

RESULTADOS 3T21

Teleconferência

27 de outubro de 2021
(em português com tradução simultânea para o inglês)
11h00 (Brasília) / 10h00 (NY) / 15h00 (Londres)
Tel: +55 (11) 3181-8565
Participantes Internacionais:
Tel: +1 (412) 717-9627 | +1 (844) 204-8942

São Paulo, 26 de outubro de 2021: CESP - Companhia Energética de São Paulo ("CESP"), (B3: CESP3, CESP5 e CESP6) divulga seus resultados referentes ao terceiro trimestre de 2021. As informações foram elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") e práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde indicado de outra forma.

ÍNDICE

Resultados 3T21	3
Mensagem da Administração	4
Perfil da Companhia	6
Parque Gerador	6
Desempenho Operacional	7
Desempenho Comercial	9
Desempenho Financeiro	17
Endividamento	24
CAPEX	25
Fluxo de Caixa Livre	26
Plano de Aposentadoria (Vivest)	27
Contingências	29
Regulatório	32
Eventos Subsequentes	34
Agenda ESG	35
Mercado de Capitais	37
Anexos	39

RESULTADOS 3T21

DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS

(R$ mil)	3T21	3T20	Δ	9M21	9M20	Δ
Receita operacional bruta	649.413	536.256	21%	1.880.027	1.622.023	16%
Receita operacional líquida	572.063	470.527	22%	1.654.111	1.416.599	17%
Resultado operacional bruto	822.094	157.560	-	1.195.752	596.241	101%
Custos e despesas[1]	178.331	(337.023)	-	(423.806)	(776.374)	-45%
EBITDA	861.278	228.880	-	1.536.415	935.872	64%
EBITDA ajustado[2]	143.481	235.952	-39%	647.590	859.399	-25%
Margem EBITDA ajustado	25%	50%	-25 p.p.	39%	61%	-21 p.p.
Resultado líquido	395.323	(58.525)	-	492.992	133.086	-
Dívida Líquida	1.577.687	1.099.463	43%	1.577.687	1.099.463	43%
Dívida Líquida / EBITDA UDM	0,9x	0,8x	0,1x	0,9x	0,8x	0,1x
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado UDM	2,0x	1,0x	1,0x	2,0x	1,0x	1,0x

- Crescimento na receita líquida de 22%, atingindo R$572 milhões no 3T21, principalmente pelo crescimento das operações de *trading* pela CESP Comercializadora e melhores preços médios de venda no período.
- EBITDA ajustado de R$143 milhões no 3T21, redução de 39% em relação ao mesmo período de 2020 principalmente em virtude do efeito da crise hídrica, que impacta negativamente a margem operacional da Companhia.
- Geração de R$152 milhões de fluxo de caixa operacional após serviço da dívida, com o índice de conversão de caixa[3] de 106% no 3T21.
- Redução de R$1,5 bilhão nas contingências passivas totais antes da atualização monetária e juros processuais, em relação a junho de 2021, sendo R$336 milhões de redução no provável, em decorrência de acordos judiciais, revisão de estimativas conforme evolução processual dos casos e decisões judiciais favoráveis.
- Lucro líquido de R$395 milhões no trimestre explicado principalmente pelo impacto positivo da repactuação do GSF.

[1] Linha de custos e despesas positiva no 3T21devido ao ressarcimento trazido pela repactuação do GSF das usinas de Paraibuna e Porto Primavera, no total de R$782 milhões.
[2] EBITDA Ajustado exclui provisão para litígios e baixa de depósitos judiciais e repactuação GSF líquida de *impairment*.
[3] Índice de conversão de caixa = FCO após serviço da dívida / EBITDA Ajustado

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO



A energia renovável é cada vez mais valorizada e colocada no centro dos negócios, gerando desafios e oportunidades. Em todo mundo há uma crescente necessidade por energia renovável e limpa que consiga suportar avanços em diferentes setores da economia e proporcionar um futuro mais sustentável. Este caminho, promissor e sem volta, demanda estratégias e investimentos.

Neste contexto de constante evolução, a divulgação do Fato Relevante comunicando que a CESP recebeu de seus acionistas controladores proposta de reorganização societária visando a criação de uma das principais companhias de capital aberto do setor elétrico brasileiro é mais um marco em nossa transformação. Esta proposta será analisada, avaliada, negociada por comitê independente já instalado e submetida às aprovações em nosso processo de governança, adicionalmente às aprovações dos órgãos reguladores necessários.

Com relação ao terceiro trimestre deste ano, verificamos uma situação hidrológica bastante desafiadora no país com a ocorrência do pior período seco (abril a setembro) desde 1931. Frente a perspectiva deste cenário, a CESP se antecipou e aproveitou as janelas de oportunidade no mercado e adquiriu toda a energia necessária para o equacionamento dos balanços energéticos de 2021 e 2022.

Na ponta vendedora, a CESP tem trabalhado para capturar oportunidades em vendas futuras de energia, principalmente a partir de 2024. Neste trimestre, avançamos na estratégia *go-to-market*, que visa a ampliação e diversificação da base de clientes buscando a redução de riscos e maximização de resultados.

Na frente de gerenciamento do contencioso passivo, seguimos dedicados à resolução, por julgamentos e negociações, da carteira de ações judiciais, buscando constantemente a redução do risco. Em junho/21 lançamos a plataforma de acordo digital, em parceria com a Fundação Getúlio Vargas – FGV, com objetivo de buscar acordos no processo de Oleiros de Panorama e tivemos uma adesão total de 25% dos autores. Terminamos o 3T21 com um valor total de contencioso passivo de R$9,2 bilhões, uma redução de R$1,5 bilhão no contencioso total[4] e R$336 milhões no contencioso provável. Essa redução decorre principalmente de acordos em juízo, revisão de estimativas e decisões judiciais favoráveis.

Também neste trimestre, as UHEs Paraibuna e Porto Primavera aderiram à repactuação do GSF, resultando no reconhecimento de R$782 milhões como ressarcimento no trimestre e extensão do prazo de concessão das usinas em 15 meses e 7 anos, respectivamente. Outro passo de destaque no período foi a aprovação pela Previc do processo de migração do plano de previdência da Vivest. Com essa ação, a CESP intensificou a comunicação sobre o tema e iniciou as palestras com os beneficiários.

[4] Após correção monetária.

O EBITDA Ajustado[5] no 3T21 foi de R$143 milhões, redução de R$92 milhões em relação ao mesmo período do ano passado, em decorrência principalmente dos efeitos da crise hídrica, aumentando as necessidades de compra de energia, decorrentes principalmente da piora do GSF no período e aumento de preço da energia no mercado.

A CESP reafirma que continuará atuando de forma diligente e transparente na gestão de seu negócio, com o objetivo de encontrar a melhor forma de atender às demandas do mercado que está em constante transformação. Estaremos preparados para endereçar os desafios de transição energética do mercado, pavimentando um caminho de crescimento, com um portfólio diversificado e soluções inovadoras em comercialização de energia.

Estamos orgulhosos da jornada que trilhamos até esse momento e agradecemos a todos que nos acompanham e tornam possível a evolução constante com a criação de novas oportunidades de geração de valor.

MARIO BERTONCINI
Diretor Presidente e de Relações com Investidores

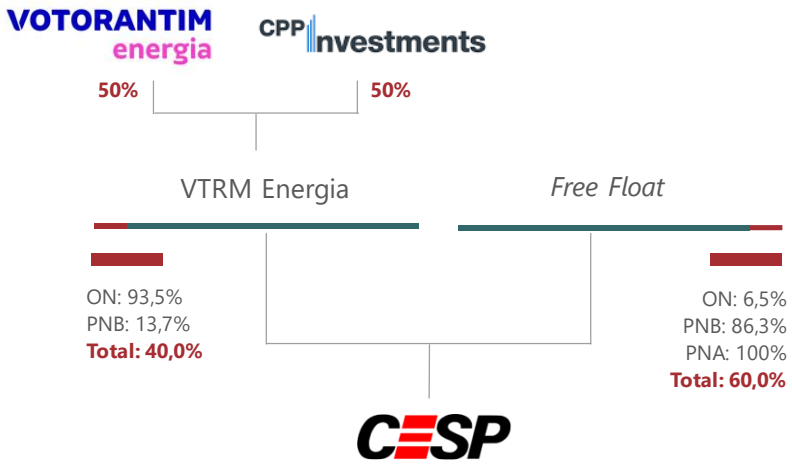
MARCELO DE JESUS
Diretor Financeiro

[5] EBITDA Ajustado exclui provisão para litígios e baixa de depósitos judiciais e repactuação GSF líquida de *impairment.*

PERFIL DA COMPANHIA

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

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



PARQUE GERADOR



PORTO PRIMAVERA	
Potência	1.540 MW
Garantia Física	887 MWm
Concessão*	abr/56
Município	Rosana (SP)
Área do reservatório	2.040 km²
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 km²
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.

No 3T21 foram homologados os prazos de extensão de concessão da UHE Paraibuna e da UHE Porto Primavera. Em relação à UHE Paraibuna, foram confirmados 451 dias de extensão da concessão da usina, equivalentes a 15 meses adicionais. Já para a UHE Porto Primavera, o prazo de extensão da outorga homologado foi de 2.555 dias, equivalentes a 7 anos, limite temporal previsto em lei. Para mais detalhes sobre esse tema, consultar a seção “Regulatório” deste Release de Resultados.

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

(MWm)	3T21	3T20	Δ	9M21	9M20	Δ
Porto Primavera	683	958	-29%	758	992	-24%
Paraibuna	67	61	9%	37	35	5%
Jaguari	-	21	-	-	10	-
Total	**750**	**1.040**	**-28%**	**795**	**1.038**	**-23%**

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela CESP no 3T21 atingiu 750 MW médios, 28% inferior ao 3T20 (1.020 MW médios). A redução continua trazendo os efeitos da crise hídrica que tem impactado, principalmente, a bacia do rio Paraná, onde se encontra a UHE Porto Primavera. Nos 9M21 a geração acumulada atingiu 795 MW médios, 23% inferior aos 9M20 (1.036 MW médios).

No 3T21, o déficit hídrico observado principalmente na região Sudeste do país se manteve, sendo constatadas as piores afluências da série histórica. Esse cenário fez com que os reguladores determinassem uma série de medidas visando à manutenção da governabilidade da operação hidráulica na bacia do rio Paraná durante o período seco. 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 Jupiá 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 3T21, o ONS manteve a elevação da geração nas usinas de cabeceira da bacia do rio Paraíba do Sul (dentre elas a UHE Paraibuna) em função da redução da vazão natural do rio provocada pelo início do período seco como forma de complemento à vazão do rio para atendimento às necessidades citadas.

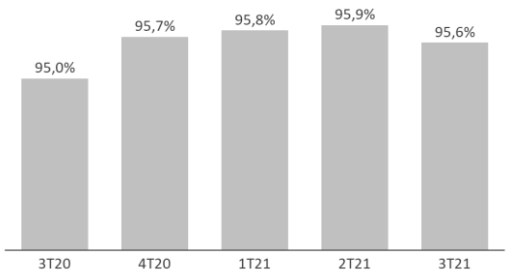
DISPONIBILIDADE

No 3T21, as usinas operadas pela CESP atingiram o índice de disponibilidade médio de 95,6%, levemente inferior ao valor reportado no 2T21 (95,9%) e 0,6 p.p. acima do valor reportado no 3T20 (95,0%). Esta mudança no perfil da disponibilidade das usinas está relacionada com a realização de atividades de manutenção preventiva, em cumprimento ao plano de manutenção preventiva dos equipamentos 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, após seguidos trimestres de evolução, demonstrando a qualidade da operação e manutenção dos ativos operacionais e a adequada gestão dos riscos operacionais.

