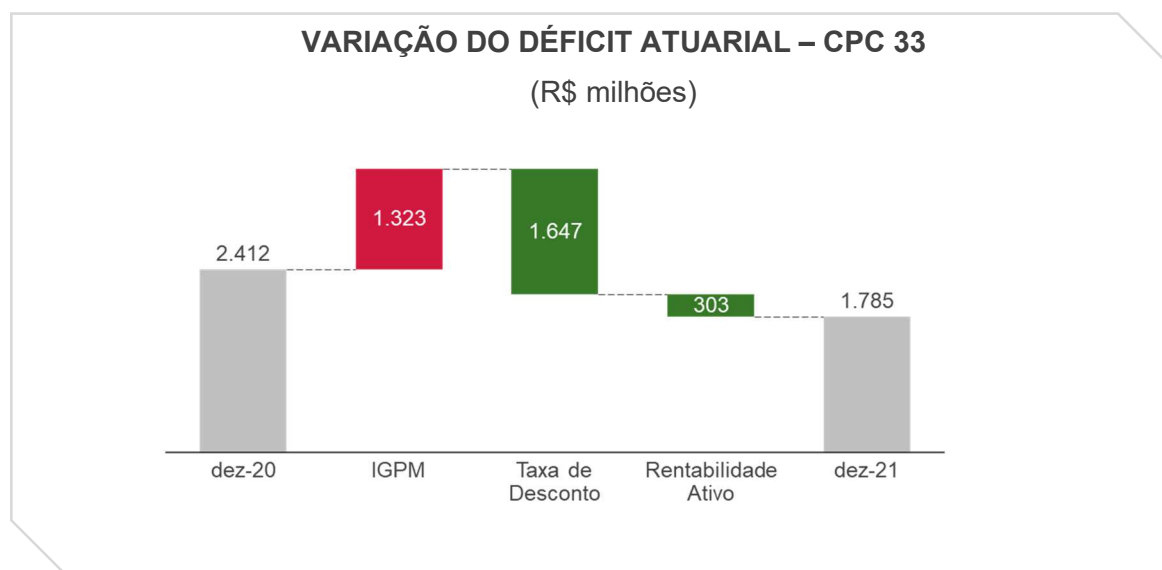
³¹ 31/12/2020: Portaria PREVIC nº 337/2020; 31/12/2021: Portaria PREVIC nº 228/2021

(R\$ mil, exceto onde indicado)	Período findo em 31 de dezembro de	
	2021	2020
Valor Presente das obrigações	(7.897.265)	(8.449.398)
Valor Justo dos ativos	6.111.767	6.037.019
Déficit	(1.785.499)	(2.412.379)
Taxa real de desconto ³²	5,21%	3,26%
Taxa nominal de desconto ³³	8,68%	6,56%
Rentabilidade média da carteira (ativo VIVEST)	12,358%	11,765%

Valor é apresentado líquido na linha de Benefícios pós-emprego no Passivo Não Circulante.

a.2) Outros resultados não abrangentes (ORA)

Em 2021 os efeitos de inflação, juros do passivo e meta atuarial refletiram 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).



Os ganhos e perdas atuariais são registrados diretamente no patrimônio líquido sob a rubrica ORA. Esses ganhos e perdas atuariais são apurados ao término de cada

³² A taxa de desconto a ser utilizada para mensurar as obrigações com os benefícios de aposentadoria deve ser definida com base em negócios praticados no mercado financeiro para papéis de primeira linha. Por falta de título com este perfil, é estabelecido como base os títulos públicos de longo prazo ligados à inflação, especificamente as NTN-Bs que estão ligadas ao índice de inflação IPCA. A taxa utilizada é a da data da avaliação (31/12), alinhadas com o prazo médio dos planos apurado. Para o período de 31/12/2021 o prazo médio apurado foi de 10,30 anos e com isso foi utilizada a NTN-B com duração mais próxima (9,47 anos).

³³ A taxa de desconto nominal reflete a premissa de inflação de longo prazo estimada pelo atuário independente, que foi de 3,25% em 31/12/2021 e 3,30% em 31/12/2020.

exercício com base no relatório de atuário independente, são eles: movimentações nos planos, incluindo liquidações antecipadas rotineiras e alterações de premissas.

Em resumo, é o registro da diferença entre os déficits em cada período.

(R\$ mil, exceto onde indicado)	Período findo em 31 de dezembro de	
	2021	2020
IGP-M	1.164.039	1.772.244
Taxa de desconto	(1.651.435)	43.144
Rentabilidade ativo	(299.686)	(297.807)
Impacto ORA – alteração do déficit	(787.082)	1.517.581

Outros resultados abrangentes estão consolidados na linha de Ajustes de Avaliação Patrimonial, no Patrimônio Líquido.

b) Custo-benefício definido (impacto: **DRE**)

Também de acordo com o CPC33, anualmente o atuário independente calcula e apresenta a estimativa do custo-benefício definido para o ano fiscal seguinte com base em premissas estabelecidas para taxa de desconto, taxa de inflação, taxa de crescimento salarial, crescimento de benefícios concedidos e crescimento de benefícios diferidos.

(R\$, exceto onde indicado)	Período findo em 31 de dezembro de		Impacto no Resultado
	2021	2020	
Custo-benefício	158.121.732	59.622.214	Resultado financeiro
Custo do Serviço	3.612.799	(488.622)	Custos e despesas operacionais
Resultado	161.734.531	59.133.592	

Valor é reconhecido no resultado (DRE), na linha de despesas financeiras, em parcelas mensais iguais a partir do 1º mês do ano subsequente.

Na DF, a nomenclatura usada para Custo-benefício é na nota de Resultado financeiro: Atualização de benefícios pós-emprego e na nota de Benefícios pós-emprego é Custo de juros sobre a obrigação líquido do rendimento esperado sobre os ativos do plano. O déficit apresentado em 31/12/2019 impactou o resultado do ano de 2020 e o déficit apresentado em 31/12/2020, impactou o resultado do ano de 2021. O déficit aqui apresentado para 2021 (R\$162 milhões) impactará o resultado de 2022 em quatro parcelas lineares.

