



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★ continuação

RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO 2020

Efeitos do Acordo GSF por Controlada		
	Extensão da concessão estimada (meses)	Ativo intangível estimado reconhecido em 2020 (R\$ mil)
Rio Paranapanema	29,1 (média)	849.247
Rio Verde	60,4	49.637
Rio Canoas	21,9	11.883

A efetiva adesão ao Acordo em 2021 encerra os processos judiciais anteriormente em andamento por parte das Controladas Rio Paranapanema, Rio Sapucaí-Mirim e Rio Verde que discutem a questão do GSF.

Os efeitos para a Rio Paraná não foram considerados em 2020, pois em um primeiro momento as usinas cotistas não haviam sido consideradas pela Aneel na repactuação. Apesar de a Aneel ter revisto esse posicionamento e considerado a parcela livre das usinas cotistas na Resolução Normativa nº 895/2020, a Rio Paraná não teve parâmetros para calcular previamente uma estimativa satisfatória dos valores de ressarcimento para a Companhia. Neste momento, a Rio Paraná aguarda a publicação e a homologação dos valores oficiais pela CCEE e pela Aneel, o que deve ocorrer até o início de abril para seguir com o reconhecimento dos efeitos em 2021.

Além das questões do GSF, a conclusão de processo administrativo da Rio Verde no âmbito da Aneel reconheceu o excludente de responsabilidade e concedeu extensão de 483 dias no prazo de concessão da UHE Salto. Dessa forma, a concessão da Rio Verde passou a ter vencimento em 2039.

Outras deliberações no âmbito legislativo nacional que visam a modernização do setor elétrico brasileiro, como o PL 232/2016 e o PL 1.917/2015, pouco avançaram no ano. Devido à pandemia da Covid-19, as pautas perderam urgência de votação, mas seguem em discussão no Senado e na Câmara e são de alta relevância para o contínuo aprimoramento do setor. A CTG Brasil acompanha a evolução dessas discussões.

Ao longo do ano, a implantação da primeira fase do PLD horário ocorreu conforme previsto e com engajamento dos diversos atores do setor elétrico. Desde janeiro, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) adotou o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (Dessem) na programação de operação. A segunda fase iniciará em janeiro de 2021, quando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) vai adotar o Dessem no cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na contabilização e na liquidação do Mercado de Curto Prazo.

CONJUNTURA ECONÔMICA E SETORIAL

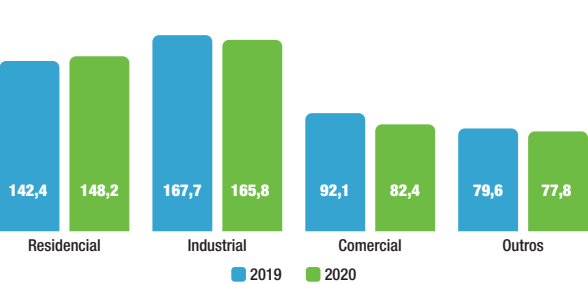
A pandemia da Covid-19 impactou severamente a atividade econômica e, por sua vez, o setor elétrico do país em 2020. Conforme dados do IBGE, o Produto Interno Bruto (PIB) apresentou retração de 4,1% no período. A taxa básica de juros (Selic) encerrou o ano em 2,0% - mais baixo patamar histórico - e a inflação do período, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), foi de 4,52%, enquanto a inflação medida pelo Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M) foi de 23,14%.

A valorização do dólar frente ao real alcançou patamares elevados, sendo que a cotação da moeda estrangeira passou de R\$ 4,03 no início do ano para R\$ 5,20 no fim de 2020. A CTG Brasil está exposta à variação cambial por causa da dívida da Rio Paraná com partes relacionadas (intragrupo) em dólar, por isso o câmbio é continuamente monitorado. Além disso, a elevação atípica do IGP-M no ano tem impacto nos passivos relacionados às liminares mantidas pelas Controladas.

Indicadores Macroeconômicos		
	%	2020
IGP-M		23,14%
IPCA		4,52%
Taxa de câmbio (USD)		5,1967
Taxa Selic		2,00%
		4,50%

Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia elétrica no Brasil totalizou 474 mil GWh em 2020, uma diminuição de 1,6% em relação ao ano anterior. Apenas a classe de consumo residencial registrou crescimento, de 4,1%, principalmente devido às medidas de distanciamento social. Entre os setores produtivos, o mais atingido foi o comércio (queda de 10,5%), e a indústria registrou (redução de 1,1%). Na avaliação por ambiente de comercialização, o mercado livre continuou a receber novas organizações que compram sua energia diretamente de geradores e comercializadores. De acordo com boletim da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), o mercado livre reunia mais de 8 mil consumidores, um aumento de 22% em relação a 2019.

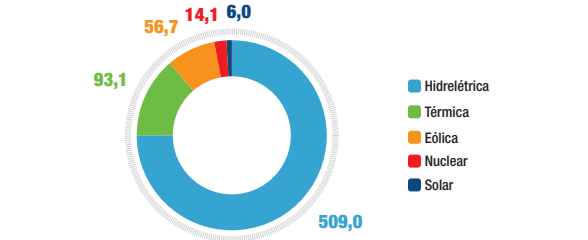
Consumo de energia elétrica no Brasil por classe em 2020 (mil GWh)



As usinas hidrelétricas, responsáveis por 65,8% da capacidade instalada de geração do Brasil, operam de forma centralizada e comandada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A entidade, responsável pela coordenação e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), avalia diversos parâmetros climáticos e operacionais (como a segurança hídrica) para ordenar a geração de energia.

As hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS compõem o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), uma espécie de condomínio em que a maior produção de uma usina compensa a geração inferior das outras. Em 2019, essas usinas foram responsáveis pela geração de 75% da energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

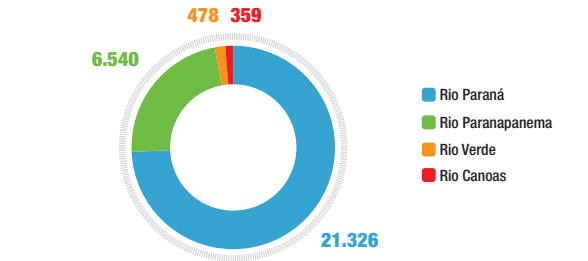
Energia gerada no SIN por fonte em 2020 (mil GWh)



DESEMPENHO OPERACIONAL

A geração bruta de energia elétrica das usinas no portfólio da CTG Brasil totalizou 28.702,9 GWh em 2020, uma redução de 3,0% na comparação anual devido às condições hidrometeorológicas desfavoráveis observadas no ano, com ocorrência de precipitações e vazões abaixo da média histórica. A disponibilidade do parque gerador foi de 94,94%, sendo que todas as usinas estão acima dos índices de referência previstos na regulação do setor.