ÍNDICE DE DISPONIBILIDADE[6]
(Média móvel 60 meses - %)

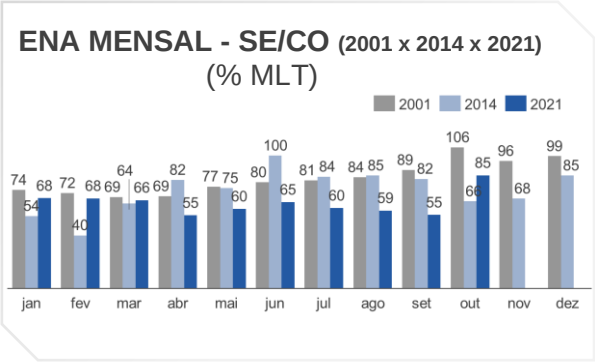


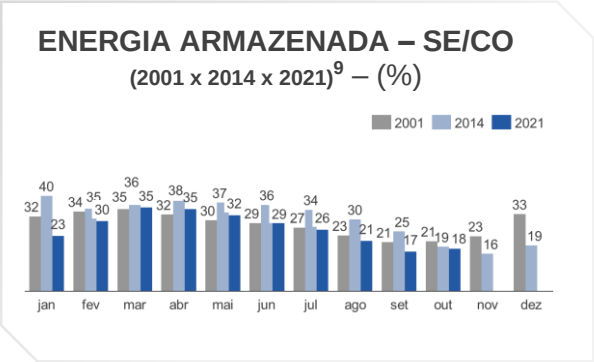
[6] Índice de disponibilidade é calculado por meio da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada ("TEIFa") e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada ("TEIP"), regulamentados pela ANEEL.

DESEMPENHO COMERCIAL

MERCADO DE ENERGIA

O terceiro trimestre de 2021 foi marcado pela manutenção da criticidade da situação hidrológica. A combinação do menor nível de afluências da série histórica, culminando nos baixos níveis de reservatórios, com sinais de retomada da atividade econômica, traduzida em aumento de demanda por energia, continuou trazendo impactos importantes para o mercado de energia neste trimestre. Assim, em setembro de 2021, os reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-oeste ("SE/CO")[7] tinham em torno de 17% da capacidade máxima de armazenamento, valor mais baixo para o período desde 2001. A Energia Natural Afluente ("ENA")[8] para o submercado SE/CO tem performado como a pior do histórico de 91 anos para o período de janeiro a setembro, 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 final de 2020.





Diante do cenário desafiador, algumas importantes medidas vêm sendo adotadas e monitoradas 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 e 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.

Outro importante aspecto a ser considerado é a demanda por energia para os próximos períodos. Atualmente, o ONS estima um aumento de demanda para 2021 de 4,2% em relação a 2020. Entretanto, nos primeiros nove meses de 2021 verificou-se um aumento

[7] Com cerca de 2/3 da capacidade de armazenamento total do SIN e como o submercado com maior consumo de energia, o armazenamento do Sudeste/Centro-oeste é um dos indicadores mais relevantes para avaliação da capacidade de suprimento da carga.
[8] ENA: Energia Natura Afluente; MLT: Média de Longo Termo (média histórica entre 1931-2019); Dados parciais até 25 de outubro de 2021.
[9] Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Energia correspondente ao armazenamento no Subsistema Sudeste (% da capacidade do submercado) para o último dia de cada trimestre; Dados parciais até 25 de outubro de 2021.

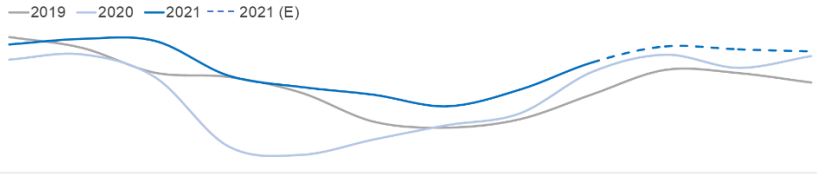
de aproximadamente 6% na demanda por energia em comparação com o mesmo período de 2020, em função dos reflexos da COVID-19 no consumo em 2020.

Como forma de mitigação de riscos e para garantir o equilíbrio entre oferta e demanda de energia, foram instituídos programas de redução voluntária da demanda de energia tanto no mercado livre, quanto no mercado regulado.

Para o mercado livre, o MME publicou a Portaria nº 22/2021 implementando programa que prevê o pagamento de compensação financeira a grandes consumidores de energia que se disponham a reduzir o consumo no horário de maior demanda. Para o mercado regulado, a CREG instituiu, por meio da Resolução nº 2/2021, programa no qual o consumidor que reduzir o consumo entre 10% e 20% de setembro a dezembro de 2021, em relação à média do que foi consumido nos mesmos meses de 2020, receberá um bônus financeiro.

CARGA - SIN[10]

(GWm)



GWm													Total
2019	73	72	69	69	67	64	63	64	67	69	69	68	68
2020	71	71	69	61	60	62	63	65	69	71	70	71	67
2021	72	73	73	69	68	67	65	67	70	72	72	72	70

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 3T21 no submercado SE/CO atingiu R$582/MWh, teto estabelecido para o ano, patamar 535% superior quando comparado ao mesmo período de 2020 (R$92/MWh). Houve uma deterioração adicional no GSF que, de acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), está estimado em 73,5% para 2021 (estimativa em 25 de outubro de 2021).

GESTÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO

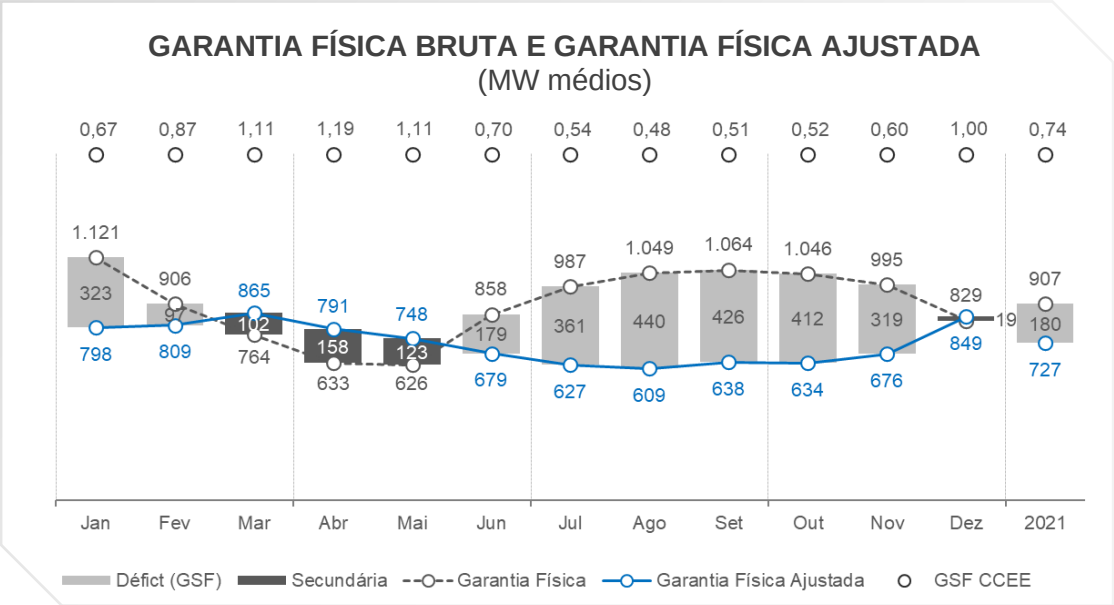
A estratégia da Companhia para gestão do balanço energético está pautada por um planejamento minucioso e gestão proativa com forte disciplina de execução da comercialização de energia, buscando gerar valor e mitigar o GSF.

Em decorrência da revisão de garantia física da UHE Porto Primavera decorrente do processo de privatização, e do efeito negativo decorrente do GSF, a Companhia possui

[10] Fonte: ONS, relatório PMO de outubro de 2021. Considera dados preliminares para setembro de 2021.

um balanço energético estruturalmente deficitário para 2021 e 2022, que vem sendo equalizado sistematicamente.

A piora do GSF em 2021, teve como consequência o aumento da exposição da Companhia, particularmente no segundo semestre de 2021.

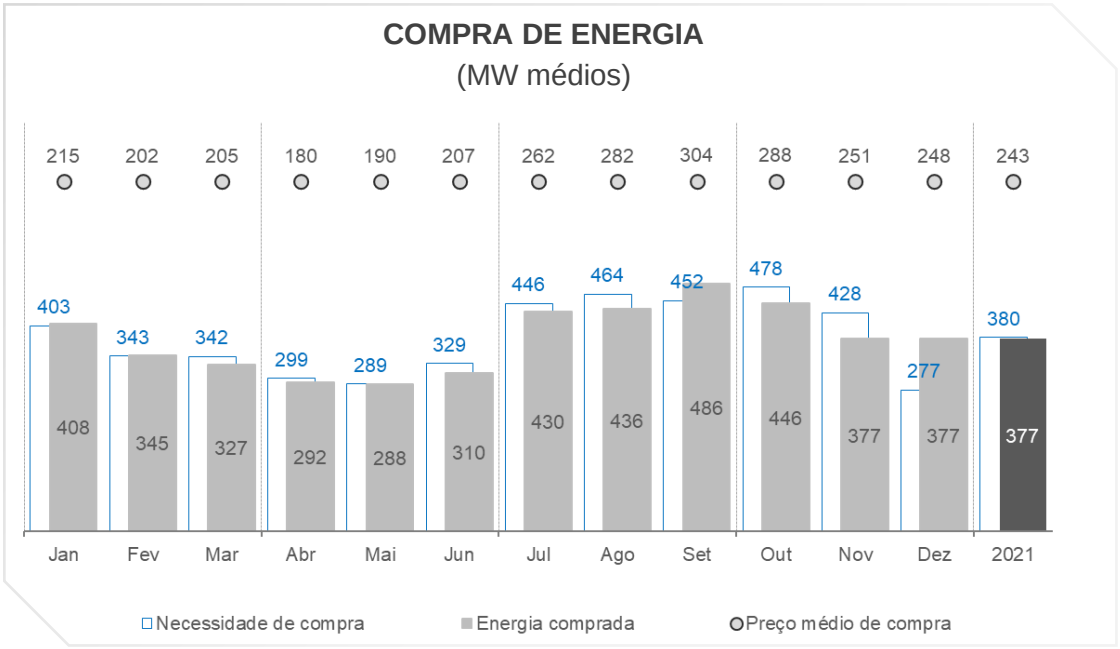


Frente a este cenário, a Companhia aproveitou as janelas de oportunidade no mercado e comprou a energia necessária para o equacionamento, neste momento, do balanço energético de 2021, tendo sido adquiridos 377 MW médios de energia, aumento de 19% em relação ao final de 2020 (317 MW médios) e praticamente estável com relação ao balanço apresentado na divulgação de resultados do 2T21 (371 MW médios), que considerava um GSF de 72,8%.