Metodologia PREVIC

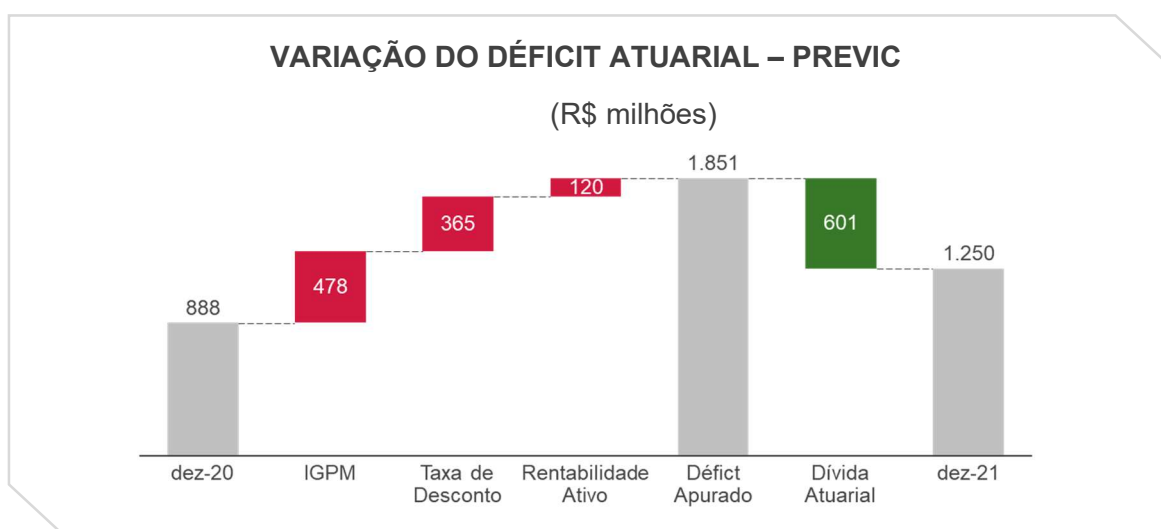
Em paralelo a avaliação contábil, os compromissos atuariais relacionados ao plano PSAP são calculados pela VIVEST adotando a metodologia definida pela PREVIC. Essa metodologia difere do CPC 33 principalmente pela taxa de desconto.

a) Cálculo do Superávit/(déficit) atuarial (impacto: **não há impacto imediato no resultado, apenas o plano de equacionamento**)

A metodologia utilizada pela PREVIC é responsável pelo cálculo da posição atuarial regulatória e, portanto, define, eventuais necessidades de aportes (saída de caixa) por parte da CESP ao longo do tempo, caso se configurem posições deficitárias.

(R\$ mil, exceto onde indicado)	Período findo em 31 de dezembro de	
	2021	2020
Valor Presente das obrigações	(8.045.154)	(7.181.395)
Valor Justo dos ativos	6.795.699	6.292.928
Superávit/(déficit) apurado	1.851.822	888.467
Taxa real de desconto ³⁴	4,88%	4,84%
Taxa nominal de desconto ³⁵	8,13%	8,14%
Rentabilidade da carteira (ativo VIVEST)	8,13%	14,73%
IGP-DI	17,74%	23,08%

Caso seja apurado um déficit técnico, nos termos da Resolução 30/2018 do CNPC, a Companhia necessita apresentar um plano de equacionamento e aprová-lo junto ao Conselho Deliberativo da VIVEST até 31/12 do ano seguinte. Mais detalhes são apresentados abaixo.



b) Plano de Equacionamento

O equacionamento do déficit apurado na avaliação atuarial pela PREVIC é efetuado de forma independente entre os sub planos, aplicando-se a cada um deles as determinações da Resolução CNPC Nº30/2018.

³⁴ A taxa de desconto a ser utilizada para mensurar as obrigações com os benefícios de aposentadoria deve ser definida com base na Portaria PREVIC nº228/2021. A taxa de desconto calculada para o ano será a nova meta atuarial para o ano subsequente, ou seja, os 4,84% será a meta atuarial par 2021, impactando a atualização dos benefícios concedidos para o ano e, respectivamente, os 4,88% serão a meta atuarial válida para 2022.

³⁵ A taxa de desconto nominal reflete a premissa de inflação de longo prazo estimada pelo atuário independente, que foi de 3,25% em 31/12/2021 e 3,30% em 31/12/2020.

b.1) Cronograma

	Ano	Ação
31/12	A0	Recálculo anual do déficit
Até 31/12	A+1	Elaboração e aprovação do plano de equacionamento do déficit registrado no A0
A partir de janeiro	A+2	Início do cronograma de desembolso do plano aprovado

b.2) Saldo a ser equacionado (impacto: **não há impacto imediato no resultado, apenas o plano de equacionamento**)

Importante lembrar que nem todo o déficit apurado que necessariamente precisa ser equacionado.

O valor a ser equacionado é referente ao saldo que ultrapassar o corredor técnico, conforme detalhado abaixo:

(R\$ mil)	BSPS		BD		CD		Total	
	Dez/21	Dez/20	Dez/21	Dez/20	Dez/21	Dez/20	Dez/21	Dez/20
Superávit/(Déficit) Previc (A)	(1.686.303)	(888.040)	(106.409)	34.059	(35.200)	(34.485)	(1.851.822)	(888.466)
<i>Superávit/(Déficit) Plano</i>	<i>(1.107.575)</i>	<i>(888.040)</i>	<i>(106.409)</i>	<i>34.059</i>	<i>(11.290)</i>	<i>(34.485)</i>	<i>(1.249.184)</i>	<i>(888.466)</i>
<i>Operações Contratadas</i>	<i>(578.728)</i>	-	-	-	<i>(23.910)</i>	-	<i>(602.638)</i>	-
Corredor Actuarial (B)	331.539	309.312	77.475	-	11.635	10.575	420.649	319.887
Reserva de Contingência (C)	-	-	-	(34.059)	-	-	-	(34.059)
Saldo a Equacionar (A-B-C)	(1.354.764)	(578.728)	(28.934)	-	(23.565)	(23.910)	(1.431.173)	(602.638)
<i>Duration (anos)</i>	8,89	9,11	11,17	11,7	11,56	11,45	9,25	9,51
<i>Taxa de Correção (%)</i>	IGP-DI + 4,84%							

Onde:

- **Superávit/(Déficit) Plano:** atualização anual dos compromissos atuariais relacionados ao plano PSAP, calculados pela VIVEST, pela metodologia Previc
- **Operações contratadas:** saldo de equacionamento contratado de anos anteriores
- **Corredor actuarial:** definido de acordo com o art.29 da Resolução 30/2018 do CNPC calculado da seguinte forma: $1\% \times (duration - 4) \times Provisão Matemática^{36}$

³⁶ VPL dos benefícios de aposentadora a serem concedidos, trazidos a valor presente pela meta atuarial.

- Reserva de contingência: saldo do superávit reconhecido no período

Duration: prazo de cada um dos planos. Para o prazo de pagamento do plano de equacionamento: $Duration \times 1,5$

- Taxa de correção: Aplicada a partir do início do cronograma de desembolso do plano aprovado

Todas as premissas do plano de equacionamento são revisitadas anualmente e atualizadas.

b.3) O plano de equacionamento (impacto: **Caixa e Balanço Patrimonial**)

O impacto no fluxo de caixa (saída de caixa) e balanço patrimonial (redução da linha de “benefício pós-emprego” no passivo não-circulante) acontece 12 meses após o cálculo do déficit (ex.: déficit apurado em 31/12/2020, começa a surtir efeito no resultado em 01/01/2022), pelo prazo do plano de equacionamento. O pagamento é realizado mensalmente

MEDIDAS DE CONTENÇÃO AO DÉFICIT

O Plano PSAP é, conforme informado anteriormente, um plano de benefício definido e renda vitalícia. O benefício pago aos participantes é atualizado anualmente por um índice, de forma a garantir o seu poder de compra da época em que o benefício for concedido. De acordo com o regulamento do PSAP, o índice utilizado para atualização deste benefício é o IGP-DI.