Produção de energia gerada em 2020 (GWh)



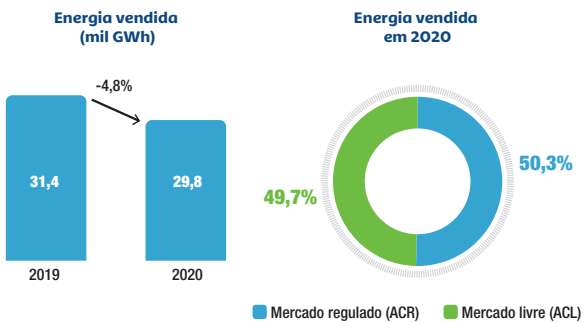
Produção de Energia			
GWh	2020	2019	Variação (%)
Rio Paraná	21.325,5	20.609,0	+ 3,5
Rio Paranapanema	6.540,4	7.740,8	- 15,5
Rio Verde	478,2	621,5	- 23,1
Rio Canoas	358,7	622,1	- 42,3
Total	28.702,9	29.593,4	-3,0

Índice de Disponibilidade*			
%	2020	2019	Limite regulatório
Rio Paraná	93,51%	93,40%	89,58%
Rio Paranapanema	97,76%	97,51%	92,45%
Rio Verde	96,60%	96,44%	92,83%
Rio Canoas	98,01%	98,43%	92,32%
Consolidado	94,94%	94,80%	90,56%

O Índice de Disponibilidade é calculado através da TEIP e da TEIfa (taxas equivalentes de indisponibilidade programada e forçada, respectivamente, considerando 60 valores mensais apurados, relativos aos meses imediatamente anteriores ao mês vigente). Sua fórmula de cálculo é: ID = (1-TEIP)(1-TEIfa). Os valores apresentados referem-se ao mês de dezembro em cada ano.

As estratégias de comercialização e sazonalização mais uma vez se mostraram assertivas e contribuíram para os resultados obtidos no ano. No início de 2020, operações bem-sucedidas permitiram a constituição de um saldo positivo, que compensou os impactos negativos dos meses subsequentes, decorrentes da pandemia de Covid-19 e do cenário hidrológico no quarto trimestre do ano. A partir de agosto, a retomada paulatina da atividade econômica voltou a elevar a demanda por energia.

A comercialização da energia gerada pela Companhia é realizada por uma área específica e cujos processos são certificados na ISO 9001. A CTG Brasil vendeu 29,8 mil GWh de energia no ano, sendo 50,3% direcionados ao mercado regulado e 49,7% ao mercado livre. No mercado regulado, o pacote de medidas do governo federal em apoio às distribuidoras para enfrentar os impactos da pandemia contribuiu para a manutenção dos contratos. No mercado livre, um pacote de condições de prazo e taxas para renegociação de contratos foi oferecido a todos os clientes que demonstraram interesse em rever as condições de compra de energia. Com essa medida, a CTG Brasil registrou 100% de adimplência ao longo do ano.



Um destaque do período foi a reativação da CTG Trading na Aneel e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em agosto. O relançamento no mercado dessa entidade foi acompanhado pelo fortalecimento da equipe e aprimoramento dos mecanismos de avaliação de cenários climáticos e previsão de mercado de energia. O novo negócio dessa empresa será atuar na compra e venda de energia no mercado livre, sem envolvimento na comercialização da energia gerada pelo portfólio da CTG Brasil (Trading Direcional). A expectativa é consolidar a operação da CTG Trading nos próximos três anos.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Principais Indicadores			
R\$ mil (exceto quando indicado)	2020	2019	Variação (%)
Receita operacional bruta	5.781.681	5.535.537	4,4
Receita de ativos financeiros	416.187	265.335	56,9
Outras receitas	1.743	1.634	6,7
(-) Deduções à receita operacional	(996.076)	(957.781)	4,0
Receita operacional líquida	5.203.535	4.844.725	7,4
(-) Custos e despesas operacionais	(1.192.805)	(2.335.289)	- 48,9
Resultado de participações societárias	32.300	45.575	-29,1
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	4.043.030	2.555.011	58,2
Ebitda	4.678.660	3.197.249	46,3
Margem Ebitda (%)	89,9%	66,0%	23,9 p.p.
Resultado financeiro	(1.531.373)	(796.773)	92,2
Resultado antes dos impostos	2.511.657	1.758.238	42,9
Lucro líquido do exercício	1.782.414	1.343.720	32,6
Margem líquida (%)	34,3%	27,7%	6,5 p.p.
Lucro líquido básico e diluído por quotas	0,11631	0,08670	34,1

Em ano totalmente atípico, a CTG Brasil e suas Controladas apresentaram um resultado operacional positivo e sofreram, também, os impactos do cenário macroeconômico instável no resultado financeiro.

O grande destaque de 2020 foi a evolução nas discussões em torno da liminar do Generation Scaling Factor (GSF) - Fator de Ajuste da Garantia Física, com a promulgação da Lei nº 14.052 e regulamentação pela Resolução Aneel nº 895/2020. A partir disso, houve o reconhecimento de ativo intangível relativo à extensão dos contratos de concessão das usinas das Controladas Rio Paranapanema Energia, Rio Canoas, Rio Verde, e Rio Sapucaí-Mirim que, como previsto em lei, corresponde à compensação dos impactos "não hidrológicos" que afetaram o GSF e os resultados no passado. A contrapartida desse ativo intangível foi o lançamento no resultado de uma recuperação de custos no valor de R\$ 910,8 milhões.

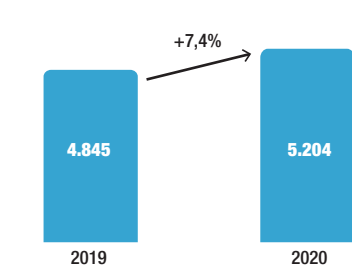
Outro fator de destaque no ano foi a reversão parcial da provisão pela não recuperabilidade de ativos lançada no passado na Controlada indireta, Rio Sapucaí-Mirim. Essa reversão, no montante de R\$ 43,5 milhões, deu-se em virtude da melhora nas projeções do teste anual de recuperabilidade na Controlada.

RECEITA

O Companhia apresentou um aumento de 7,4%, ou R\$ 358,8 milhões, na receita operacional líquida quando comparada ao desempenho do ano de 2019. Nas receitas operacionais, destaca-se a elevação da receita proveniente do mercado regulado (ACR) na Rio Paraná, em virtude do reajuste anual das receitas de quotas pelo IPCA e de um aumento extra de 3,05% previsto no contrato de concessão, obtido em virtude do bom desempenho de disponibilidade das usinas Ilha Solteira e Jupia. Além disso, houve também um desempenho positivo com receitas adicionais no mercado de curto prazo (MCP) em todas as Controladas.

Nas receitas de ativos financeiros da Rio Paraná, o aumento deve-se basicamente, ao incremento do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), considerado na comparação entre os dois exercícios (2020: 5,62% e 2019: 3,75%). O IPCA é o indicador utilizado para atualização da remuneração da outorga, cuja aplicação é acumulada.