O preço médio anual de compra de energia atualmente é de R$243/MWh, 19% acima do preço de compra de 2020 (R$204/MWh) e 2% acima do preço de compra publicado na divulgação de resultados do 2T21 (R$239/MWh).

Para equalização do balanço energético do 3T21, foram adquiridos 450 MW médios de energia, 15% superior ao 3T20 (392 MW médios) e praticamente estável em relação ao balanço reportado na divulgação de resultados do 2T21 (442 MW médios).

O preço médio de compra dos 450 MW médios de energia comprados para suprir o 3T21 é de R$284/MWh, 41% acima do preço de compra da energia comprada para atender o 3T20 (R$201/MWh).



Considerando 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	243	204
(-) Spot[11]	Receita	-5	-
(-) GFOM	Receita	-22	-6
(+/-) Venda de Excedente	Receita	-17	-37
(+) Prêmio Repactuação	Custo	+8	+7
Preço de Compra ajustado	**-**	206	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 o CMSE tem autorizado o GFOM.

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,

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

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.

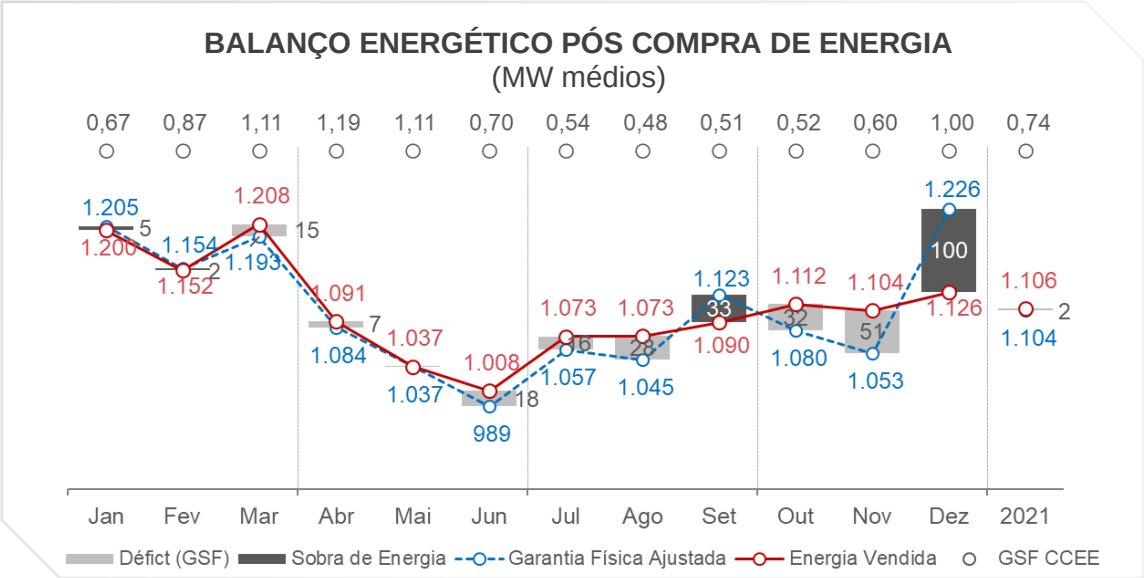
Para os consumidores (cativos e livres): a compensação financeira dos agentes é cobrada por meio do Encargo de Serviços do Sistema (“ESS"). Para o consumidor livre, a cobrança é realizada mensalmente na liquidação do Mercado de Curto Prazo (“MCP”) pela CCEE. Já para o consumidor cativo, este custo é 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 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, 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$206/MWh em 2021, configurando um aumento de 22,5% em relação a 2020 (R$168/MWh).

Ao final do terceiro trimestre, o balanço energético da Companhia, para todo o ano de 2021 está equalizado, conforme ilustrado abaixo. A Companhia mantém uma gestão próxima desta posição para mitigar eventuais efeitos trazidos por cenários de risco hidrológico ainda mais desafiadores do que o atualmente estimado pela CCEE (GSF de 73,5%) dado 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.



Para 2022, a Companhia já comprou 100% da energia necessária para equacionar o déficit energético previsto, aproveitando as janelas de oportunidades e segue monitorando de forma constante o risco de GSF e futuras oportunidades de mercado para comprar 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 outubro de 2021, a CESP atingiu a marca de 1,4 milhão de I-REC comercializados. Este volume se refere ao período de 2019 a 2027.

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 e com isso maximizar o preço de venda médio do portfólio. O portfólio de clientes da Companhia no mercado livre está cada vez mais diversificado, ajudando na mitigação de riscos.

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 3T21, o preço médio no mercado regulado (distribuidoras) ficou em R$263/MWh, um aumento de ~6% em relação ao 3T20 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.

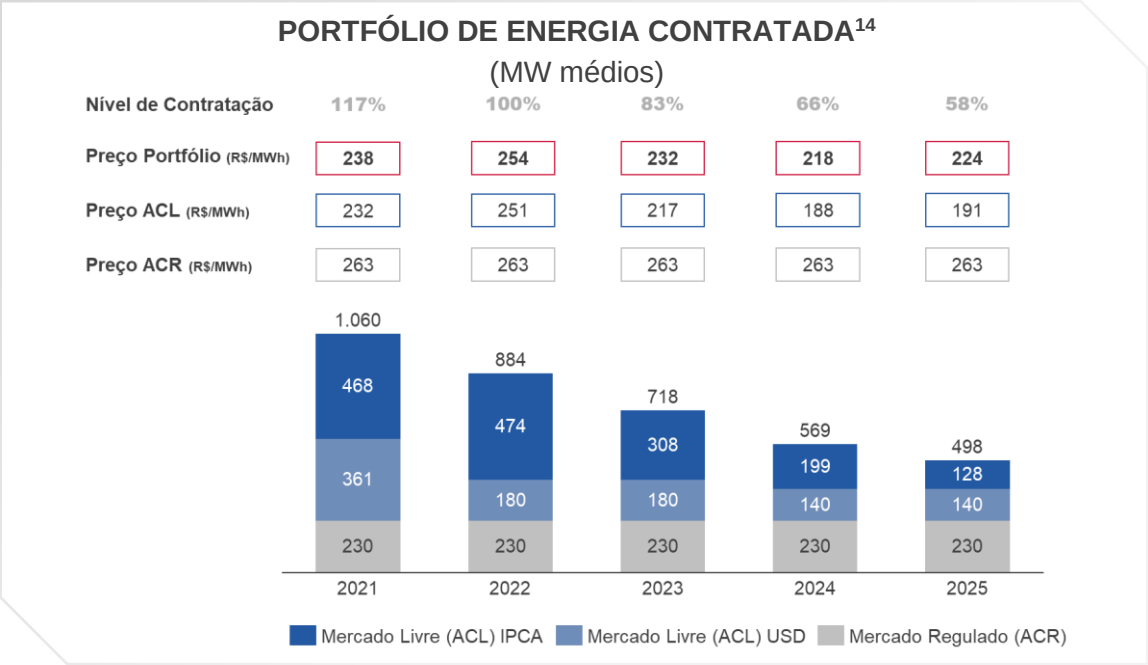
Data início	Data fim	Volume 3T21 (MWm)	Preço bruto inicial (R$ MWh)[12]	Preço bruto 3T21 (R$/MWh)[13]
01/01/2009	31/12/2038	78	125	272
01/01/2010	31/12/2039	142	116	258
Total		220	119	263

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.

[12] Para o primeiro contrato: data base de início em 29/06/2006; para o segundo contrato: data base de início em 12/12/2005.
[13] Preços corrigidos pelo IPCA.

Portfólio Combinado

Em decorrência da atual situação hidrológica adversa os preços de energia de longo prazo seguiram com tendência de alta no 3T21. Frente a este cenário, 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 ~30 MWm de energia com um preço médio de R$172/MWh.



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.

[14] Preço na data base de 30/09/2021, 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.

DESEMPENHO FINANCEIRO

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida no 3T21 totalizou R$572 milhões, aumento de R$102 milhões (+22%) em relação aos R$471 milhões do 3T20, majoritariamente decorrente de:

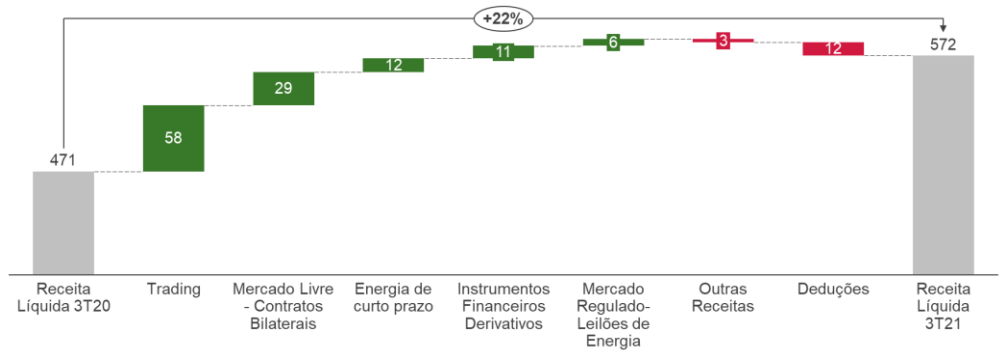
- ***Trading*:** Aumento de R$58 milhões em função do crescimento do volume e incremento significativo no preço médio das operações de *trading* realizadas pela CESP Comercializadora no período, com receita de R$86 milhões no 3T21 vs. R$28 milhões no 3T20. Este relevante aumento de preços reflete às condições hídricas desfavoráveis enfrentadas no período.
- **Mercado Livre – Contratos Bilaterais:** Incremento de R$29 milhões explicado pelo maior preço médio dos contratos, totalizando uma receita de R$437 milhões no 3T21 vs. R$408 milhões no 3T20.
- **Energia de curto prazo:** Aumento de R$12 milhões em decorrência da maior liquidação de energia neste mercado no 3T21 em relação ao 3T20, totalizando uma receita de R$28 milhões no 3T21 vs. R$16 milhões no 3T20.
- **Instrumentos financeiros derivativos**[15]: Redução da despesa de R$11 milhões pela leve valorização do real frente ao dólar na comparação entre os períodos, totalizando uma despesa de R$30 milhões no 3T21 vs. R$41 milhões no 3T20.
- **Mercado Regulado – Leilão de Energia:** Aumento de R$6 milhões decorrente do reajuste de preço de contrato, com receita de R$127 milhões no 3T21 vs. R$122 milhões no 3T20.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- **Deduções:** Aumento da despesa em R$12 milhões, explicado principalmente pelo aumento do PIS e COFINS, em linha com o aumento das receitas operacionais, totalizando deduções de R$77 milhões no 3T21 vs. R$66 milhões no 3T20.

[15] Instrumentos financeiros derivativos utilizados pela Companhia para proteção da exposição cambial dos contratos do mercado livre, indexados ao dólar (R$5,6407 em 30/09/2020 vs. R$5,4394 em 30/09/2021). Fonte: Banco Central do Brasil.