Há indisponibilidade, no mercado, de ativos referenciados ao IGP em quantidade compatível com as necessidades do plano. Isto gera dificuldade para que a gestão dos investimentos seja feita de acordo com as políticas traçadas, adicionando-se riscos de descasamento entre ativo e passivo do plano.

Com isso, para se proteger contra o crescimento desse déficit, a Companhia trabalha em duas frentes. São elas:

(i) **Plano de Migração Voluntária**

Criação e aprovação do plano

Em junho de 2020, o Conselho de Administração da CESP aprovou um plano de migração voluntária para os beneficiários do plano PSAP. Com diferentes benefícios atrelados ao projeto, a migração visa transferir os beneficiários que fizerem a adesão para um novo plano de contribuição definida, que possui práticas mais aderentes às atuais vistas no mercado e garante maior isonomia entre as partes.

Em agosto de 2021, a PREVIC aprovou o plano de migração. A partir daí, foi iniciado o cálculo das Reservas Matemáticas Individuais dos beneficiários e abertura do período de adesão, com previsão inicial de ser finalizada em fevereiro de 2022.

Status Atual

Em dezembro de 2021, o Sindicato dos Trabalhadores da Indústria de Energia Elétrica de Campinas, Instituto Adecon, Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo e Sindicato dos Empregados na Geração, Transmissão e Distribuição de Eletricidade no Município de Bauru/SP, ingressaram com uma ação judicial (processo nº 1139986-11.2021.8.26.0100) visando suspender o processo de migração voluntária dos beneficiários.

Em janeiro de 2022, foi proferida uma decisão provisória (tutela antecipada) suspendendo o processo de migração voluntária, sendo tal decisão parcialmente revogada, pelo Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, após recurso interposto pela CESP.

Com isso, os beneficiários que aderiram a migração voluntária o fizeram até dia 24 de março de 2022, estes representam 1.211 migrações, correspondendo a 17,6% do passivo total atuarial totalizando R\$ 1,4 bilhão de RMI, porém a migração está suspensa, até a decisão do órgão colegiado do Tribunal sobre o tema, a efetivação da migração. A decisão do colegiado é esperada para acontecer em abril de 2022.

Impacto no resultado da Companhia

Uma vez aprovado, o déficit (na proporção do saldo migrado) se torna uma dívida financeira, deixando de ter caráter atuarial. Com isso, o plano de migração tem os seguintes impactos no resultado da Companhia:

- Balanço Patrimonial: redução do valor da parcela migrada do Balanço Patrimonial, na linha de “Benefício Pós-emprego”, no Passivo não-circulante;
- Caixa: saída de caixa, podendo a Companhia optar por quitar de forma antecipada o déficit transferido ou amortizar a nova dívida em até 1,5x o *duration* da parcela do plano migrada. no volume da migração, caso a Companhia faça essa opção; e
- DRE: para a parcela migrada a diferença entre a metodologia Previc e metodologia CPC 33 é reconhecida em Despesas Operacionais.

(ii) Troca do Indexador de Reajuste dos Planos

Em 30 de março de 2021, o CNPC divulgou a Resolução nº 40, estabelecendo que o critério de atualização dos planos de previdência pode ser modificado, inclusive para benefícios concedidos, mediante:

- Ampla divulgação aos participantes e assistidos, com antecedência mínima de 180 dias do envio da proposta ao órgão estatutário competente da EFPC;
- Aprovação do órgão estatutário competente da EFPC; e
- Autorização do órgão fiscalizador.

Adicionalmente, o normativo trouxe importante avanço em sua estruturação técnica ao dispor que o índice de preços deve:

- Refletir adequadamente a variação de preços de produtos e serviços consumidos pela população;
- Ser de abrangência nacional e ampla divulgação; e
- Ser compatível com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro entre ativos e passivos do plano de benefícios.

A VIVEST já manifestou a necessidade de alteração do índice de atualização, mediante parecer atuarial, com ampla divulgação aos participantes e assistidos, sendo o período de 180 dias solicitada pela Resolução nº 40 do CNPC encerrado em dez/21.

Para alteração do índice de atualização do benefício, é necessária a aprovação do Comitê Gestor de Investimentos e Previdência do plano PSAP e do Plano CD da CESP e do Conselho Deliberativo da VIVEST, porém, estes órgãos estão impedidos de votar esta decisão devido à liminar ora vigente, em processo ajuizado pelo Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Campinas contra a União Federal, na qual se discute os efeitos do § 2º do artigo 4º da Resolução CNPC nº 40/2021, com pedido expresso para que os “critérios (índices) estabelecidos para os benefícios pagos aos aposentados, bem como para os que já têm o direito a se aposentar, mas ainda estão na ativa, não sejam alterados”.

A CESP tomou conhecimento do caso, apesar de não ser parte no processo, e está estudando as alternativas e medidas cabíveis contra tal decisão liminar, de caráter precário, considerando que a jurisprudência sobre o tema é contrária aos argumentos utilizados pelos autores da ação e acatados na decisão em voga.

ÓRGÃOS DE GOVERNANÇA

CESP (Companhia Energética de São Paulo): Patrocinadora;

CNPC (Conselho Nacional Previdência Privada): Responsável por regular o regime de previdência complementar operado pelas entidades fechadas de previdência complementar (fundos de pensão);

PREVIC (Superintendência Nacional de Previdência Complementar): Responsável pela regulação dos planos de pensão no Brasil; e

VIVEST (antiga FUNCESP): Responsável pela administração dos planos de benefícios patrocinados pela Companhia.

CONTINGÊNCIAS

PROCESSOS JUDICIAIS PASSIVOS

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva total de, aproximadamente, R\$8,4 bilhões. Nesse contexto, a Companhia mantém uma robusta estrutura de pessoal próprio para uma gestão focada nesse contencioso passivo, inclusive com a contratação de assessores jurídicos e financeiros externos complementarmente à atuação de nossa equipe interna.