Receita operacional líquida (R\$ milhões)

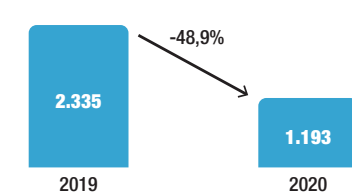


Custos e Despesas Operacionais			
R\$ mil (exceto quando indicado)	2020	2019	Variação (%)
Pessoal	(256.244)	(253.898)	0,9
Material	(26.884)	(26.464)	1,6
Serviços de terceiros	(162.945)	(150.518)	8,3
Energia comprada	(558.621)	(774.073)	- 27,8
Provisão para perdas não realizadas em operações de trading	(32.478)	—	100,0
Depreciação e amortização	(635.630)	(642.238)	- 1,0
Encargos de uso da rede elétrica	(313.266)	(289.951)	8,0
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	(73.678)	(79.021)	- 6,8
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	(13.448)	(7.695)	74,8
Seguros	(19.162)	(19.965)	- 4,0
Aluguéis	(3.743)	(3.704)	1,1
Provisões para riscos	(17.561)	(33.767)	- 48,0
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	(1.344)	(11.957)	- 88,8
Provisão para perda na alienação de bens	—	(23.537)	- 100,0
Reversão parcial de provisão pela não recuperabilidade de ativos	43.483	—	100,0
Extensão contrato de concessão GSF	910.765	—	100,0
Outros	(32.049)	(18.501)	73,2
	(1.192.805)	(2.335.289)	- 48,9

As despesas operacionais apresentaram, em 2020, uma redução de R\$ 1.142,5 milhões em relação a 2019. Esse comportamento atípico deu-se principalmente por fatores não recorrentes ocorridos do ano de 2020, conforme abaixo:

- **Extensão contrato de concessão GSF** | R\$ 910,8 milhões relativos à recuperação de custos em contrapartida à constituição de ativo intangível referente à extensão dos contratos de concessão das usinas da Rio Paranapanema, Rio Canoas, Rio Verde e Rio Sapucaí-Mirim. Tal reconhecimento deu-se pela evolução nas discussões do GSF;
- **Reversão parcial pela não recuperabilidade de ativos** | R\$ 43,5 milhões em razão das melhores projeções de resultado no teste anual de recuperabilidade da Controlada indireta Rio Sapucaí-Mirim. A última revisão que indicou recuperabilidade parcial da imparidade dessa controlada ocorreu em 2017.
- **Energia comprada** | Redução de R\$ 215,5 milhões, em virtude de uma melhor estratégia comercial nos contratos bilaterais e, também, de uma melhor estratégia de sazonalização da garantia física;
- **Perdas com as operações de trading** | R\$ 32,5 milhões, em razão da prática contábil que prevê marcação a mercado para esse tipo de operação, que é tratada como instrumento financeiro ao valor justo na Controlada indireta CTG Brasil Trading, reativada em 2020.

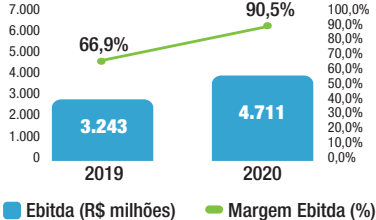
Custos e despesas operacionais (R\$ milhões)



Ebitda e margem Ebitda			
R\$ mil (exceto quando indicado)	2020	2019	Variação (%)
Lucro líquido do exercício	1.782.414	1.343.720	32,6
Imposto de renda e contribuição social	729.243	414.518	- 75,9
Resultado financeiro (líquido)	1.531.373	796.773	92,2
Depreciação e amortização	635.630	642.238	- 1,0
Ebitda	4.678.660	3.197.249	46,3
Margem Ebitda (%)	89,9%	66,0%	23,9 p.p.

O Ebitda, ou Lajida, é uma medição não contábil calculada tomando como base as disposições da Instrução CVM nº 527/2012, com o lucro líquido acrescido do resultado financeiro líquido, imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização. A Administração da Companhia, acredita que o Ebitda fornece uma medida útil de seu desempenho, tratando-se de um indicador que é amplamente utilizado por investidores e analistas para avaliar o desempenho e comparar empresas. O Ebitda não deve ser considerado como uma alternativa ao fluxo de caixa como indicador de liquidez. O Ebitda da CTG Brasil apresentou um aumento de R\$ 1.468,1 milhões, o que representa 45,3% a mais que o desempenho do ano de 2019. Essa evolução é atribuível principalmente aos fatores não recorrentes relativos: (i) ao reconhecimento da recuperação de custo em razão da evolução das questões envolvendo a judicialização do GSF; (ii) e à reversão parcial da provisão para recuperabilidade do ativo da controlada indireta Rio Sapucaí-Mirim. É importante destacar que operacionalmente (excluindo os fatores não recorrentes) o desempenho do Ebitda foi bastante positivo, em razão da estratégia assertiva de comercialização dos contratos bilaterais e da sazonalização da garantia física das Controladas.

Ebitda



Resultado financeiro			
R\$ mil (exceto quando indicado)	2020	2019	Variação (%)
Receitas	937.097	898.663	4,3
Despesas	(2.468.470)	(1.695.436)	45,6
Resultado financeiro líquido	(1.531.373)	(796.773)	92,2

O resultado financeiro líquido apresentado em 2020 foi negativo em R\$ 1.531,4 milhões, representando uma piora de 92,2%, ou R\$ 734,6 milhões, comparativamente ao ano de 2019. Acerca dessa variação negativa, vale destacar:

- Aumento de R\$ 887,1 milhões no resultado negativo decorrente da variação cambial líquida incidente sobre o empréstimo em dólares da Rio Paraná com a CTG Luxemburgo. Esse resultado foi causado pela desvalorização do real (R\$) frente ao dólar (USD) no ano de 2020;



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★ continuação

RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO 2020

- Aumento de R\$ 81,1 milhões nas despesas de juros incidentes sobre o empréstimo em dólares da Rio Paraná com a CTG Luxemburgo;
- Na Rio Paranapanema, houve aumento de R\$ 372,5 milhões na despesa financeira de variação monetária, principalmente pela elevação atípica do IGP-M, que corrige o passivo relativo às liminares mantidas pela Controlada (GSF e Garantia Física). Esse aumento foi parcialmente compensado pela receita financeira, no montante de R\$ 131,8 milhões, relativa à correção monetária incidente sobre os recebíveis relacionados à inadimplência com a CCEE.
- Queda de R\$ 84,3 milhões nas receitas financeiras de aplicação financeira da caixa da CTG Brasil, principalmente em virtude de queda do CDI na comparação entre os dois anos;
- Redução de R\$ 372,8 milhões na despesa de atualização monetária referente ao ajuste a valor presente do passivo relativo à provisão constituída para grandes reparos, em virtude de revisão do cronograma que estendeu a data final prevista para conclusão do projeto de modernização das usinas da Rio Paraná;
- Redução de R\$ 182,4 milhões nas despesas financeiras de juros relativos ao empréstimo mantido pela Rio Paraná com o Banco Mitsubishi, principalmente em razão da queda do CDI no exercício;
- Nas demais Controladas - Rio Paranapanema, Rio Verde e Rio Canoas - também foram observadas reduções nas despesas financeiras de suas dívidas correntes com as instituições financeiras, em virtude das amortizações realizadas no período e, também, da redução dos indicadores de correção desses financiamentos.