RECEITA LÍQUIDA – 3T20 vs. 3T21
(R$ milhões)



INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

A CESP possui contratos de venda de energia indexados ao dólar. Com a finalidade de mitigar a exposição cambial proveniente desses contratos a Companhia implementou uma estratégia de *hedge* utilizando o instrumento financeiro de *Non-Deliverable Forward* ("NDFs") e contabilizados como *hedge accounting*. A estratégia tem o objetivo de proteger aproximadamente 95% da exposição cambial no período. A tabela a seguir reflete a posição dos instrumentos derivativos em 30 de setembro de 2021:

NDFs	Notional (US$ milhões)	Taxa média cambial a termo (R$)	Valor justo (R$ milhões)
2021	43,0	4,40	(45,9)

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 26.3 do ITR 3T21.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais totalizaram uma receita de R$178 milhões no 3T21 frente a uma despesa de R$337 milhões registrada no 3T20, uma variação de R$515 milhões na comparação dos períodos, devido principalmente a:

- **Repactuação do risco hidrológico:** Impacto positivo de R$782 milhões (R$483 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). Para mais detalhes sobre esse tema, consultar a seção "Regulatório" deste documento.

- **Reversão de provisão para litígios:** Impacto positivo de R$218 milhões, devido à reversão de provisão no valor de R$240 milhões no 3T21 vs. R$22 milhões no 3T20, 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.
- **Contratos Futuros de Energia:** Efeito positivo de R$11 milhões no 3T21 vs. despesa de R$8 milhões no 3T20, totalizando um resultado positivo de R$19 milhões, sendo este um efeito não-caixa, explicado principalmente pela volatilidade das premissas usadas no cálculo da marcação à mercado das operações.
- **Baixa de depósitos judiciais:** Impacto positivo de R$ 19 milhões na comparação entre os períodos (R$5 milhões no 3T21 vs. R$23 milhões no 3T20). Cabe ressaltar que a maior parte do montante registrado neste trimestre são valores identificados no processo de conciliação dos depósitos judiciais iniciado no ano passado, em linha com a estratégia de análise criteriosa dos depósitos judiciais existentes.

Efeitos compensados parcialmente por:

- **Custo de compra de energia:** R$405 milhões no 3T21 vs. R$208 milhões no 3T20, um aumento de R$198 milhões decorrente principalmente do:
    - Aumento de R$101 milhões na energia comprada para equacionamento do balanço energético (mercado livre e *spot*) pela manutenção do cenário hidrológico desfavorável no trimestre. Resultado disso foi o incremento da necessidade de compra (450 MWm no 3T21 vs. 392 MWm no 3T20) pela piora do GSF (51% no 3T21 vs. 66% no 3T20) e do preço médio de compra desta energia em mais de 40% na comparação entre os períodos. (R$284/MWh no 3T21 vs. R$201/MWh no 3T20); e
    - Incremento de R$86 milhões nas compras para as operações de trading no 3T21 (R$101 milhões) vs. 3T20 (R$16 milhões), em linha com a estratégia da Companhia para o período.

- **Provisão de *Impairment*:** Constituição de provisão de *impairment* no valor de R$299 milhões resultado da limitação de 7 anos de extensão da outorga estabelecido na Lei nº 14.052/2020, uma vez que o valor registrado da repactuação do risco hidrológico da UHE Porto Primavera daria direito a uma extensão superior ao limite estabelecido.
- **PMSO:**
    - Pessoal, Materiais e Serviços de Terceiros (**PMS**): Incremento da despesa em R$4 milhões na comparação entre os períodos (R$38 milhões no 3T21 vs. R$34 milhões no 3T20) explicado principalmente pelo aumento de R$8 milhões no gasto com Serviço de Terceiros em função de incremento de gastos com consultorias para apoio à projetos estratégicos e estudos relacionados à segurança das operações, compensado parcialmente pela redução de R$5 milhões com despesas de Pessoal em decorrência de despesa adicional com o Programa de Demissão Voluntária (PDV) no 3T20.

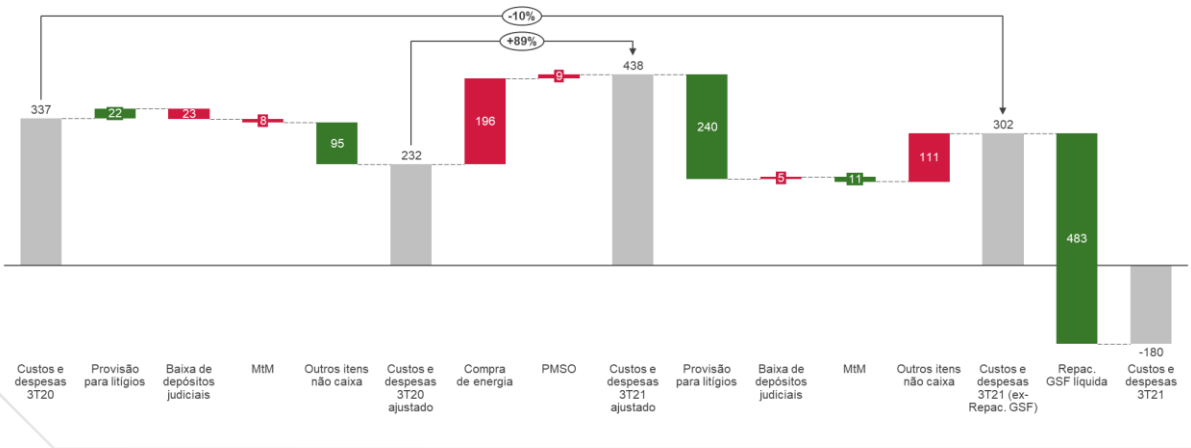
- Outras despesas e receitas, líquidas (**O**): Incremento da despesa em R$6 milhões devido à efeitos não recorrentes como a apropriação de créditos extemporâneos de tributos em 2020, parcialmente compensados pela venda de imóveis no valor de R$4,5 milhões no 3T21.

- **Outros efeitos não caixa[16]:** Tais efeitos totalizaram R$110 milhões no 3T21 vs. R$95 milhões no 3T20, um aumento de R$15 milhões na despesa na comparação entre os trimestres devido principalmente ao aumento da amortização na comparação entre os períodos pelo registro da repactuação do risco hidrológico da UHE Paraibuna com efeito desde abril de 2021, início da extensão de concessão.

Excluindo todos os efeitos não recorrentes e não caixa, os custos e as despesas operacionais no 3T21 totalizaram R$439 milhões vs. R$232 milhões no 3T20, principalmente pelo impacto detalhado acima na linha de compra de energia.

Excluindo da análise apenas o efeito trazido pela repactuação do GSF (incluindo *impairment*), o total de custos e despesas no 3T21 seria de R$304 milhões vs. R$337 milhões no 3T20, uma redução de 10%.

CUSTOS E DESPESAS[16] – 3T20 vs. 3T21
(R$ milhões)



[16] Outros itens não caixa incluem: depreciação/amortização e provisões de PIS/COFINS para depósitos judiciais.

EBITDA

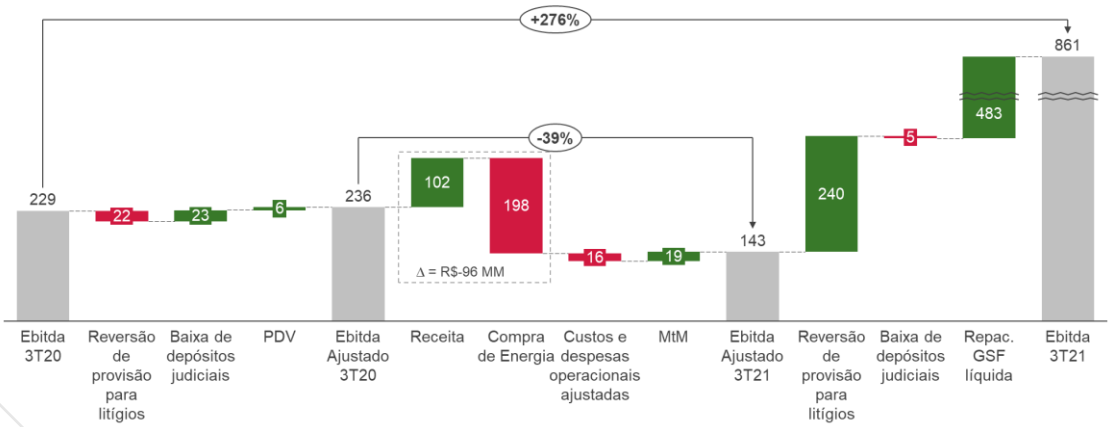
(R$ mil)	3T21	3T20	Δ	9M21	9M20	Δ
Lucro Líquido	**395.323**	**(58.525)**	**-**	**492.992**	**133.086**	**-**
IR e CSLL líquidos[17]	232.637	10.356	-	289.440	121.930	137%
Resultado financeiro	122.434	181.673	-33%	447.873	385.209	16%
= EBIT	**750.394**	**133.504**	**-**	**1.230.305**	**640.225**	**92%**
Depreciação e amortização	110.884	95.376	16%	306.110	295.647	4%
EBITDA	**861.278**	**228.880**	**-**	**1.536.415**	**935.872**	**64%**
PDV	-	5.961	-	-	5.961	-
Reversão de provisão para litígios	(239.822)	(22.052)	-	(450.631)	(129.240)	-
Baixa de depósitos judiciais	4.547	23.163	-80%	44.328	46.806	-5%
Repactuação GSF líquida de *impairment*	(482.522)	-	-	(482.522)	-	-
EBITDA ajustado	**143.481**	**235.952**	**-39%**	**647.590**	**859.399**	**-25%**
Margem EBITDA ajustado	25%	50%	-25 p.p.	39%	61%	-21 p.p.

O EBITDA ajustado totalizou R$143 milhões no 3T21 com margem de 25%, valor 39% abaixo do que o mesmo período de 2020 (R$236 milhões). As variações do EBITDA ajustado podem ser explicadas, principalmente: (i) pela queda na margem operacional do período em R$96 milhões devido à manutenção do período hídrico desfavorável, impactando o volume e preço de compra de energia; e (ii) incremento de R$9 milhões no PMSO explicado principalmente pelo incremento no gasto com serviços de terceiros no período.

Os ajustes realizados no período foram: (i) reconhecimento de R$483 milhões referente a repactuação do GSF das usinas da Companhia no período, líquido de *impairment*; e (ii) reversão de provisão para litígios no valor de R$240 milhões; efeitos parcialmente compensados pela (iii) baixa de depósitos judiciais no total de R$5 milhões.

[17] 3T21: 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.