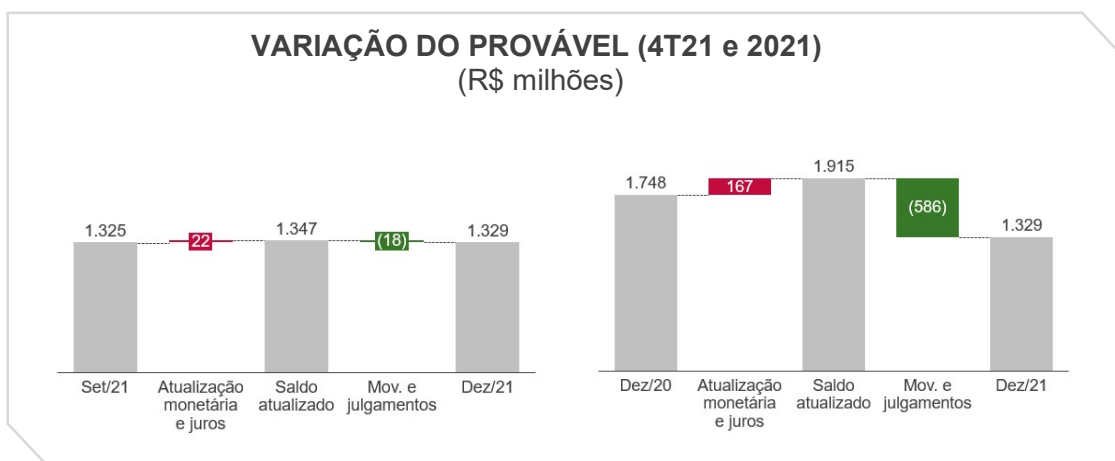
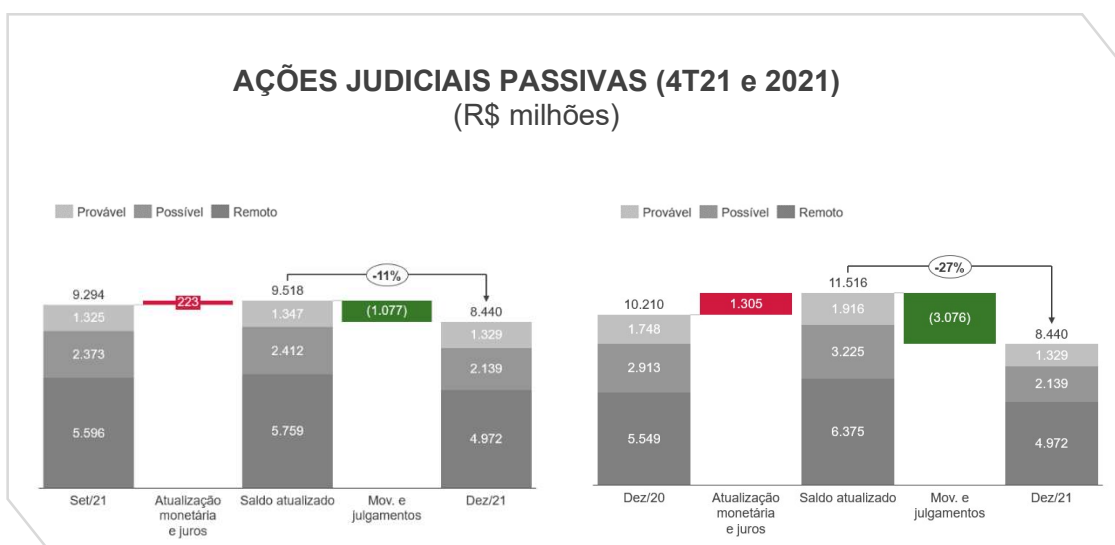
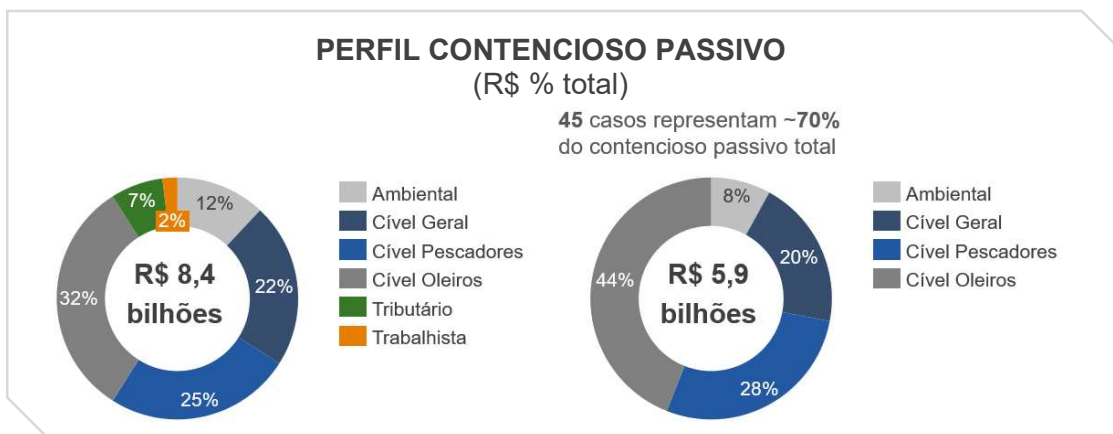
Dada a relevância do contencioso passivo atualmente registrado pela Companhia, não apenas os valores em discussão judicial são revisados constantemente, como também os próprios prognósticos de perda aplicáveis às ações existentes. Adicionalmente, em uma busca perene por otimizar a gestão e reduzir a 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, ~70% do contencioso judicial passivo da Companhia, conforme detalhado abaixo:



A variação, antes da atualização monetária e juros, em relação ao final do trimestre anterior, no contencioso total foi de mais de R\$ 1 bilhão e no contencioso provável foi de R\$ 18 milhões. O destaque neste trimestre foram os acordos referentes às ações cíveis indenizatórias.

Quando comparamos a carteira do contencioso passivo com os valores do final de 2020, a Companhia apresentou uma redução, antes da atualização monetária e juros, de R\$3,1 bilhões no contencioso passivo total e R\$586 milhões no contencioso provável, corroborando para nossa estratégia de desmonte do contencioso total da Companhia. A redução ao longo do ano é proveniente de acordos judiciais e decisões favoráveis realizadas no período e da revisão de estimativas conforma evolução processual dos casos.

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

Julgamento em 1ª Instância

O processo que discute o valor de indenização pela reversibilidade da UHE 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 bilhão; Eclusas e Canal: R\$1,0 bilhão; Terrenos: R\$1,8 bilhão.

Após manifestações da União e da CESP a respeito do laudo pericial, em 10/07/2020 foi proferido despacho que determinou a manifestação do perito, sobre os questionamentos apresentados pela União em relação ao laudo.

Em 12/2020 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. No entanto, em 10/02/2021 foi informado no processo o falecimento do perito em questão.

Por tal motivo, em 07/06/2021, o juiz determinou que as partes se manifestassem sobre o prosseguimento do processo. A CESP apresentou manifestação requerendo o encerramento da instrução e a conclusão do caso para sentença. A União Federal, solicitou, em sua manifestação, a elaboração de novo laudo pericial por profissionais especialistas em Engenharia Civil e em Engenharia Elétrica, ou, alternativamente, a elaboração de laudo complementar ao já existente, com o saneamento dos pontos por ela apontados. Atualmente, aguarda-se decisão do juiz.