Endividamento					
R\$ mil (exceto quando indicado)	Remuneração	Vencimento	2020	2019	Variação (%)
China Three Gorges (Luxemburg) Energy S.A.R.L.	4,29% ao ano + USD	20/05/2023	3.625.934	3.605.579	0,6
Tokyo - Mitsubishi	DI + 0,45% ao ano	29/06/2023	2.025.562	2.701.631	- 25,0
BNDES	TJLP + 2,43% ao ano	16/06/2031	292.776	320.725	- 8,7
BNDES	TJLP	16/06/2031	1.430	1.568	- 8,8
BNDES	TJLP + 1,81% ao ano	15/09/2026	121.514	142.679	- 14,8
BNDES	TJLP + 2,16% ao ano	15/09/2026	9.008	10.577	- 14,8
Debêntures	IPCA + 6,07% ao ano	16/07/2023	380.681	364.377	4,5
Debêntures	IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	116.899	223.708	- 47,7
Debêntures	DI + 0,40% ao ano	15/08/2020	—	224.259	-100,0
Debêntures	IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	231.503	221.170	4,7
Debêntures	106,75% do DI ao ano	15/03/2023	160.385	161.684	- 0,8
Debêntures	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	185.333	177.348	4,5
Debêntures	DI + 1,05% ao ano	15/06/2023	239.476	239.337	0,1
Debêntures	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	260.581	248.139	5,0
			7.651.082	8.642.781	-11,5

A dívida líquida - que é composta pelo endividamento deduzindo-se os recursos de caixa e equivalentes de caixa - apresentou aumento de R\$ 1.290 milhões, ou 26,6%, em comparação à posição no final do ano de 2019. Acerca dessa variação, vale destacar:

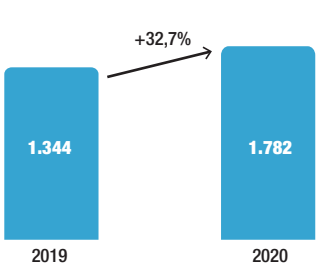
- Redução de R\$ 2.281,7 milhões na posição final de caixa e equivalentes de caixa em razão das amortizações das dívidas das Controladas e, também, pelo pagamento de dividendos e JCP ao longo do exercício;
- Redução de R\$ 991,7 milhões nos saldos das dívidas das Controladas, em virtude de amortizações ocorridas no período sem refinanciamentos. Essa redução foi compensada parcialmente pelo aumento do saldo da dívida em dólares da Rio Paraná com a CTG Luxemburgo, impactada pela desvalorização do real (R\$) frente ao dólar (US\$) em 2020.

R\$ mil (exceto quando indicado)	2020	2019	Variação (%)
Debêntures	1.574.858	1.860.022	- 15,3
Curto prazo	376.967	355.375	6,1
Longo prazo	1.197.891	1.504.647	- 20,4
Empréstimos	2.025.562	2.701.631	-25,0
Curto prazo	675.562	676.631	- 0,2
Longo prazo	1.350.000	2.025.000	-33,3
Financiamentos	424.728	475.549	- 10,7
Curto prazo	51.819	52.066	- 0,5
Longo prazo	372.909	423.483	- 11,9
Partes relacionadas	3.625.934	3.605.579	0,6
Curto prazo	621.592	809.281	- 23,2
Longo prazo	3.004.342	2.796.298	7,4
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.486.448)	(3.766.524)	- 60,5
(-) Aplicações financeiras vinculadas	(22.714)	(24.310)	- 6,6
Dívida líquida	6.141.920	4.851.947	26,6

LUCRO LÍQUIDO

Em virtude de todos os fatores detalhados acima, com destaque para os eventos não recorrentes do ano, o lucro líquido da CTG Brasil apresentou aumento de R\$ 438,7 milhões, ou 32,7%, na comparação com o desempenho obtido no ano de 2019.

Lucro líquido (R\$ milhões)



SUSTENTABILIDADE

A visão de sustentabilidade da CTG Brasil é norteada por sua Política de Sustentabilidade, que definiu em 2017 seis pilares de atuação, e por sua matriz de materialidade, elaborada em 2019. O modelo de negócio da Companhia tem uma conexão mais intrínseca com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) 7, 8 e 15. Por isso, o foco de atuação é direcionado às contribuições para esses ODS, incluindo a perspectiva de, até 2022, definir metas de sustentabilidade que evidenciem essa geração de valor.

Em 2020, a Companhia iniciou um programa de Educação para a Sustentabilidade, o "Pense Responsável", envolvendo o engajamento da liderança em encontros e palestras, além de ações de educação para todo o quadro de colaboradores. Entre as iniciativas mais amplas do programa, destacaram-se a criação de uma trilha de aprendizagem de sustentabilidade e a realização do CTG Expert, encontro on-line para falar de sustentabilidade com os profissionais.

Em 2020, a CTG Brasil conquistou a tripla certificação de 12 usinas de seu portfólio nas normas ISO 9001 (qualidade), 14001 (meio ambiente) e 45001 (saúde e segurança). A certificação do Sistema de Gestão Integrado abrange todas as atividades operacionais

e será ampliada em 2021 para as duas usinas da Rio Paraná. Nesse mesmo período, a Companhia também pretende certificar todo o parque gerador na norma ISO 55001 (gestão de ativos). Esses esforços são importantes, pois contribuem para o alinhamento da gestão às melhores práticas de mercado e garantem o gerenciamento adequado dos riscos e mecanismos de controle associados a esses temas.

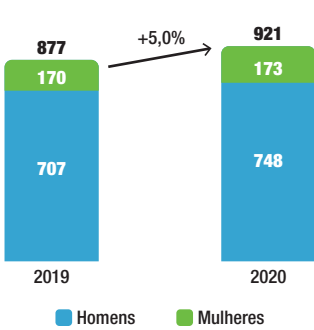
Principais indicadores de sustentabilidade			
	2020	2019	Variação (%)
Ambiental			
Investimentos ambientais (R\$ mil)	22.863	17.113	33,6
Emissões diretas de GEE (escopos 1 e 2) (tCO2e)	1.691,8	1.873,4	- 9,7
Área reflorestada (hectares)	156	240	- 35,0
Social			
Número de profissionais no quadro funcional	921	877	5,0
Taxa de frequência de acidentes registráveis entre profissionais da Companhia	—	—	—
Taxa de frequência de acidentes registráveis entre contratados	3,53	2,53	39,6
Investimento social (R\$ mil)	14.105	12.741	10,7
Governança			
Número de membros do Conselho de Administração	2	2	—
Manifestações recebidas no Linha Ética*	64	54	18,5

*Relatos recebidos pela CTG Brasil

PESSOAS

No encerramento de 2020, a CTG Brasil contava com 921 colaboradores (81% homens e 19% mulheres), além de 264 terceiros e 19 estagiários. Esse quadro funcional é 5% maior do que o do ano anterior, e a taxa de rotatividade da Companhia para o período foi de 6,6%.

Quadro Funcional



Como forma de reforçar um dos valores da Companhia, "Pessoas são a nossa energia", uma das iniciativas lançadas em 2020 foi a Academia CTG Brasil, um ecossistema de aprendizagem que envolveu todos os profissionais e que é composto por iniciativas presenciais e on-line. Em razão da pandemia, houve destaque para a Academia Digital, uma plataforma de educação continuada para Aprendizagem Autônoma e Digital. Disponível para 100% do público interno, é composta por 86 trilhas de conhecimento construídas em 2020, além de artigos, *podcasts*, vídeos e livros.

O Leadership Development Program (LDP), iniciativa integrante da Academia CTG voltada para toda a liderança, endereçou reais necessidades do negócio e trabalhou temas como Gestão de Pessoas/Liderança e Visão de Mercado/Negócios. O engajamento desse público no LDP ocorreu por meio de sessões de aquecimento sobre esses assuntos, uma vez que os módulos presenciais foram postergados para 2021.

A fim de gerar um ambiente de segurança psicológica, a Companhia aderiu, em abril, ao movimento "Não Demita", em que se comprometeu em manter os empregos de seus profissionais. Adicionalmente, foram contratados novos integrantes para o time, reforçando o compromisso com a sociedade. Foram implantadas, ainda, iniciativas de *mindfulness*, yoga e palestras sobre saúde em todos os aspectos, com o objetivo de trabalhar a questão da saúde emocional dos nossos colaboradores, principalmente nesse cenário de pandemia, e reforçando a importância de garantir o equilíbrio entre vida pessoal e profissional.