EBITDA[18] – 3T20 vs. 3T21
(R$ milhões)



RESULTADO FINANCEIRO

(R$ mil)	3T21	3T20	Δ	9M21	9M20	Δ
Receitas financeiras	**10.348**	**6.550**	**58%**	**22.044**	**25.004**	**-12%**
Despesas financeiras	**(132.782)**	**(188.223)**	**-29%**	**(469.917)**	**(410.213)**	**15%**
Encargos de dívida	(23.274)	(18.185)	28%	(63.048)	(64.552)	-2%
Atualização monetária de debênture	(39.116)	(4.769)	-	(109.608)	(4.769)	-
Apropriação de custo de captação	-	(14.465)	-	-	(14.465)	-
Atualização de provisão para litígios	(17.146)	(110.651)	-85%	(145.404)	(226.443)	-36%
Baixas de depósitos judiciais	(5.957)	(5.874)	1%	(7.789)	(21.907)	-64%
Atualização de benefícios pós-emprego	(39.530)	(14.906)	165%	(118.591)	(44.717)	165%
Outras despesas financeiras	(7.759)	(19.373)	-60%	(25.477)	(33.360)	-24%
Resultado financeiro	**(122.434)**	**(181.673)**	**-33%**	**(447.873)**	**(385.209)**	**16%**

O resultado financeiro líquido no 3T21 foi uma despesa de R$122 milhões comparado a despesa de R$182 milhões apresentada no 3T20. A redução na comparação trimestral pode ser explicada principalmente, por:

- **Atualização do saldo de provisão para litígios:** Redução de R$94 milhões, decorrente da baixa significativa de provisão do contencioso entre os períodos (R$1,3 bilhão no 3T21 vs. R$1,8 bilhão no 3T20) e pela queda do IGP-M acumulado do

[18] 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.*

período (0,80% no 3T21 vs. 9,31% no 3T20) totalizando R$17 milhões no 3T21 vs. R$111 milhões no 3T20; efeito parcialmente compensado pelo:

- **Encargos de dívidas e atualização monetária de debêntures:** Incremento de R$39 milhões devido ao aumento dos indexadores (CDI: 5,15% no 3T21 vs. 1,98% no 3T20; IPCA: 9,64% no 3T21 vs. 2,63% no 3T20) utilizados para cálculos da remuneração e atualização monetária das debêntures da Companhia, totalizando uma despesa de R$62 milhões no 3T21 vs. R$23 milhões no 3T20;
- **Atualização do saldo de benefícios pós-emprego:** Despesa de R$40 milhões no 3T21 vs. R$15 milhões no 3T20, um aumento de R$25 milhões, explicado principalmente pela atualização do saldo do passivo atuarial dos planos de pensão patrocinados pela Companhia e os efeitos da liquidação parcial antecipada da 11ª emissão de debentures (prêmio e baixa dos custos de captação) no 3T20. Para mais detalhes sobre este tema veja seção “Plano de Aposentadoria – Vivest” deste documento.

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

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

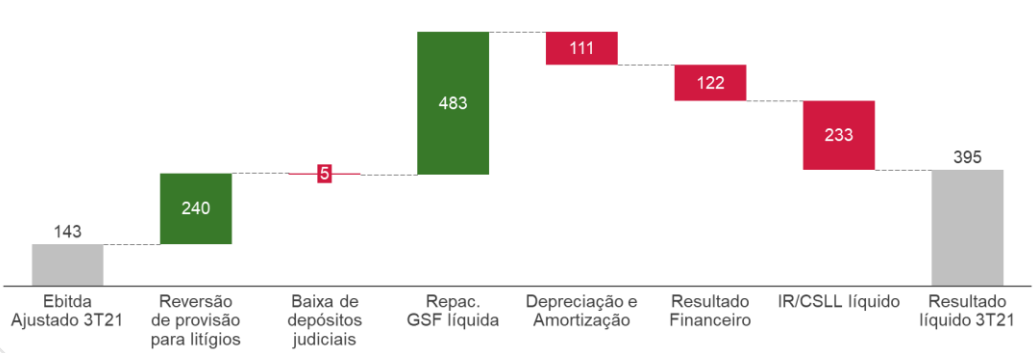
O resultado líquido de IR e CSLL no 3T21 foi de R$233 milhões, sendo o principal impacto do trimestre a constituição de IR diferido devido ao reconhecimento do ativo intangível proveniente da repactuação do GSF e consequente extensão de concessão das usinas da Companhia, que é calculado com base no valor total do ressarcimento (R$ 782 milhões).

O valor pago de imposto no 3T21, calculado por estimativa, foi de R$7 milhões (efeito caixa, considerando uma alíquota efetiva total de 37%).

RESULTADO LÍQUIDO

O resultado líquido do 3T21 foi positivo em R$395 milhões, contra um prejuízo de R$58 milhões no 3T20. O gráfico a seguir apresenta os principais fatores que influenciaram o resultado líquido do trimestre, a partir do EBITDA ajustado do mesmo período:

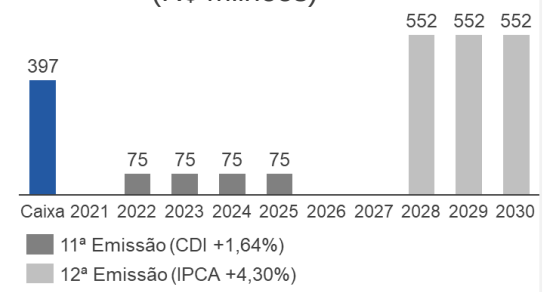
RESULTADO LÍQUIDO – 3T21[19]
(R$ milhões)



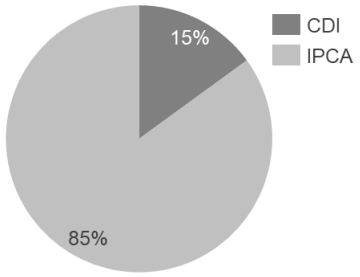
ENDIVIDAMENTO

O endividamento bruto em 30 de setembro de 2021 era de R$1,9 bilhão e o prazo médio da dívida consolidada da Companhia era de 7,1 anos.

CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÃO
(R$ milhões)



ENDIVIDAMENTO BRUTO POR INDEXADOR (%)

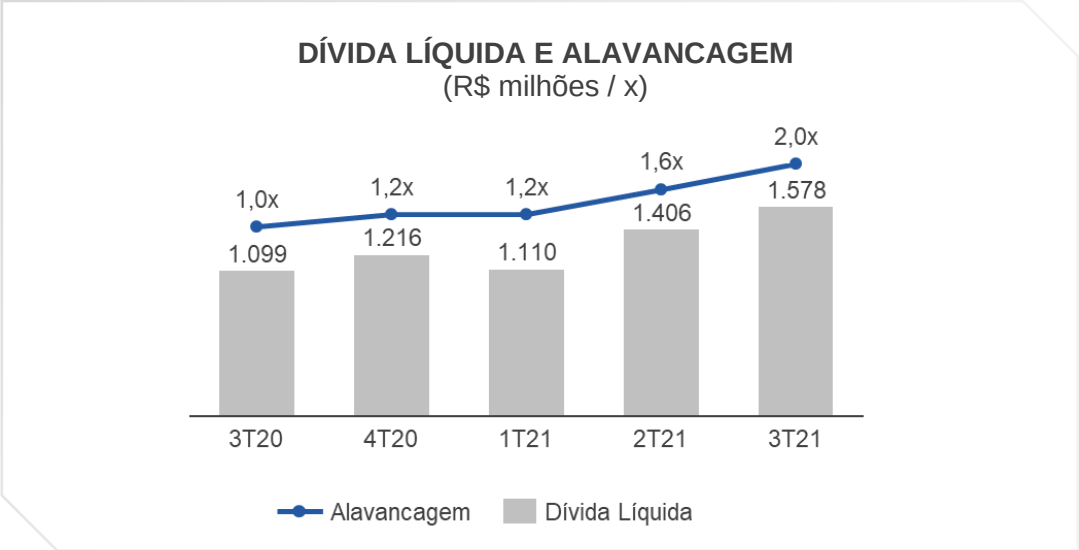


A posição de caixa e equivalentes de caixa ao final do trimestre era R$397 milhões contra R$873 milhões no mesmo período do ano passado e R$785 milhões em junho de 2021. A dívida líquida em 30 de setembro de 2021 era de R$1,6 bilhão.

[19] Repactuação GSF líquida considera *impairment.*

ALAVANCAGEM

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA ajustado, encerrou o 3T21 a 2,0x. Este resultado reflete o efeito do cenário hídrico adverso no EBITDA Ajustado e a concentração de pagamento de dividendos parciais de 2020 e dos dividendos de 2021 nos últimos 12 meses.



RATING

Em 22 de outubro de 2021, a Fitch emitiu relatório com *upgrade* de perspectiva após análise da Proposta de Reorganização recebida pela Companhia em 18 de outubro de 2021.

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

CAPEX

No 3T21 o CAPEX da CESP foi de R$0,9 milhão, destinado majoritariamente para modernização e manutenção das usinas hidrelétricas.

FLUXO DE CAIXA LIVRE

(R$ mil)	3T21	3T20	Δ	9M21	9M20	Δ
EBITDA ajustado	143.481	235.952	-39%	647.590	859.399	-25%
IR/CSLL caixa[20]	(6.877)	(23.603)	-71%	(43.033)	(55.511)	-22%
Capital de giro	50.270	(49.939)	-	69.368	(87.559)	-
CAPEX	(934)	(1.940)	-52%	(4.365)	(10.093)	-57%
Fluxo de caixa operacional	**185.940**	**160.470**	**16%**	**669.560**	**706.236**	**-5%**
Serviço da dívida	(34.485)	(10.137)	-	(72.461)	(57.595)	26%
Fluxo de caixa operacional após o serviço da dívida	**151.455**	**150.333**	**1%**	**597.099**	**648.641**	**-8%**
Pagamento de litígio[21]	(46.713)	(12.359)	-	(75.542)	(57.982)	30%
Captações	-	1.450.167	-	-	1.450.167	-
Amortizações	-	(1.500.011)	-	-	(1.500.033)	-
Recompra de Ações (fim programa de ADR)				(3.332)		-
Dividendos	(250.154)	(86)	-	(834.144)	(409.644)	104%
Fluxo de caixa livre	**(145.412)**	**88.044**	-	**(315.919)**	**131.149**	-
Saldo de caixa inicial	542.877	784.549	-31%	713.384	741.444	-4%
Saldo de caixa final	397.465	872.593	-54%	397.465	872.593	-54%

A Companhia encerrou o 3T21 com R$152 milhões de geração de caixa operacional após serviço da dívida, o que representa um índice de conversão de caixa[22] de 106%.

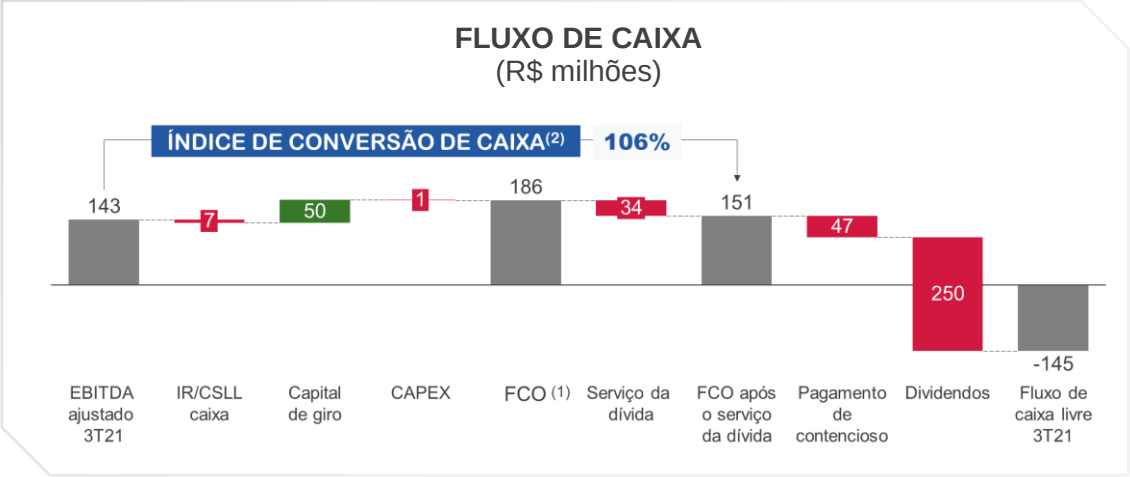
A variação no fluxo de caixa operacional entre os trimestres decorre, principalmente por:

- Capital de giro: Incremento de R$100 milhões (R$50 milhões no 3T21 vs. R$-50 milhões no 3T20) explicado principalmente pela regularização do saldo de créditos de energia junto à CCEE.
- IR/CSLL caixa: Redução de R$17 milhões no desembolso do período, devido à postergação de recolhimento e descasamento temporal de créditos extemporâneos de PIS/COFINS no 3T20, totalizando R$7 milhões no 3T21 vs. R$41 milhões no 3T20.