REGULATÓRIO

RESTRIÇÕES HIDRÁULICAS – UHE PORTO PRIMAVERA

Considerando a permanência do cenário de crise hidrológica no país em 2021, e especialmente na bacia do Rio Paraná, onde se localiza a UHE Porto Primavera, causado pela precipitação significativamente abaixo da média nas principais bacias hidrográficas com usinas hidrelétricas integrantes do Sistema Interligado Nacional (“SIN”), com as piores sequências hidrológicas do histórico de vazões registrado em 91 anos, as autoridades governamentais têm determinado, desde o fim de 2020, medidas visando garantir a governabilidade hidráulica da bacia, inclusive por meio da redução das vazões mínimas praticadas.

Nesse contexto, e considerando o Alerta de Emergência Hídrica emitido pelo Sistema Nacional de Meteorologia (“SNM”) e a Resolução da ANA que declarou a situação crítica de escassez dos recursos hídricos na bacia do Rio Paraná, que vigorou até 30 de novembro de 2021, bem como os estudos técnicos do ONS, foi estabelecido conjunto de medidas urgentes de flexibilização de restrições hidráulicas a ser adotado, em caráter excepcional, como alternativa para enfrentamento da escassez hídrica e seus impactos diversos, dado o risco de comprometimento da geração de energia elétrica para atendimento ao SIN.

Entre essas medidas, foi determinada a flexibilização da vazão da UHE Porto Primavera, e conforme aprovado pelo IBAMA no Plano de Trabalho para Redução da Vazão Defluente na UHE Porto Primavera. No final de agosto de 2021, foram retomados valores considerados ambientalmente seguros, conforme aumentos comandados pelo ONS.

A CREG, em suas duas últimas reuniões realizadas em 2021, deliberou sobre medidas relacionadas à flexibilização de vazão defluente da UHE Porto Primavera em 2022.

A Companhia comunicará o mercado informado sobre novas atualizações.

ACORDO GSF – EXTENSÃO DE CONCESSÃO

Considerando as condições para repactuação do risco hidrológico para as usinas participantes do MRE, mediante compensação por meio de extensão de prazo de outorga, previstas na Lei nº 14.052/2020, de 08/10/2020 (“Lei nº 14.052/2020”), tema regulamentado pela ANEEL nos termos da Resolução Normativa nº 895/2020, de 03/12/2021, alterada posteriormente pela Resolução Normativa nº 945/2021, em razão da Lei nº 14.182/2021, foram definidas a metodologia para cálculo da compensação pelos prejuízos causados aos geradores hidrelétricos por fatores relacionados ao GSF e as condições de adesão para viabilizar os acordos de extensão de outorga a serem firmados com os agentes geradores elegíveis.

As duas usinas hidrelétricas operadas pela Companhia atendiam aos critérios de elegibilidade, de modo que, para a UHE Paraibuna, em 16/12/2021 foi celebrado com a ANEEL, representando o Poder Concedente, o 5º termo aditivo ao contrato de concessão nº 3/2004, formalizando o término da concessão em 03/06/2022, contemplando 15 meses de extensão.

Para a UHE Porto Primavera, o prazo de extensão já autorizado pela ANEEL foi de 2.555 dias, equivalente a 7 anos, limite estabelecido na Lei nº 14.052/2020. A Companhia encaminhou à ANEEL o termo de adesão respectivo, a respeito do qual a ANEEL se manifestou por meio da Resolução Autorizativa nº 10.928/2021, de 07/12/2021, com a aprovação da alteração do termo final da outorga de concessão para 13/04/2056. A Companhia aguarda a emissão do 1º aditivo ao contrato de concessão nº 1/2019 pela ANEEL, para assinaturas e formalização da nova data aprovada.

Desse modo, tendo sido homologados e aprovados pela ANEEL os prazos finais de extensão das concessões das UHEs Paraibuna e Porto Primavera, os termos finais das outorgas passaram a ser, respectivamente, 03/06/2022 e 13/04/2056.

Vale lembrar que a Companhia não foi 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 dependeu de desembolso de caixa ou de qualquer pagamento de prêmio.

EVENTOS SUBSEQUENTES

A Companhia recebeu, em **18 de outubro de 2021**, de seus acionistas controladores indiretos Votorantim S.A. (“VSA”) e Canada Pension Plan Investment Board (“CPP Investments”) e, em conjunto com a VSA, os “Acionistas Controladores”) uma proposta de reorganização societária (“Proposta”). Abaixo, apresentamos os principais destaques do processo, que foi encerrado em 25 de março de 2022, com a Incorporação das ações da CESP pela Auren Energia S.A. (novo nome da VTRM Energia Participações S.A.)

No dia **21 de outubro de 2021**, em reunião realizada pelo Conselho de Administração da Companhia, foi aprovada a criação de Comitê Especial Independente (“Comitê Independente”) que, observadas as orientações previstas no Parecer de Orientação 35 da CVM, teve por função analisar e negociar a Proposta.

Em **10 de janeiro de 2022**, o Comitê Independente apresentou ao Conselho de Administração sua conclusão, acordada de forma unânime pelos seus membros, sobre a

relação de troca das ações de emissão da CESP por ações de emissão da VTRM no âmbito da Incorporação de Ações da CESP (“Relação de Substituição”). No mesmo dia, o Conselho de Administração da CESP aprovou a relação de troca e convocou a Assembleia Geral de Acionistas para deliberação do tema.

Em **15 de fevereiro de 2022** foi realizada a Assembleia Geral Extraordinária que teve como deliberação e a aprovação da incorporação da totalidade das ações de emissão da CESP por sua controladora VTRM Energia Participações S.A.

Em **18 de março de 2022** foi finalizado o período de exercício do direito de retirada, sem nenhuma adesão.

Em **23 de março de 2022** foi realizada Reunião do Conselho de Administração para retificação da aprovação da Reorganização Societária e no dia **25 de março de 2022**, foi o último dia de negociação das ações da CESP. Também em 23 de março foi apresentado o novo nome da combinada, Auren Energia S.A. (“Auren Energia”).

Abaixo é apresentado o cronograma dos principais próximos eventos relacionados à Incorporação de Ações:

DATA	EVENTO
28.03.2022	Início de negociação das ações da Auren Energia
30.03.2022	Crédito das Ações Ordinárias VTRM aos acionistas da CESP que não exercerem o direito de retirada
A partir de 04.04.2022	Pagamento do Valor do Resgate

Todos os documentos relacionados à Proposta podem ser encontrados no website de RI da CESP (<https://ri.cesp.com.br/reorganizacao/>).

AGENDA ESG³⁷

PLATAFORMA DE SUSTENTABILIDADE

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

³⁷ Sigla em inglês para *Environmental, Social and Governance* (Meio Ambiente, Social e Governança)

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.

Ao longo de 2021 nossos esforços foram orientados pelas três linhas temáticas de nossa Plataforma de Sustentabilidade. Nesse contexto, desenvolvemos uma série de ações visando o amadurecimento de nossos processos de gestão de sustentabilidade e, ao mesmo tempo, engajamos nossos colaboradores em nossos compromissos com as temáticas Ambientais, Sociais e de Governança.