Todos que podiam exercer suas atividades de forma remota, sem impactar a geração de energia, passaram a trabalhar nesse formato desde o início da pandemia. Para as funções cuja atuação presencial era imprescindível, dada a natureza do negócio como atividade essencial, todas as medidas de precaução foram tomadas. As instalações das usinas contaram com rígidos procedimentos de higienização, protocolos para o distanciamento social e disponibilização de equipamentos para a proteção individual, como máscaras e álcool em gel. As equipes que ficaram isoladas, hospedadas em pousadas ou alojamentos dentro das usinas e trabalhando em sistema de rodízio, puderam contar com um trabalho especializado de apoio psicoemocional e um bônus de reconhecimento. Elas tiveram um monitoramento muito próximo da gestão, além de serem submetidas periodicamente a testes sorológicos para identificação da doença.

Na CTG Brasil, 142 profissionais foram envolvidos nesse modelo de trabalho. No período, 46 profissionais tiveram diagnóstico positivo para a Covid-19, sendo encaminhados para tratamento. Não foram registrados óbitos de profissionais da Companhia decorrentes da doença.

O compromisso com a saúde e segurança dos trabalhadores não se restringiu às medidas relacionadas à pandemia. Desde 2018, a Companhia monitora mensalmente as condições de segurança das instalações por meio do Índice de Segurança Preventiva (ISP), além de contar com um conjunto de treinamentos e divulgações do tema para seus profissionais, comitês de gestão de saúde e segurança e requisitos aplicáveis às contratadas.

Em 2020, assim como no ano anterior, a Companhia não registrou acidentes com os profissionais e comunidades no entorno das usinas. Entretanto, houve oito acidentes envolvendo contratados, sendo um deles, em novembro, uma ocorrência fatal na UHE Jupia, da Rio Paraná. Todo o auxílio necessário foi fornecido pela Companhia, que investigou as causas-raiz do acidente e alterou o procedimento operacional, em conjunto com a contratada, para que esse tipo de situação não se repita.

Além disso, foi estruturado um grupo de trabalho para, de forma abrangente e proativa, avaliar e identificar oportunidades no sistema de gestão de segurança, estruturando um robusto plano de ação de melhorias.

COMUNIDADES

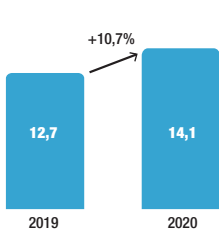
A estratégia de atuação da CTG Brasil para contribuir com o desenvolvimento das comunidades onde estão instalados seus ativos é direcionada para o fomento à geração de renda, por meio do emprego e do empreendedorismo. Esse viés de atuação social complementa a visão da Companhia de ser agente de transformação social, atuando em parceria com entidades locais em prol do desenvolvimento regional.

Em 2020, a Companhia iniciou dois projetos nesse contexto, em parceria com o Instituto Meio. Um deles identificará cadeias produtivas e grupos organizados na região da UHE Garibaldi (Rio Canoas) e fornecerá suporte financeiro e de qualificação a alguns desses grupos. O outro está sendo implementado em Avaré, região de influência da Rio Paranapanema, e envolve o desenvolvimento de capacitação on-line para empreendedores locais.

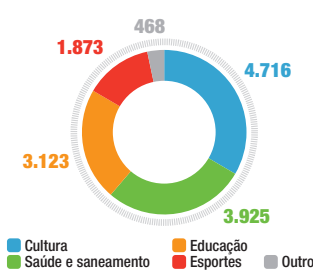
Ainda no último ano, a realização do primeiro Edital de Recursos Incentivados para o Desenvolvimento Local, conferiu maior democratização e transparência à seleção de projeto para apoio via leis de incentivo. Além disso, o processo fortaleceu o alinhamento das iniciativas apoiadas à visão corporativa de desenvolvimento local, com foco na promoção de um legado para as localidades de atuação. O Edital registrou 278 inscrições, das quais 21 foram aprovadas. Os recursos, direcionados ainda em dezembro de 2020, somaram R\$ 13,4 milhões e representaram 95% do investimento social total da CTG Brasil no ano.

Ao longo do período, das 22 iniciativas incentivadas de organizações da sociedade civil que receberam recursos da Companhia em dezembro de 2019 e estavam planejadas para ocorrer em 2020, 59% precisaram ser adaptadas devido à pandemia de Covid-19, como a adaptação para o modelo on-line e a distância ou ocorrendo presencialmente, mas respeitando as medidas de distanciamento social recomendadas. Os demais 41% serão executados em 2021 ou 2022, com a melhoria do cenário de saúde das regiões-foco dos projetos. Em 2020, seis projetos com recursos próprios (5% do investimento total da CTG Brasil) foram iniciados ou executados, totalizando um desembolso no período de R\$693 mil.

Investimento social (R\$ milhões)



Investimento social por área em 2020 (R\$ mil)



Outro destaque de 2020 foi o início de um projeto de P&D direcionado à promoção do turismo sustentável. A iniciativa envolveu o mapeamento de tendências de inovação social no tema e um desafio lançado publicamente para a identificação de propostas transformadoras de desenvolvimento e gestão do turismo sustentável. Das quase 200 propostas inscritas, 3 foram vencedoras e receberam R\$ 100 mil cada, além de passarem por um processo de aceleração e mentoria ao longo de 2021.

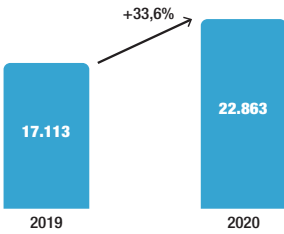
Em relação às ações para combater a pandemia de Covid-19, a CTG Brasil enviou, em março, 50 mil macacões de proteção química e biológica para a China e intermediou, em junho, a doação da CTG Corporation de equipamentos hospitalares ao governo estadual de São Paulo, no valor total de R\$ 7,5 milhões (€ 1,3 milhão). A contribuição para evitar a disseminação do novo coronavírus também envolveu projetos de P&D em parceria com o Senai (saiba mais na página 16).

Especificamente no âmbito das controladas, dois avanços significativos no ano merecem ser ressaltados. A Rio Paranapanema continuou a participar da Sala de Crise do Paranapanema, fórum articulado pela Agência Nacional de Águas (ANA), com a participação de diversos órgãos públicos, agentes de geração de energia e Comitês de Bacias do Paranapanema, Alto Paranapanema e Paraná. Na Sala de Crise, o debate amplo e aberto às comunidades sobre as condições das bacias contribui para a transparência e a união de esforços em prol do uso responsável dos recursos hídricos. A Rio Canoas concluiu no último ano a desmobilização da linha de transmissão provisória construída em 2013 para conectar a UHE Garibaldi à subestação Barra Grande. As torres e cabos instalados em cerca de 70 propriedades rurais, totalizando extensão de 26 km, foram removidas.

MEIO AMBIENTE

A gestão ambiental da CTG Brasil atua de maneira sistêmica sobre todos os potenciais impactos de suas operações, tanto dentro das usinas quanto em seu entorno. Em 2020, a Companhia investiu R\$ 22,9 milhões em iniciativas nesse âmbito, um aumento de 34% em relação a 2019. Além da certificação de seu Sistema de Gestão Integrado na norma ISO 14001, adotou práticas que sistematizam a prevenção de impactos ambientais gerados nas operações, como resíduos e vazamentos. Em 2021, as usinas contarão com um modelo de inspeções ambientais, similar ao que já é adotado no contexto de saúde e segurança.