O fluxo de caixa livre registrado ao final de setembro de 2021 foi negativo em R$146 milhões, em decorrência dos pontos trazidos acima e do incremento no volume de

[20] 1T21 considera R$16 milhões de IR retido na fonte referente a distribuição de JCP
[21] Representa a soma de pagamento de litígios e acordos judiciais
[22] Índice de Conversão de Caixa = FCO após o serviço da dívida/EBITDA Ajustado

dividendos distribuídos na comparação entre os períodos no total de R$250 milhões, dado que em 2020 o pagamento ocorreu em outubro.



PLANO DE APOSENTADORIA (VIVEST)

HISTÓRICO E METODOLOGIA DE CÁLCULO

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

Na modalidade CD, a Companhia realiza contribuições fixas à Vivest e não gera déficit atuarial[23].

Já na modalidade BD, é estabelecido um valor de benefício fixo de renda vitalícia que o empregado receberá em sua aposentadoria. O subplano BD mais relevante da CESP é o Benefício Suplementar Proporcional Saldado ("BSPS"), constituído no formato atual como resultado da negociação entre o Governo do Estado de São Paulo (ex-acionista controlador) e os sindicatos, com o objetivo de viabilizar os processos de privatização das empresas de energia em 1997.

Os valores dos compromissos atuariais[24] relacionados ao plano BD são calculados anualmente por atuário independente, com data base que coincide com o encerramento do exercício e são registrados conforme previsto no CPC 33/ IAS 19 ("CPC 33"), que apresenta a metodologia de avaliação contábil de benefícios a empregados.

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

[23] Déficit atuarial: projeção em que faltará dinheiro para cobrir todas as aposentarias e pensões no futuro.
[24] Compromissos atuariais: contribuições, custos, passivos e/ou ativos.

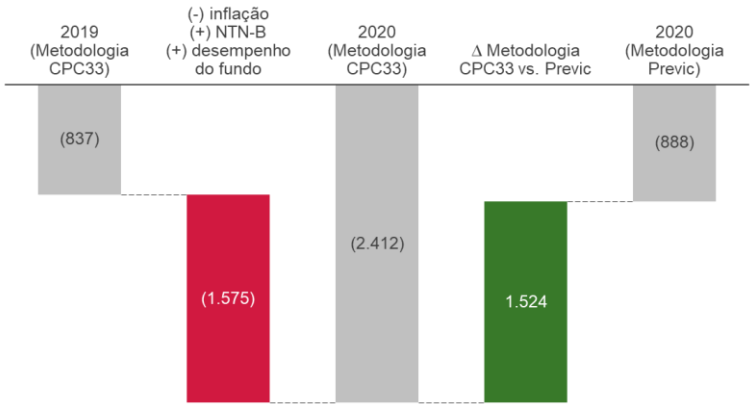
- Os ganhos e perdas atuariais são registrados diretamente no patrimônio líquido sob a rubrica “Outros Resultados Abrangentes”. Esses ganhos e perdas atuariais são apurados ao término de cada exercício com base no relatório de atuário independente.

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

CÁLCULO ATUAL

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

CÁLCULO PASSIVO ATUARIAL - Δ METODOLOGIAS
(R$ milhões)



Importante ressaltar que o déficit não representa, neste momento, uma dívida ou impacto de caixa por ambas as metodologias de cálculo adotadas. O cálculo é realizado anualmente e será atualizado em dezembro de 2021. Caso seja verificado déficit pela metodologia Previc acima dos valores limites de referência, a Companhia realizará um plano de equacionamento com aportes a serem realizados ao longo de 1,5x o prazo médio do plano, totalizando ~13 anos.

ÚLTIMAS ATUALIZAÇÕES E PRÓXIMOS PASSOS

Em 16 de junho de 2020, o Conselho de Administração da CESP aprovou as medidas de adequação dos planos Vivest às práticas de mercado atuais, bem como as medidas de isonomia e mitigatórias de riscos inerentes aos Planos Vivest, em conformidade com os procedimentos e a regulamentação aplicável e vigente. Tais medidas mitigatórias contemplam, por exemplo, a migração opcional de participantes da modalidade BD para a modalidade CD, em linha com o interesse individual de cada beneficiário.

Em 10 de dezembro de 2020, as medidas foram aprovadas pelo Conselho deliberativo da Vivest, e em 30 de agosto de 2021, as medidas foram aprovadas pela PREVIC, dando início ao processo de migração opcional que deverá ser concluído em fevereiro de 2022. Com a aprovação, a Companhia iniciou as palestras com os beneficiários.

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

CONTINGÊNCIAS

PROCESSOS JUDICIAIS PASSIVOS

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva total de, aproximadamente, R$9,3 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.

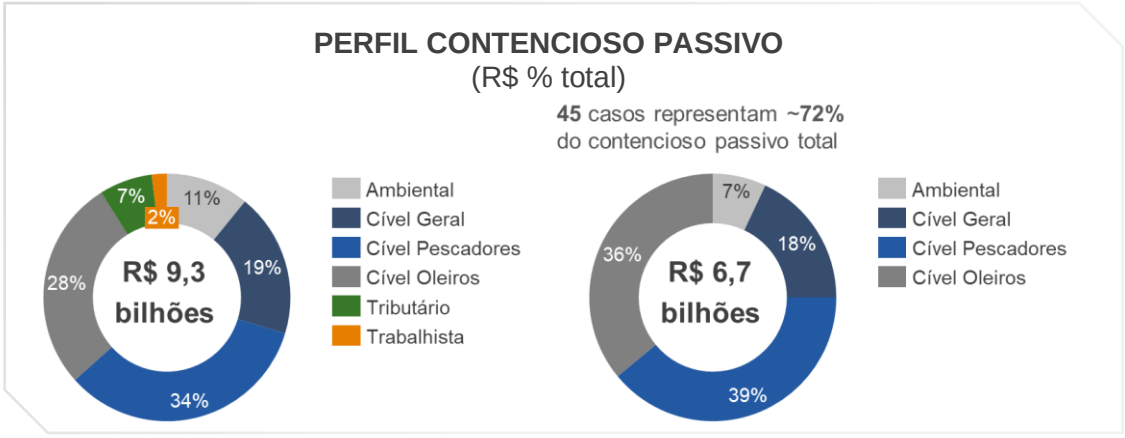
A Companhia esclarece, reiteradamente, que o valor do contencioso passivo é objeto de variações constantes, justamente porque sua mensuração é atrelada ao próprio andamento das ações judiciais. Desse modo, como política institucional, a Companhia busca refletir em seu balanço, com o mínimo de defasagem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

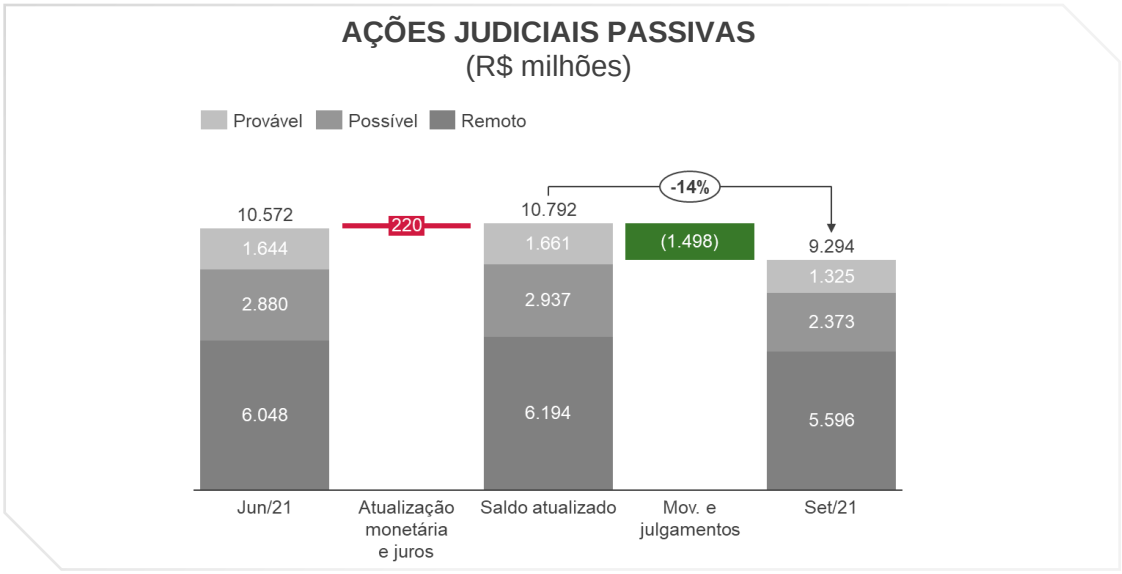
Em relação às contingências decorrentes de ações cuja probabilidade de perda é estimada como remota, conforme já informado em trimestres anteriores, a Companhia

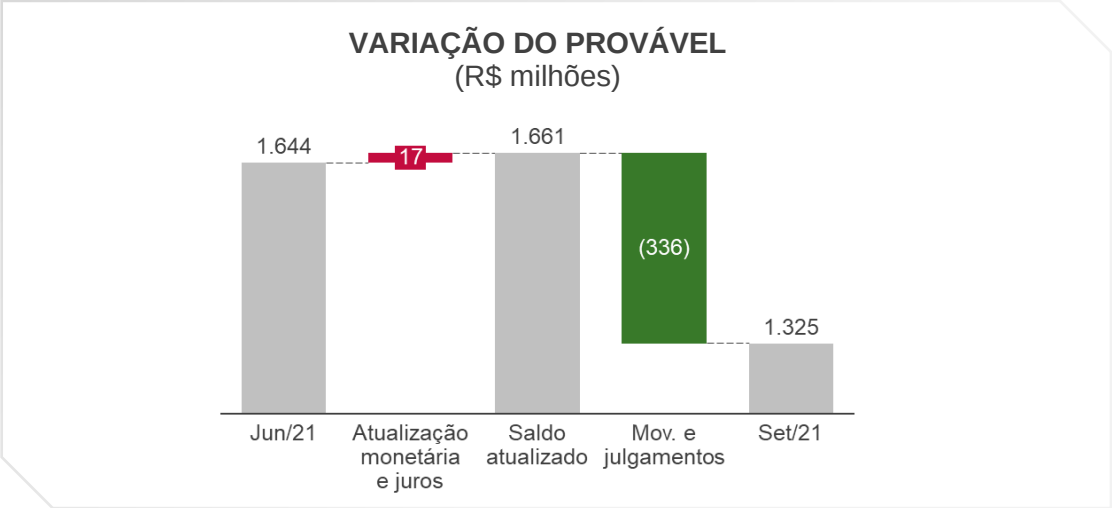
ainda opta por manter a prática historicamente adotada na elaboração de suas Demonstrações Financeiras, divulgando o valor total correspondente a esse tipo de contingência. Entretanto, apesar de entender ser adequada nesse momento a divulgação de tais valores, a Companhia também reitera que, dentre as 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, ~72% do contencioso judicial passivo da Companhia, conforme detalhado abaixo:







A variação, em relação ao final do trimestre anterior, no contencioso total de R$ 1,5 bilhão e no contencioso provável de R$ 336 milhões foi decorrente principalmente da revisão de estimativas conforme evolução processual dos casos, acordos judiciais e decisões favoráveis realizadas no período. O destaque neste trimestre foram os acordos referentes à ação dos Oleiros Ceramistas de Panorama, principal processo do contencioso passivo da CESP. Para mais detalhes sobre esta ação, vide item 4.3 do Formulário de Referência, disponível no site de Relações com Investidores.