A Companhia atualmente possui uma meta corporativa de ESG, a qual abrange 14 ações estratégicas que visam garantir o avanço desse tema na CSP. Essa meta abrange todos os diretores e gerentes e será considerada na remuneração variável anual de 2021 de toda liderança.

A seguir, estão as principais ações e o detalhamento das evoluções do ano:

	1T21	2T21	3T21	4T21
Ambiental (E)	<ul style="list-style-type: none"> Elaboração do inventário de emissões segundo a metodologia do GHG Protocol e IPCC 	<ul style="list-style-type: none"> Resposta aos questionários de Mudanças Climáticas e Segurança Hídrica do CDP 	<ul style="list-style-type: none"> Recebimento do Selo Prata do Programa GHG Protocol Brasileiro Atingimento de 1,4 milhão de I-RECs comercializados entre 2019 e 2027 	<ul style="list-style-type: none"> Recebemos a nota do questionário do CDP Segurança Hídrica e Mudanças Climáticas. Evoluímos nossa nota de “F” para “C” em mudanças climáticas e recebemos nota “B” em Segurança Hídrica Passamos a compor a Carteira ICO2 da B3
Social (S)	<ul style="list-style-type: none"> Criação do grupo de Diversidade & Inclusão Conclusão do Diagnóstico Socioambiental Participativo nos municípios do entorno da UHE Porto Primavera Início dos projetos de Apoio a Gestão pública para combate ao COVID-19 	<ul style="list-style-type: none"> Entrega dos Resultados do Diagnóstico Socioambiental Participativo para as prefeituras dos municípios do entorno da UHE Porto Primavera (saiba mais) Criação do Comitê Interno de Relacionamento com Comunidades Início dos projetos liderados pelo grupo de Diversidade & Inclusão 		<ul style="list-style-type: none"> Passamos a compor a Carteira do IGPTW da B3 em parceria com o GPTW Finalizamos o projeto “impulsionando mulheres” em uma comunidade da UHE Porto Primavera.
Governança (G)	<ul style="list-style-type: none"> Estabelecimento da Comissão de Sustentabilidade, constituída por dois membros do Conselho de Administração e um membro independente Aumento da participação de mulheres na alta liderança da Companhia, com a eleição de duas mulheres para o Conselho de Administração e uma para o Conselho Fiscal 	<ul style="list-style-type: none"> Avanço na “pontuação” do Informe de Governança Corporativa com adoção de novas práticas e/ou princípios pela Companhia 	<ul style="list-style-type: none"> 1ª Reunião da Comissão de Sustentabilidade contando com a presença de Silvana Alcantara como conselheira independente 	<ul style="list-style-type: none"> Constituição do Comitê Especial Independente da Companhia, observadas as orientações do Parecer de Orientação CVM nº 35
Plataforma ESG		<ul style="list-style-type: none"> Signatários do Pacto Global da ONU Upgrade Rating ESG MSCI 	<ul style="list-style-type: none"> Início de projeto de P&D para desenvolvimento de indicadores ESG para o Setor Elétrico com Instituto Acende Brasil Entrega questionário Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 	

Questionários CDP: O CDP é uma das principais instituições internacionais no universo ESG realiza todos os anos questionários voluntários que medem o desempenho de gestão das empresas no que toca aspectos ligados a Mudanças Climáticas, Segurança Hídrica e Gestão de Florestas. O CDP tem uma metodologia proprietária para avaliação do desempenho das companhias na gestão desses temas que atribui uma nota que varia de 'F' a 'A'. Essas notas são usadas por vários índices de sustentabilidade no mundo, inclusive o índice de Sustentabilidade da B3 (ISE B3) passou a adotar (a partir de 2022) como pré-requisito para ser elegível à carteira do índice ter ao menos nota 'C' no CDP. A última vez que a CESP respondeu ao questionário de Mudanças Climáticas (2017) obteve nota 'D' e nunca havia respondido aos questionários de Segurança Hídrica. Já agora neste ciclo de 2020/2021 a CESP obteve nota 'C' em Mudanças Climáticas e 'B' em Segurança hídrica. Um resultado que nos coloca no 1º pelotão de gestão ESG entre as empresas do setor no Brasil.

Carteira ICO2: A B3 divulgou em dezembro de 2021 a carteira do Índice de Carbono Eficiente (ICO2) da B3, da qual a CESP fará parte. O índice é composto por ações das companhias participantes do índice IBrX100 que adotam práticas transparentes com relação a suas emissões de gases efeito estufa.

Carteira IGPTW: Assim como o ICO2 a B3 também divulgou o IGPTW B3, uma carteira teórica com as empresas certificadas dentre as melhores empresas para se trabalhar, a partir do ranking nacional preparados pela Great Place to Work.

Projeto Impulsionando Mulheres: O projeto Impulsionando Mulheres tinha como objetivo incentivar o empreendedorismo feminino nas comunidades de entorno de Porto Primavera. 20 Mulheres do assentamento Porto Maria participaram desse projeto que fomentou a gestão de negócios e associativismo. Como resultado, a CESP apoiou o processo de formalização da Associação das Mulheres Empreendedoras com a Elaboração do Estatuto, Assembleia de Constituição e início do processo de abertura do CNPJ.

Comitê Especial Independente da Companhia: Constituição do Comitê Independente o qual teve por função negociar a operação de reorganização societária proposta de forma não vinculante pelos acionistas controladores indiretos da Companhia para a incorporação da totalidade das ações de emissão da Companhia pela VTRM Energia Participações S.A., conforme Fato Relevante publicado em 18 de outubro de 2021, e submeter suas recomendações ao Conselho de Administração.