Investimentos ambientais (R\$ mil)

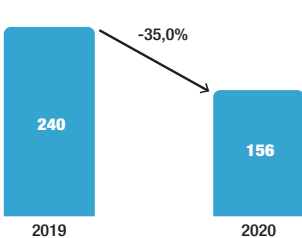


No último período, a CTG Brasil publicou pela primeira vez o inventário de gases de efeito estufa (GEE) consolidado de todas as suas empresas no Registro Público de Emissões do Programa Brasileiro GHG Protocol com Selo Ouro (auditado). Essa prática já era adotada pela Rio Paranapanema desde 2014 e foi ampliada para as demais controladas. As 1,7 mil toneladas de CO₂ equivalentes geradas diretamente pela Companhia e contabilizadas nos escopos 1 e 2 do inventário - que têm ano-base 2019 - foram compensadas por meio da compra de créditos de carbono.

Inventário de Emissões de GEE da CTG Brasil		
tCO2e	2020 (ano-base 2019)	2019 (ano-base 2018)
Escopo 1	1.610,7	1.576,8
Escopo 2	81,1	296,6
Escopo 3	3.123,2	3.041,6

No entorno das usinas merecem destaque as iniciativas voltadas à conservação da biodiversidade, como a reposição de peixes nos rios e o plantio de reflorestamento. Anualmente, é realizada a sultura de 3,6 milhões de alevinos, além de serem mantidos programas de monitoramento de ictiofauna e fauna silvestre que ocorrem nos entornos dos reservatórios. Em 2020, a Companhia promoveu o plantio de 260 mil mudas em uma área de 156 hectares, o equivalente a 111 campos de futebol. Em relação à proteção de espécies, a Rio Paraná gerencia o centro de conservação de fauna silvestre instalado no entorno da UHE Ilha Solteira, que abriga atualmente 420 animais.

Área reflorestada (hectares)



Em relação à gestão das bordas dos reservatórios, com o intuito de monitorar todas as suas áreas sob concessão com agilidade, precisão e gestão eficiente de custos, a Companhia consolidou, em 2020, seu sistema de monitoramento por imagens de satélite para detecção de novas ocupações em todas as suas usinas hidrelétricas. Além da realização do 2º Ciclo de Monitoramento em 2020, foi iniciado também o 3º Ciclo de Monitoramento, de forma a serem realizados dois ciclos por ano a partir de 2021.

Outro destaque do período foi a premiação do projeto de P&D Monitoramento Espacial de Macrófitas, que usa imagens de satélite e dados ambientais e hidrologicos para mapear a localização e monitorar o deslocamento dessas plantas no reservatório da UHE Jupia, servindo como ferramenta de planejamento prévio para a operação da usina. O projeto teve seu principal produto, o Sistema de Monitoramento de Macrófitas (SMM) selecionado como vencedor da categoria Produto e Solução Inovadora pela International Innovation Awards (IIA - 2020) pela Enterprise Asia, plataforma que reconhece soluções notáveis e incentiva as organizações a continuar investindo em inovação.

PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Valor 1000 | A CTG Brasil ocupou a 140ª posição no *ranking* do jornal Valor Econômico, que avalia indicadores financeiros, como receita líquida e lucro líquido.

International Innovation Awards 2020 | O projeto de P&D de desenvolvimento de sistema de monitoramento de macrófitas por meio de geotecnologias foi vencedor da categoria Produto e Solução Inovadora.

AUDITORES INDEPENDENTES

A CTG Brasil conta com procedimento específico para a contratação de empresas de auditoria independente, que define requisitos alinhados à legislação aplicável e recomendações da CVM. O documento prevê o sistema de rodízio dos auditores independentes a cada cinco anos e as instâncias de aprovação para contratação e troca de auditoria (que cabe aos órgãos de governança da Companhia) e renovação dos contratos dentro do prazo de cinco anos (que podem ser autorizada pelos executivos). O procedimento prevê ainda o estabelecimento de requisitos técnicos, escopo e forma de realização das atividades considerando os seguintes aspectos: adequação dos processos de controles internos de qualidade, incluindo aqueles que asseguram a sua independência e a de seus membros (sócio e demais profissionais); capacitação e dedicação da equipe designada para os trabalhos; experiência no setor; e honorários compatíveis com o porte e a complexidade da empresa. O documento proíbe a contratação de serviços extras que possam comprometer a independência dos auditores.



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

★continuação

BALANÇOS PATRIMONIAIS - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Ativo	Nota	Controladora		Consolidado		Passivo	Nota	Controladora		Consolidado	
		2020	2019	2020	2019			2020	2019	2020	2019
		Reapresentado nota (2.8)	Reapresentado nota (2.8)					Reapresentado nota (2.8)	Reapresentado nota (2.8)		
Circulante						Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	55.184	1.266.460	1.486.446	3.766.524	Fornecedores	16	6.879	6.280	2.185.188	1.208.830
Clientes	6	—	—	1.433.602	579.604	Salários, provisões e contribuições sociais	7	20.112	17.182	62.027	55.602
Tributos a recuperar	7	25.400	23.012	39.981	42.724	Tributos a recolher	7	26.594	31.827	419.776	349.151
Repactuação do risco hidrológico	8	—	—	259	259	Encargos setoriais	18	—	—	77.008	50.098
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	—	—	1.286.701	1.500.699	Indenização socioambiental	—	—	—	974	1.265
Dividendos	11	39.011	40.330	5.926	5.963	Uso do bem público (UBP)	23	—	—	289	1.610
Juros sobre capital próprio (JSCP)	12	407.367	305.505	18.899	12.396	Empréstimos	20	—	—	675.562	676.631
Partes relacionadas	29	7.927	7.422	—	—	Financiamentos	21	—	—	51.819	52.066
Serviços em curso	—	—	—	38.959	19.219	Debêntures	22	—	—	376.967	355.375
Despesas antecipadas	—	—	—	15.730	16.584	Garantias bancárias	17	2.772	4.015	2.772	4.015
Operações de trading	28	—	—	26.931	—	Dividendos	26	47.730	820.583	71.010	1.159.213
Outros créditos	—	411	373	11.538	3.105	Juros sobre capital próprio (JSCP)	27	199.750	531.250	391.686	875.665
Total do ativo circulante		538.273	1.647.079	4.364.972	5.947.077	Partes relacionadas	29	124	119	624.315	811.941
Não circulante						Provisões para grandes reparos	19	—	—	67.135	174.737
Realizável a longo prazo	—	—	—	—	—	Provisões para riscos	25	—	—	180.695	129.743
Aplicações financeiras vinculadas	5.3	—	—	22.714	24.310	Receitas diferidas	—	—	—	4.373	15.378
Clientes	6	—	—	—	1.159	Operações de trading	28	—	—	25.698	—
Tributos a recuperar	7	—	—	2.246	2.226	Outras obrigações	—	4.586	7.516	7.562	12.309
Tributos diferidos	7.3	—	—	156.363	252.900	Total do passivo não circulante		308.547	1.418.772	5.224.856	5.933.629
Repactuação do risco hidrológico	8	—	—	6.133	6.392	Não circulante					
Ativo financeiro vinculado à concessão	9	—	—	9.290.512	8.658.545	Fornecedores	16	—	—	25.005	23.535
Depósitos judiciais	10	—	—	540.762	524.132	Tributos diferidos	7.3	—	—	703.116	613.048
Despesas antecipadas	—	1.898	4.625	4.707	7.757	Encargos setoriais	18	—	—	54.356	59.842
Operações de trading	28	—	—	7.156	—	Indenização socioambiental	—	—	—	15.369	11.743
Outros créditos	—	—	—	3	5	Uso do bem público (UBP)	23	—	—	28.205	18.050
Total do ativo não circulante		1.898	4.625	10.030.596	9.477.426	Empréstimos	20	—	—	1.350.000	2.025.000
Investimentos	13	11.005.149	10.302.920	1.721.767	1.763.176	Financiamentos	21	—	—	372.909	423.483
Imobilizado	14	20.153	24.643	3.993.467	4.170.456	Debêntures	22	—	—	1.197.891	1.504.647
Intangível	15	18.102	2.660	8.458.784	7.713.333	Garantias bancárias	17	2.088	4.860	2.088	4.860
Total do ativo		11.583.575	11.981.927	28.569.586	29.071.468	Partes relacionadas	29	—	—	3.004.342	2.796.298
						Plano de aposentadoria	30	—	—	44.091	18.465
						Provisões para grandes reparos	19	—	—	1.389.292	1.639.478
						Provisões para riscos	25	—	—	214.753	201.303
						Receitas diferidas	—	—	—	2.342	3.747
						Operações de trading	28	—	—	6.780	—
						Outras obrigações	—	12.323	30.929	25.247	45.956
						Total do passivo não circulante		14.411	35.789	8.435.786	9.389.455
						Total do passivo		322.958	1.454.561	13.660.642	15.323.084
						Patrimônio líquido	31				
						Capital social	—	9.926.535	9.926.535	9.926.535	9.926.535
						Reserva legal	—	125.548	125.548	67.822	67.822
						Reserva de lucros	—	1.028.619	318.971	1.028.619	318.971
						Ajuste de avaliação patrimonial	—	179.915	214.038	179.915	214.038
						Total do patrimônio líquido		11.260.617	10.527.366	11.260.617	10.527.366
						Participação não controladores	—	—	—	3.648.327	3.221.018
						Patrimônio líquido consolidado		11.260.617	10.527.366	14.908.944	13.748.384
						Total do passivo e patrimônio líquido		11.583.575	11.981.927	28.569.586	29.071.468