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 bilhões; Terrenos: R$1,8 bilhões.

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, 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, 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 para

2.700m³/s, de forma estável, até 1/07/2021, com a realização dos testes de redução das vazões em junho de 2021, nos termos da Portaria MME nº 524/2021, de 11/06/2021, e conforme aprovado pelo IBAMA no Plano de Trabalho para Redução da Vazão Defluente na UHE Porto Primavera.

Durante o processo de redução controlada e monitorada da vazão, atingiu-se o valor mínimo de 2.900 m³/s, em linha com decisão da CREG, com o envio de relatórios periódicos de monitoramento ao IBAMA, nos termos previstos no Plano de Trabalho. A vazão mínima defluente da UHE Porto Primavera se manteve em 2.900 m³/s até 21/08/2021, quando o ONS comandou o aumento das vazões até o atingimento de valores considerados normais, que permaneceram até o final do trimestre.

A operação de flexibilização foi determinada pela Câmara com o objetivo de minimizar a degradação dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas localizadas nas regiões Sudeste e Sul.

Atendendo a outra decisão da CREG, a CESP realizou estudo sobre a permanência de flexibilizações hidráulicas durante o próximo período úmido, que foi apresentado para o IBAMA ANA e ONS, e posteriormente enviado para avaliação do CMSE.

Na última reunião da CREG, em 15/10/2021, a Câmara decidiu por recepcionar encaminhamento do CMSE quanto à permanência de flexibilizações hidráulicas nas UHEs Jupiá e Porto Primavera no próximo período úmido, entre novembro/2021 e fevereiro/2022. A determinação da CREG constará de ata a ser divulgada oportunamente.

ACORDO GSF – EXTENSÃO DE CONCESSÃO

Considerando as condições para repactuação do risco hidrológico para as usinas participantes do MRE previstas na Lei nº 14.052/2020, de 8/10/2020 ("Lei nº 14.052/2020"), coube à ANEEL a regulamentação do tema, a fim de definir a metodologia para cálculo da compensação e viabilizar os acordos de extensão de outorga a serem firmados com os agentes geradores elegíveis. A Resolução Normativa ANEEL ("REN") nº 895/2020, de 3/12/2021 foi editada com tal finalidade, e, considerando os termos da Lei nº 14.182/2021, que incluiu alterações sobre critérios de cálculo inicialmente previstos, foi alterada na forma da REN nº 945/2021, que fundamentou os cálculos finais de extensão das outorgas.

Assim, no que diz respeito à UHE Paraibuna, o cálculo final da ANEEL, nos termos da Resolução Homologatória nº 2.919, de 03/08/2021, publicada no Diário Oficial em 12/08/2021, confirmou os 451 dias de extensão inicialmente estimados pela CCEE, equivalentes a 9 meses adicionais. Na mesma data da divulgação dos cálculos, a CESP, conforme autorizado pelo seu Conselho de Administração em 11/02/2021, enviou o termo de adesão à ANEEL, que já se manifestou a respeito da adequação do mesmo por meio de Nota Técnica (NT nº 624/2021-SCG/ANEEL), e aguarda a emissão do 5º termo aditivo ao contrato de concessão nº 3/2004 pela Agência, para assinaturas.

Para a UHE Porto Primavera, a Resolução Homologatória nº 2.932, de 14/09/2021, publicada no Diário Oficial em 17/09/2021, homologou o prazo de extensão da outorga em 2.555 dias, equivalentes a 7 anos, limite estabelecido na Lei nº 14.052/2020. Na

mesma data, a Companhia encaminhou à ANEEL o termo de adesão respectivo, cuja emissão foi aprovada pelo Conselho de Administração em 29/03/2021, e, igualmente, aguarda a emissão do aditivo ao contrato de concessão nº 1/2019 pela ANEEL.

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

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

Esta Proposta será analisada e submetida à aprovação dos acionistas no mais alto nível de governança, seguindo os procedimentos estabelecidos pelo Parecer de Orientação 35 da CVM, e passará por aprovações de órgãos reguladores.

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”) que, observadas as orientações previstas no Parecer de Orientação 35 da CVM, terá por função negociar a Proposta de reorganização societária.

O Comitê terá os seguintes integrantes: (i) **Sra. Glaisy Peres Domingues**, conselheira de administração da Companhia, na qualidade de membro do Comitê eleita pelo Conselho de Administração; **Sr. Felipe Dutra Cançado**, membro independente do Conselho de Administração da Companhia, eleito para ocupar esse cargo em votação em separado, sem a participação do acionista controlador, por acionistas titulares de ações preferenciais, na qualidade de membro do Comitê indicado por acionistas não-controladores e **Sr. Fernando Fontes Iunes**, na qualidade de membro independente não administrador da Companhia, indicado, de comum acordo, pelos conselheiros e membros do Comitê, Sra. Glaisy Peres Domingues e Sr. Felipe Dutra Cançado.

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

AGENDA ESG[25]

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 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 dos primeiros nove meses 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 CESP. Essa meta abrange todos os diretores e gerentes e será considerada na remuneração variável anual de 2021 de toda liderança.

Abaixo, estão as principais ações dos nove meses e o detalhamento das evoluções do trimestre:

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

	1T21	2T21	3T21
Ambiental (E)	• Elaboração do inventário de emissões segundo a metodologia do GHG Protocol e IPCC	• Resposta aos questionários de Mudanças Climáticas e Segurança Hídrica do CDP	• Recebimento do Selo Prata do Programa GHG Protocol Brasileiro • Atingimento de 1,4 milhão de I-RECs comercializados entre 2019 e 2027
Social (S)	• 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	• 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	
Governança (G)	• 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	• Avanço na "pontuação" do Informe de Governança Corporativa com adoção de novas práticas e/ou princípios pela Companhia	• 1ª Reunião da Comissão de Sustentabilidade contando com a presença de Silvana Alcantara como conselheira independente
Plataforma ESG		• Signatários do Pacto Global da ONU • Upgrade Rating ESG MSCI	• 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

- **Selo Prata - GHG Protocol Brasil:** Em setembro, a CESP recebeu o Selo Prata no Programa Brasileiro GHG Protocol, que é responsável pelo desenvolvimento de ferramentas de cálculo para estimar as emissões de gases de efeito estufa e permite que empresas e instituições do mundo inteiro relatem seu desempenho no tema de forma padronizada através dos inventários de emissões de gases de efeito estufa. No Brasil, o Programa Brasileiro GHG Protocol é gerenciado pela FGV. O relatório da CESP ser acessado clicando aqui.

- **Comissão de Sustentabilidade:** Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 15 de setembro de 2021, foram eleitos os três membros da Comissão de Sustentabilidade da CESP, com a finalidade de apoiar o Conselho de Administração na incorporação e no endereçamento dos temas ESG no processo de tomada de decisão estratégica e direcionamento do negócio. A Comissão é formada por 3 (três) membros efetivos, sendo 2 (dois) conselheiros

de administração e 1 (um) membro externo com grande conhecimento na temática ESG.

- **Parceria Instituto Acende Brasil:** Com intuito de contribuir mais profundamente com a discussão da temática ESG para o Setor Elétrico Brasileiro, a CESP se tornou parceira do Instituto Acende Brasil em um projeto de P&D que visa desenvolver e aprimorar indicadores ESG específicos para o setor. O projeto teve início em setembro de 2021 e é estimado que tenha duração de 18 meses.

- **Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) – B3**: Visando incrementar seu nível de transparência com relação aos dados ESG, além de ter maior visibilidade sobre os GAPs existentes em seu negócio, a Companhia entregou em setembro de 2021 o questionário do ISE. Este é o primeiro ano que a CESP participa como uma companhia privada. Esse é um grande passo para que a Companhia continue criando valor para seus acionistas e demais stakeholders.

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

MERCADO DE CAPITAIS

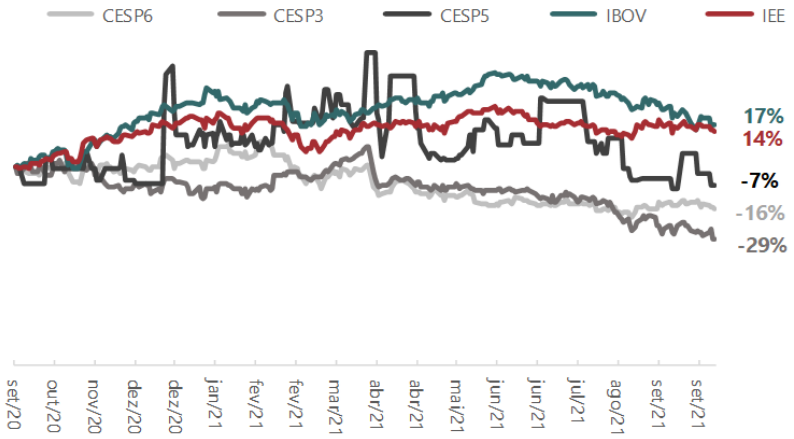
A CESP possui ações ordinárias (“CESP3”) e ações preferenciais classes A e B (“CESP5 e CESP6”, respectivamente) listadas e negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (“B3”) e integra o Nível 1 de Governança Corporativa, valorizando a ética e transparência no relacionamento com acionistas e demais stakeholders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

No final do 3T21, as ações preferenciais classe B (CESP6), que representam 64,4% do capital total da Companhia, estavam cotadas em R$23,61, uma desvalorização de 1,4% no trimestre. A liquidez média diária do trimestre foi de R$44 milhões (vs. R$64 milhões no 3T20), equivalente à 1,8 milhões de ações negociadas em média por dia.

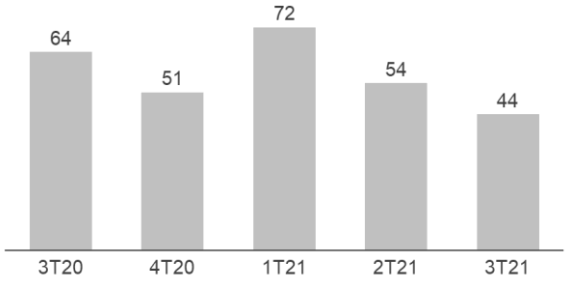
No mesmo período, as ações ordinárias (CESP3), que representam 33,3% do capital, estavam cotadas em R$22,00, representando uma desvalorização de 20% e as ações preferenciais classe A (CESP5), que representam 2,3% do capital, estavam cotadas em R$30,50, refletindo uma desvalorização de 15% no trimestre.