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

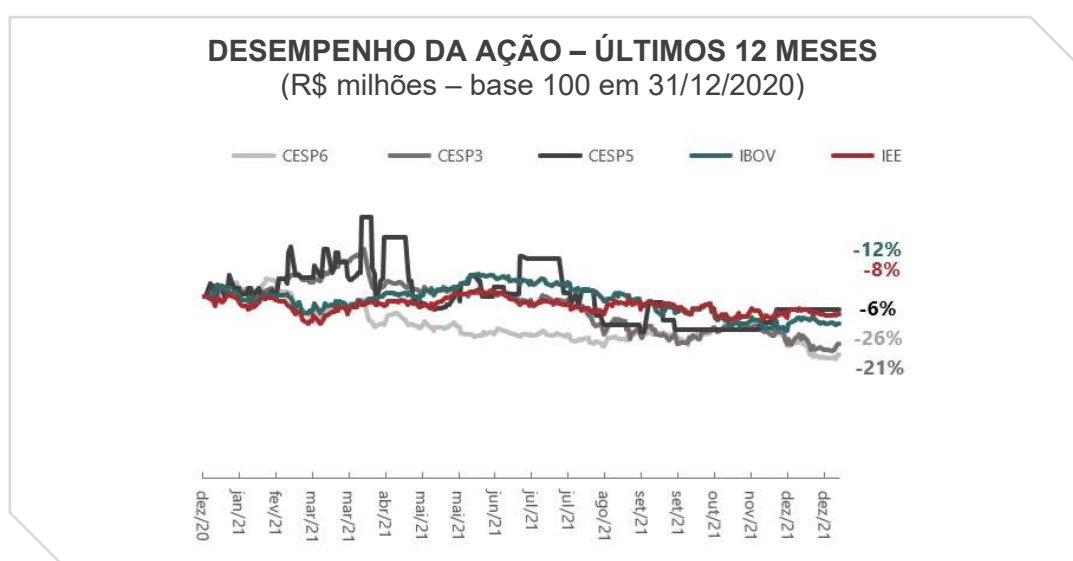
MERCADO DE CAPITAIS

Em 31 de dezembro de 2021, a CESP possuía 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 4T21, as ações preferenciais classe B (CESP6), que representam 64,4% do capital total da Companhia, estavam cotadas em R\$21,51, uma desvalorização de 8,9% no trimestre. A liquidez média diária do trimestre foi de R\$60 milhões (vs. R\$52 milhões no 4T20), 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\$22,00, mantendo o preço e as ações preferenciais classe A (CESP5), que representam 2,3% do capital, estavam cotadas em R\$33,50, refletindo uma desvalorização de 9,8% no trimestre. O valor de mercado da CESP, em 31 de dezembro de 2021, era de R\$7,2 bilhões comparado a R\$9,4 bilhões em 31 de dezembro de 2020.



ANEXOS

A Planilha Interativa, com os dados Consolidados aqui apresentados, pode ser encontrada no website de Relações com Investidores [clikando aqui](#).

BALANÇO PATRIMONIAL

Ativo	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Circulante	1.094.337	1.221.996
Caixa e equivalentes de caixa	428.231	713.384
Aplicações Financeiras	77.751	-
Contas a receber	268.439	272.817
Tributos a recuperar	28.847	61.190
Dividendos a receber	-	-
Contratos futuros de energia	270.815	103.139
Despesas antecipadas	6.015	1.957
Outros ativos	5.811	69.509
Ativos mantidos para venda	8.428	-
Não circulante	13.332.845	13.458.304
Contratos futuros de energia	341.292	25.297
Cauções e depósitos judiciais	195.968	260.496
IR e CSLL líquidos diferidos	3.408.893	3.954.680
Almoxarifado	6.042	6.023
Ativo sujeito à indenização	1.739.161	1.739.161
Investimentos	-	-
Imobilizado	5.722.424	5.956.429
Intangível	1.913.809	1.509.895
Direito de uso s/ contratos de arrendamento	5.256	6.323
Total do ativo	14.427.182	14.680.300

Passivo e Patrimônio Líquido	Consolidado	
	31/12/2021	31/12/2020
Circulante	1.166.589	1.153.732
Fornecedores	141.264	103.080
Empréstimos e financiamentos	98.018	18.220
Arrendamentos	1.793	1.700
Instrumentos financeiros derivativos	12.699	95.084
Contratos futuros de energia	282.619	120.475
Obrigações estimadas e folha de pagamento	22.380	23.387
Tributos a recolher	20.528	40.721
Encargos setoriais	20.170	76.507
Dividendos a pagar e JCP	389.668	581.919
UBP - Uso do bem público	42.462	41.307
Obrigações socioambientais	38.013	28.426
Outros passivos	96.975	22.906
Não circulante	5.677.031	6.320.355
Empréstimos e financiamentos	1.897.895	1.800.854
Arrendamentos	3.674	4.788
Instrumentos financeiros derivativos	-	9.141
Contratos futuros de energia	337.697	29.405
Encargos setoriais	-	1.240
UBP - Uso do bem público	87.531	114.057
Provisão para litígios	1.329.360	1.748.257
Obrigações socioambientais	187.825	152.749
Benefícios pós-emprego	1.785.499	2.412.379
Outros passivos	47.550	47.485
Patrimônio líquido	7.583.562	7.206.213
Capital social	5.975.433	5.975.433
Reservas de capital	1.929.098	1.929.098
Reservas de lucros	1.956.664	2.187.137
Ajustes de avaliação patrimonial	(2.274.301)	(2.885.455)
(-) Ações em tesouraria	(3.332)	-
Total do passivo e patrimônio líquido	14.427.182	14.680.300

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Demonstração dos Resultados (Detalhado)

R\$ mil	4T21	4T20	Var. (%)	Var. (Vol)	2021	2020	Var. (%)	Var. (Vol)
Receita operacional bruta	724.952	581.775	25%	143.177	2.604.979	2.203.798	18%	401.181
Contratos bilaterais	460.953	422.606	9%	38.347	1.758.273	1.644.257	7%	114.016
Operações de trading	138.652	44.440	n.m.	94.212	363.742	112.152	n.m.	251.590
Leilões de energia - Distribuidores de energia	139.742	129.510	8%	10.232	522.038	498.445	5%	23.593
Energia de curto prazo	23.117	17.151	35%	5.966	72.489	55.296	31%	17.193
Instrumentos financeiros derivativos	(38.478)	(36.737)	5%	(1.741)	(114.905)	(116.295)	-1%	1.390
Outras receitas	966	4.805	-80%	(3.839)	3.342	9.943	-66%	(6.601)
Deduções à receita operacional	(86.250)	(81.126)	6%	(5.124)	(312.166)	(286.550)	9%	(25.616)
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(440)	(669)	-34%	229	(1.773)	(2.579)	-31%	806
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(4.143)	(4.805)	-14%	662	(15.706)	(15.098)	4%	(608)
Imposto sobre serviços - ISS	(48)	(19)	153%	(29)	(153)	(84)	82%	(69)
COFINS sobre receitas operacionais	(58.021)	(46.974)	24%	(11.047)	(206.712)	(174.570)	18%	(32.142)
PIS sobre receitas operacionais	(12.596)	(10.198)	24%	(2.398)	(44.878)	(37.900)	18%	(6.978)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(9.669)	(16.874)	-43%	7.205	(37.618)	(51.389)	-27%	13.771
Taxa de fiscalização do setor elétrico - TFSE	(1.333)	(1.587)	-16%	254	(5.326)	(4.930)	8%	(396)
Receita operacional líquida	638.702	500.649	28%	138.053	2.292.813	1.917.248	20%	375.565
Custo do serviço de energia elétrica	(527.279)	(369.284)	43%	(157.995)	(985.638)	(1.189.642)	-17%	204.004
Lucro Bruto	111.423	131.365	-15%	(19.942)	1.307.175	727.606	80%	579.569
Despesas e receitas operacionais	(22.122)	41.136	n.m.	(63.258)	12.431	85.120	-85%	(72.689)
Gerais e administrativas	(44.674)	(37.268)	20%	(7.406)	(125.429)	(111.552)	12%	(13.877)
Outras receitas operacionais, líquidas	22.552	78.404	-71%	(55.852)	137.860	196.672	-30%	(58.812)
Lucro (prejuízo) operacional antes do resultado financeiro	89.301	172.501	-48%	(83.200)	1.319.606	812.726	62%	506.880
Receitas financeiras	10.484	4.738	121%	5.746	32.528	29.742	9%	2.786
Despesas financeiras	(176.778)	(175.457)	1%	(1.321)	(646.695)	(585.670)	10%	(61.025)
Resultado financeiro	(166.294)	(170.719)	-3%	4.425	(614.167)	(555.928)	10%	(58.239)
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contrib. social	(76.993)	1.782	n.m.	(78.775)	705.439	256.798	175%	448.641
IR e CSLL - corrente	(18.515)	63.566	n.m.	(82.081)	(18.515)	(24.639)	-25%	6.124
IR e CSLL - diferido	43.343	1.530.328	-97%	(1.486.985)	(246.097)	1.496.603	n.m.	(1.742.700)
IR e CSLL líquidos	24.828	1.593.894	-98%	(1.569.066)	(264.612)	1.471.964	n.m.	(1.736.576)
Lucro (prejuízo) líquido	(52.165)	1.595.676	n.m.	(1.647.841)	440.827	1.728.762	-75%	(1.287.935)
Lucro (Prejuízo) básico e diluído por ação	(0,16)	4,87	n.m.	(5,03)	1,35	5,28	-75%	(3,93)