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2020	2019	2020	2019
		Reapresentado nota (2.8)	Reapresentado nota (2.8)		
Receita operacional líquida	32	—	—	5.203.535	4.844.725
Custos operacionais					
Pessoal	—	—	—	(138.547)	(133.975)
Material	—	—	—	(24.076)	(25.245)
Serviços de terceiros	—	—	—	(109.976)	(105.817)
Energia comprada	33.1	—	—	(558.621)	(774.073)
Provisão para perdas não realizadas em operações de trading	—	—	—	(32.478)	—
Depreciação e amortização	—	—	—	(524.254)	(533.221)
Encargos de uso da rede elétrica	33.2	—	—	(313.266)	(289.951)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)	—	—	—	(73.678)	(79.021)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	—	—	—	(13.448)	(7.695)
Seguros	—	—	—	(18.435)	(19.179)
Aluguéis	—	—	—	(1.015)	(713)
Provisões para riscos	—	—	—	(17.997)	(32.391)
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	—	—	—	(1.344)	(11.957)
Recuperação de custos pela extensão da concessão do GSF	15	—	—	910.765	—
Outros	—	—	—	(5.697)	(3.712)
Resultado bruto		—	—	(922.067)	(2.016.950)
Despesas operacionais				4.281.468	2.827.775
Pessoal	(75.219)	(74.386)	(117.697)	(119.923)	
Material	(2.345)	(513)	(2.808)	(1.219)	
Serviços de terceiros	(27.102)	(20.714)	(52.969)	(44.701)	
Depreciação e amortização	(4.921)	(3.440)	(111.376)	(109.017)	
Seguros	(269)	(321)	(727)	(786)	
Aluguéis	(753)	(121)	(2.728)	(2.991)	
Provisões para riscos	—	—	436	(1.376)	
Compartilhamento de despesas	67.775	57.766	—	—	
Provisão para perda na alienação de bens	—	—	—	(23.537)	
Reversão parcial de provisão pela não recuperabilidade de ativos	15	—	—	43.483	—
Outras	(13.939)	9.144	(26.352)	(14.789)	
Resultado de participações societárias		(56.773)	(32.585)	(270.738)	(318.339)
Equivalência patrimonial	13	1.218.616	916.391	32.300	45.575
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		1.218.616	916.391	32.300	45.575
Resultado financeiro	34	1.161.843	883.806	4.043.030	2.555.011
Receitas	25.871	25.585	937.097	898.663	
Despesas	(33.437)	(46.669)	(2.468.470)	(1.695.436)	
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		(7.566)	(21.084)	(1.531.373)	(796.773)
Imposto de renda e contribuição social	35	1.154.277	862.722	2.511.657	1.758.238
Corrente	246	(2.079)	(574.903)	(437.722)	
Diferido	—	—	(154.340)	23.204	
Lucro líquido do período		1.154.523	860.643	1.782.414	1.343.720
Atribuível a					
Sócios controladores	—	—	1.154.523	860.643	
Sócios não controladores	—	—	627.891	483.077	
	—	—	1.782.414	1.343.720	
Lucro líquido básico e diluído por quota	34	0,11631	0,08670	—	—

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Controladora		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019
	1.154.523	860.643	1.782.414	1.343.720
Lucro líquido do exercício				
Outros resultados abrangentes do exercício	—	—	—	—
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	(16.266)	(11.843)	(25.832)	(18.465)
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	9.495	—	14.881	—
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido	1.909	565	3.171	880
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ganhos atuariais	(599)	(192)	(1.111)	(299)
	(5.461)	(11.470)	(8.891)	(17.884)
Resultado abrangente do exercício	1.149.062	849.173	1.773.523	1.325.836