O valor de mercado da CESP, em 30 de setembro de 2021, era de R$7,6 bilhões comparado a R$9,6 bilhões em 30 de setembro de 2020.

DESEMPENHO DA AÇÃO – ÚLTIMOS 12 MESES
(R$ milhões – base 100 em 30/09/2020)



EVOLUÇÃO DA LIQUIDEZ
(R$ milhões)



ANEXOS

A Planilha Interativa, com os dados Consolidados aqui apresentados, pode ser encontrada no website de Relações com Investidores clicando aqui.

BALANÇO PATRIMONIAL

	Consolidado	
Passivo e Patrimônio Líquido	**30/09/2021**	**31/12/2020**
Circulante	**774.375**	**1.153.732**
Fornecedores	180.803	103.080
Empréstimos e financiamentos	8.807	18.220
Arrendamento mercantil	1.792	1.700
Instrumentos financeiros derivativos	45.944	95.084
Contratos futuros de energia	275.892	120.475
Obrigações estimadas e folha de pagamento	20.703	23.387
Tributos a recolher	14.949	40.721
Encargos setoriais	75.955	76.507
Dividendos a pagar e JCP	290	581.919
UBP - Uso do bem público	40.421	41.307
Obrigações socioambientais	34.389	28.426
Outros passivos	74.430	22.906
Não circulante	**6.277.717**	**6.320.355**
Empréstimos e financiamentos	1.914.585	1.800.854
Arrendamento mercantil	4.024	4.788
Instrumentos financeiros derivativos	-	9.141
Contratos futuros de energia	225.824	29.405
Encargos setoriais	1.240	1.240
UBP - Uso do bem público	88.738	114.057
Provisão para litígios	1.324.841	1.748.257
Obrigações socioambientais	139.753	152.749
Benefícios pós-emprego	2.531.841	2.412.379
Outros passivos	46.871	47.485
Patrimônio líquido	**7.485.268**	**7.206.213**
Capital social	5.975.433	5.975.433
Reservas de capital	1.929.098	1.929.098
Reservas de lucros	1.934.622	2.187.137
Ajustes de avaliação patrimonial	(2.821.777)	(2.885.455)
Outros resultados abrangentes	471.224	-
Lucros acumulados	(3.332)	-
Total do passivo e patrimônio líquido	**14.537.360**	**14.680.300**

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Demonstração dos Resultados (Detalhado)	Consolidado					
R$ mil	3T21	3T20	Var. (%)	9M21	9M20	Var. (%)
Receita operacional bruta	**649.413**	**536.256**	**21%**	**1.880.027**	**1.622.023**	**16%**
Contratos bilaterais	436.524	407.850	7%	1.297.320	1.221.651	6%
Operações de trading	86.486	28.191	n.m.	225.090	67.712	n.m.
Leilões de energia - Distribuidores de energia	127.471	121.596	5%	382.296	368.935	4%
Energia de curto prazo	28.172	16.134	75%	49.372	38.145	29%
Instrumentos financeiros derivativos	(30.206)	(41.310)	-27%	(76.427)	(79.558)	-4%
Outras receitas	966	3.795	-75%	2.376	5.138	-54%
Deduções à receita operacional	**(77.350)**	**(65.729)**	**18%**	**(225.916)**	**(205.424)**	**10%**
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(441)	(223)	98%	(1.333)	(1.910)	-30%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(3.857)	(2.349)	64%	(11.563)	(10.293)	12%
Imposto sobre serviços - ISS	(49)	(21)	133%	(105)	(65)	62%
COFINS sobre receitas operacionais	(51.651)	(43.495)	19%	(148.691)	(127.596)	17%
PIS sobre receitas operacionais	(11.214)	(9.443)	19%	(32.282)	(27.702)	17%
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(8.805)	(9.294)	-5%	(27.949)	(34.515)	-19%
Taxa de fiscalização do setor elétrico - TFSE	(1.333)	(904)	47%	(3.993)	(3.343)	19%
Receita operacional líquida	**572.063**	**470.527**	**22%**	**1.654.111**	**1.416.599**	**17%**
Custo do serviço de energia elétrica	**250.031**	**(312.967)**	**n.m.**	**(458.359)**	**(820.358)**	**-44%**
Lucro operacional bruto	**822.094**	**157.560**	**n.m.**	**1.195.752**	**596.241**	**101%**
Despesas e receitas operacionais	**(71.700)**	**(24.056)**	**198%**	**34.553**	**43.984**	**-21%**
Gerais e administrativas	(27.828)	(27.420)	1%	(80.755)	(74.284)	9%
Outras receitas operacionais, líquidas	(43.872)	3.364	n.m.	115.308	118.268	-3%
Lucro (prejuízo) operacional antes do resultado financeiro	**750.394**	**133.504**	**n.m.**	**1.230.305**	**640.225**	**92%**
Receitas financeiras	10.348	6.550	58%	22.044	25.004	-12%
Despesas financeiras	(132.782)	(188.223)	-29%	(469.917)	(410.213)	15%
Resultado financeiro	**(122.434)**	**(181.673)**	**-33%**	**(447.873)**	**(385.209)**	**16%**
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contrib. social	**627.960**	**(48.169)**	**n.m.**	**782.432**	**255.016**	**n.m.**
IR e CSLL - corrente	27.550	(21.273)	n.m.	-	(88.205)	n.m.
IR e CSLL - diferido	(260.187)	10.917	n.m.	(289.440)	(33.725)	n.m.
IR e CSLL líquidos	**(232.637)**	**(10.356)**	**n.m.**	**(289.440)**	**(121.930)**	**137%**
Lucro (prejuízo) líquido	**395.323**	**(58.525)**	**n.m.**	**492.992**	**133.086**	**n.m.**
Lucro (Prejuízo) básico e diluído por ação	1,21	(0,18)	n.m.	1,51	0,41	n.m.

NATUREZA CUSTOS E DESPESAS

Consolidado	3T21			3T20			Var.	
NATUREZA DOS CUSTOS E DESPESAS	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total	Var. (%)	Var (R$)
Energia Comprada	(356.547)		(356.547)	(168.418)		(168.418)	112%	(188.129)
Engargos Setoriais	(48.892)		(48.892)	(39.461)		(39.461)	24%	(9.431)
Pessoal	(5.694)	(12.763)	(18.457)	(5.947)	(12.555)	(18.502)	0%	45
Administradores		(2.120)	(2.120)		(1.251)	(1.251)	69%	(869)
Benefícios pós-emprego		(438)	(438)		122	122	-459%	(560)
Materiais	(262)	(47)	(309)	(111)	(116)	(227)	36%	(82)
Serviços de terceiros	(5.457)	(9.045)	(14.502)	(1.449)	(4.865)	(6.314)	130%	(8.188)
Seguros		(1.086)	(1.086)		(723)	(723)	50%	(363)
Aluguéis	(122)	97	(25)	(108)	(175)	(283)	-91%	258
Provisão (reversão) de almoxarifados			-			-	-	-
Reversão (Provisão) PIS/COFINS depósitos judiciais		(86)	(86)		164	164	-152%	(250)
Impostos, taxas e contribuições	(113)	(439)	(552)	(68)	(672)	(740)	-25%	188
Manutenção e conservação	(732)	41	(691)	(803)	49	(754)	-8%	63
Créditos de PIS/COFINS sobre encargos de transmissão			-			-	-	-
Outras (despesas) ou receitas	(849)	5.135	4.286	(2.504)	12.721	10.217	-58%	(5.931)
Subtotal	**(418.668)**	**(20.751)**	**(439.419)**	**(218.869)**	**(7.301)**	**(226.170)**	**94%**	**(213.249)**
Amortização e Depreciação	(113.275)	2.391	(110.884)	(93.383)	(1.993)	(95.376)	16%	(15.508)
MtM		10.837	10.837		(8.405)	(8.405)	-229%	19.242
Provisão reversão litígios		239.822	239.822		22.052	22.052	988%	217.770
Baixa de depósitos judiciais		(4.547)	(4.547)		(23.163)	(23.163)	-80%	18.616
Repactuação do Risco Hidrológico	781.974		781.974			-	-	781.974
Provisão de impairment		(299.452)	(299.452)			-	-	(299.452)
PDV				(715)	(5.246)	(5.961)	-100%	5.961
Total	**250.031**	**(71.700)**	**178.331**	**(312.967)**	**(24.056)**	**(337.023)**	**(2)**	**515.354**

Consolidado	9M21			9M20			Var.	
NATUREZA DOS CUSTOS E DESPESAS	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total	Var. (%)	Var (R$)
Energia Comprada	(773.480)	-	(553.761)	(387.887)	-	(305.551)	81%	(248.210)
Engargos Setoriais	(127.409)	-	(88.360)	(108.819)	-	(74.888)	18%	(13.472)
Pessoal	(16.216)	(38.801)	(35.072)	(18.949)	(34.871)	(33.925)	3%	(1.147)
Administradores	-	(5.924)	(3.790)	-	(3.721)	(2.481)	53%	(1.309)
Benefícios pós-emprego	-	(1.314)	(1.752)	-	366	244	-818%	(1.996)
Materiais	(1.044)	(106)	(612)	(613)	(626)	(722)	-15%	110
Serviços de terceiros	(10.021)	(20.812)	(23.073)	(4.972)	(14.929)	(13.715)	68%	(9.358)
Seguros	-	(3.168)	(2.132)	-	(4.892)	(2.642)	-19%	510
Aluguéis	(313)	(50)	(363)	(400)	(964)	(701)	-48%	338
Provisão (reversão) de almoxarifados	(253)	-	-	-	54	-	-	-
Reversão (Provisão) PIS/COFINS depósitos judiciais	-	(405)	(137)	-	149	164	-184%	(301)
Impostos, taxas e contribuições	(165)	(2.291)	(1.211)	645	(2.249)	(1.604)	-24%	393
Manutenção e conservação	(4.646)	(652)	(3.822)	(1.749)	(150)	(1.900)	101%	(1.922)
Créditos de PIS/COFINS sobre encargos de transmissão	-	-	-	-	315	315	-100%	(315)
Outras (despesas) ou receitas	(1.803)	5.951	4.916	(7.301)	20.527	15.579	-68%	(10.663)
Subtotal	**(666.210)**	**(42.959)**	**(709.169)**	**(402.077)**	**(19.750)**	**(421.827)**	**68%**	**(287.342)**
Amortização e Depreciação	(304.983)	(1.127)	(208.255)	(289.598)	(6.049)	(195.252)	7%	(13.003)
MtM	-	(3.599)	(22.859)	-	13.836	(11.004)	108%	(11.855)
Provisão reversão litígios	-	450.631	247.759	-	129.240	156.219	59%	91.540
Baixa de depósitos judiciais	-	(44.328)	(4.547)	-	(46.806)	(46.806)	-90%	42.259
Repactuação do Risco Hidrológico	781.974	-	781.974	-	-	-	-	781.974
Provisão de impairment	-	(299.452)	(299.452)	-	-	-	-	(299.452)
PDV	-	-	-	(715)	(5.246)	(5.961)	-100%	5.961
Total	**(189.219)**	**59.166**	**(214.549)**	**(692.390)**	**65.225**	**(524.631)**	**-59%**	**310.082**