NATUREZA CUSTOS E DESPESAS

NATUREZA DOS CUSTOS E DESPESAS	4T21			4T20			Var.	
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total	Var. (%)	Var. (R\$)
Energia comprada	(348.954)	-	(348.954)	(214.942)	-	(214.942)	62%	(134.012)
Encargos setoriais	(49.005)	-	(49.005)	(40.039)	-	(40.039)	22%	(8.966)
Provisão (reversão) para obrigações socioambientais	-	(7.607)	(7.607)	-	(4.206)	(4.206)	81%	(3.401)
Pessoal	(5.965)	(13.094)	(19.059)	(5.789)	(8.670)	(14.459)	32%	(4.600)
PDV - Programa de Demissão Voluntária	-	-	-	(2.863)	(6.174)	(9.037)	-100%	9.037
Administradores	-	(2.868)	(2.868)	-	(5.044)	(5.044)	-43%	2.176
Benefícios pós-emprego	-	(2.299)	(2.299)	-	123	123	-1969%	(2.422)
Materiais	(148)	(171)	(319)	(195)	(242)	(437)	-27%	118
Serviços de terceiros	(6.162)	(21.033)	(27.195)	(5.179)	(9.460)	(14.639)	86%	(12.556)
Seguros	-	(1.078)	(1.078)	-	(1.074)	(1.074)	0%	(4)
Depreciação/Amortização	(113.527)	(1.371)	(114.898)	(99.689)	(1.993)	(101.682)	13%	(13.216)
Aluguéis	(137)	10	(127)	(218)	(245)	(463)	-73%	336
Provisão (reversão) para litígios	-	(24.938)	(24.938)	-	137.404	137.404	-118%	(162.342)
Baixa de depósitos judiciais	-	(15.928)	(15.928)	-	(16.478)	(16.478)	-3%	550
Contratos futuros de energia	-	16.834	16.834	-	(35.280)	(35.280)	-148%	52.114
Reversão (Provisão) PIS/COFINS depósitos judiciais	-	(24)	(24)	-	63	63	-138%	(87)
Provisão (reversão) de impairment	-	50.932	50.932	-	7.589	7.589	571%	43.343
Manutenção e conservação	(1.355)	(259)	(1.614)	(967)	(233)	(1.200)	35%	(414)
Impostos, taxas e contribuições	(359)	(579)	(938)	3.055	(1.150)	1.905	-149%	(2.843)
Outras (despesas) ou receitas	(1.667)	1.351	(316)	(2.458)	(13.794)	(16.252)	-98%	15.936
Total	(527.279)	(22.122)	(549.401)	(369.284)	41.136	(328.148)	67%	(221.253)

NATUREZA DOS CUSTOS E DESPESAS	2021			2020			Var.	
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total	Var. (%)	Var. (R\$)
Energia comprada	(1.122.434)	-	(1.122.434)	(602.829)	-	(602.829)	86%	(519.605)
Encargos setoriais	(176.414)	-	(176.414)	(148.858)	-	(148.858)	19%	(27.556)
Provisão (reversão) para obrigações socioambientais	-	(7.607)	(7.607)	-	(4.206)	(4.206)	81%	(3.401)
Pessoal	(22.181)	(51.895)	(74.076)	(24.738)	(43.541)	(68.279)	8%	(5.797)
PDV - Programa de Demissão Voluntária	-	-	-	(3.578)	(11.420)	(14.998)	-100%	14.998
Administradores	-	(8.792)	(8.792)	-	(8.765)	(8.765)	0%	(27)
Benefícios pós-emprego	-	(3.613)	(3.613)	-	489	489	-839%	(4.102)
Materiais	(1.192)	(277)	(1.469)	(808)	(868)	(1.676)	-12%	207
Serviços de terceiros	(16.183)	(41.845)	(58.028)	(10.151)	(24.389)	(34.540)	68%	(23.488)
Seguros	-	(4.246)	(4.246)	-	(5.966)	(5.966)	-29%	1.720
Depreciação/Amortização	(418.510)	(2.498)	(421.008)	(389.287)	(8.042)	(397.329)	6%	(23.679)
Aluguéis	(703)	(40)	(743)	(618)	(1.209)	(1.827)	-59%	1.084
Provisão (reversão) para litígios	-	425.693	425.693	-	266.644	266.644	60%	159.049
Baixa de depósitos judiciais	-	(60.256)	(60.256)	-	(63.284)	(63.284)	-5%	3.028
Contratos futuros de energia	-	13.235	13.235	-	(21.444)	(21.444)	-162%	34.679
Reversão (Provisão) PIS/COFINS depósitos judiciais	-	(429)	(429)	-	527	527	-181%	(956)
Provisão (reversão) de impairment	-	(248.520)	(248.520)	-	7.589	7.589	-3375%	(256.109)
Manutenção e conservação	(6.001)	(911)	(6.912)	(3.249)	12	(3.237)	114%	(3.675)
Impostos, taxas e contribuições	(524)	(2.870)	(3.394)	2.919	(3.297)	(378)	798%	(3.016)
Repactuação do risco hidrológico	781.974	-	781.974	-	-	-	-	781.974
Outras (despesas) ou receitas	(3.470)	7.302	3.832	(8.445)	6.290	(2.155)	-278%	5.987
Total	(985.638)	12.431	(973.207)	(1.189.642)	85.120	(1.104.522)	-12%	131.315