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2020	2019	2020	2019
		Reapresentado	Reapresentado		
		nota (2.8)	nota (2.8)		
Fluxos de caixa das atividades operacionais					
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		1.154.277	862.722	2.511.657	1.758.238
Ajustes em:					
Depreciação e amortização		4.921	3.440	635.630	642.238
Equivalência patrimonial		(1.218.616)	(916.391)	(32.300)	(45.575)
Apropriação de juros sobre empréstimo	20.4	—	—	77.724	260.098
Apropriação de juros sobre financiamentos	21.5	—	—	31.300	41.044
Apropriação de juros sobre debêntures	22.3	—	—	65.418	88.044
Apropriação de juros sobre partes relacionadas	29.4.1	—	—	265.049	183.911
Recuperação de custos pela extensão da concessão do GSF	15.2	—	—	(910.765)	—
Resultados não realizados em operações de trading	28	—	—	(1.609)	—
Apropriação do ajuste a valor presente (UBP)	23.2	—	—	20.962	(9.288)
Amortização de custos de transação sobre financiamentos	21.5	—	—	280	279
Amortização de custos de transação de debêntures	22.3	—	—	1.581	3.430
Amortização ajuste a valor presente de provisão para grandes reparos	19.2	—	—	(869.183)	95.877
Atualização da provisão para grandes reparos	19.2	—	—	592.222	179.586
Variação monetária do ajuste a valor presente (UBP)	23.2	—	—	(9.486)	15.818
Variação monetária de indenização socioambiental	24.2	—	—	2.754	828
Variação monetária sobre provisão para riscos	25.2	—	—	42.323	15.421
Variação monetária sobre depósitos judiciais	—	—	—	(15.156)	(29.256)
Variações cambiais, líquidas, sobre partes relacionadas	29.4.1	—	—	1.027.438	140.351
Variação monetária TUSD-g	—	—	—	2.693	5.492
Variação monetária sobre debêntures	22.3	—	—	39.462	35.906
Variação monetária referente a liminar GSF	—	—	—	304.150	63.439
Provisão de juros e atualização monetária de ativos financeiros	9.3	—	—	(1.429.643)	(1.251.770)
Provisão de estimativa de crédito de liquidação duvidosa (PECLD)	—	—	—	1.344	11.957
Provisão para riscos	25.2	—	—	16.780	33.767
Atualização RBO	—	—	—	(1.782)	(2.722)
Reversão parcial de perda pela não recuperabilidade de ativos	—	—	—	(43.483)	—
Ganho na baixa do ativo imobilizado/intangível	—	—	—	16.768	6.659
Reversão atualização financeira pagamento da mais-valia	1.225	—	—	—	—
Baixas no ativo imobilizado e intangível	—	—	388	—	—
Variação nos ativos:					
Clientes	—	—	—	(854.183)	9.767
Repactuação do risco hidrológico	—	—	—	259	259
Despesas antecipadas	3.731	16.948	3.904	10.164	—
Depósito judicial	—	—	—	(3.747)	—
Aplicações financeiras vinculadas	—	—	—	11.134	39.474
Serviços em curso	—	—	—	(19.740)	(760)
Atualização monetária para contingências de desapropriações	—	—	—	—	1.925
Provisão/(reversão) para riscos de desapropriações	—	—	—	—	(715)
Ativo financeiro vinculado à concessão	—	—	—	1.013.456	986.435
Outros créditos	672	1.449	—	(38.697)	25.838
Partes relacionadas	(505)	(3.846)	—	—	—
Variação nos passivos					
Fornecedores	599	17.137	672.887	282.868	—
Encargos setoriais	—	—	21.424	7.531	—
Garantias bancárias a pagar	(4.015)	(9.050)	(4.015)	(9.050)	—
Provisões para grandes reparos	—	—	(244.177)	(535.311)	—
Partes relacionadas - Passivo	5	119	63	—	—
Salários, provisões e contribuições sociais	2.930	4.418	6.425	2.203	—
Provisão para riscos	—	—	(7.330)	135.535	—
Indenização socioambiental	—	—	581	(945)	—
Uso do bem público (UBP)	—	—	(2.642)	(2.501)	—
Receita diferida	—	—	(12.410)	(7.180)	—
Capitalização de juros sobre debêntures	—	—	37.510	41.238	—
Impostos, taxas e contribuições	1.745	31.494	(259.617)	(373.858)	—
Outras obrigações	(22.890)	—	(26.268)	(21.694)	—
Caixa (aplicado nas)/gerado pelas operações	(75.921)	8.828	2.636.945	2.834.995	—
Imposto de renda e contribuição social pagos	(2.110)	(570)	(260.841)	(222.562)	—
Juros pagos sobre empréstimos	20.4	—	—	(78.793)	(261.429)
Juros pagos sobre financiamentos	21.5	—	—	(31.548)	(39.585)
Juros pagos sobre debêntures	22.3	—	—	(100.452)	(123.641)
Pagamentos de variação monetária sobre debêntures	22.3	—	—	(28.691)	(26.140)
Juros pagos sobre partes relacionadas	29.4.1	—	—	(354.532)	(93.985)
Juros sobre capital próprio recebidos	12	140.871	434.173	12.396	(3.565)
Dividendos recebidos	11	178.846	716.141	51.512	41.410
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	241.686	1.158.572	1.845.996	2.105.498	—
Fluxos de caixa das atividades de investimentos	—	—	—	—	—
Adiantamento para futuro aumento de capital	—	32.472	—	—	32.472
Aplicações financeiras vinculadas	5.3	—	—	(9.538)	(37.171)
Aportes de capital	—	—	(134.415)	—	(125.415)
Baixa Mais-Valia de Direito de Concessão	15.244	—	—	—	—
Recebimento na venda de imobilizado/intangível	—	—	—	8.203	6.466
Adições no ativo imobilizado e intangível	(15.873)	(25.163)	(98.436)	(109.329)	—
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos	(629)	(127.106)	(99.771)	(232.976)	—
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos	—	—	—	—	—
Pagamentos de empréstimos	20.4	—	—	(675.000)	—
Pagamentos de financiamentos	21.5	—	—	(50.853)	(50.824)
Pagamentos de partes relacionadas	29.4.1	—	—	(917.600)	(229.487)
Pagamentos de debêntures	22.3	—	—	(299.992)	(159.675)
Pagamento de juros sobre capital próprio	—	(531.250)	(246.500)	(793.111)	(343.446)
Pagamento de dividendos	—	(921.083)	(305.500)	(1.289.747)	(565.389)
Fluxo de caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	(1.452.333)	(552.000)	(4.026.303)	(1.348.821)	—
(Redução)/Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	(1.211.276)	479.466	(2.280.078)	523.701	—
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	1.266.460	786.994	3.766.524	3.242.823	—
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	55.184	1.266.460	1.486.446	3.766.524	—
(Redução)/Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	(1.211.276)	479.466	(2.280.078)	523.701	—



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★continuação

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Capital social	Reservas Legal	Reservas Lucros	Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
	9.926.535	67.822	318.971	—	214.038	—	10.527.366	3.221.018	13.748.384
Saldo em 31 de dezembro de 2019									
Resultado abrangente do exercício									
Lucro líquido do exercício	—	—	—	1.154.523	—	—	1.154.523	627.891	1.782.414
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	—	—	—	—	(16.266)	(16.266)	(9.566)	(25.832)
Imposto de renda e contribuição social sobre projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	—	—	—	—	9.495	9.495	5.386	14.881
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido	—	—	—	—	—	1.909	1.909	1.262	3.171
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ganhos atuariais	—	—	—	(1.875)	—	1.276	(599)	(512)	(1.111)
Reclassificação dos ganhos atuariais líquidos - CPC 33 (R1)	—	—	—	—	3.185	(3.185)	—	—	—
	—	—	—	1.152.648	3.185	(6.771)	1.149.062	624.461	1.773.523
Reversão de pagamento baseado em ação	—	—	—	(1.730)	—	—	(1.730)	—	(1.730)
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	41.878	(41.878)	—	—	—	—
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	(11.341)	11.341	—	—	—	—
Contribuições e distribuições aos acionistas	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Reserva legal	—	57.726	—	(57.726)	—	—	—	—	—
Transferência entre reservas	—	—	810.148	(810.148)	—	—	—	—	—
Ajuste investimento	—	—	—	(129)	—	—	(129)	129	—
Dividendos intermediários	—	—	(100.500)	—	—	—	(100.500)	(31.482)	(131.982)
Dividendos propostos	—	—	—	(47.730)	—	—	(47.730)	(22.040)	(69.770)
Juros sobre capital próprio	—	—	—	(234.973)	—	—	(234.973)	(128.382)	(363.355)
Baixa imposto de renda e contribuição social diferidos	—	—	—	(30.749)	—	—	(30.749)	(15.377)	(46.126)
	—	57.726	709.648	(1.181.455)	—	—	(414.081)	(197.152)	(611.233)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	9.926.535	125.548	1.028.619	—	186.686	(6.771)	11.260.617	3.648.327	14.908.944
	Capital social	Reservas Legal	Reservas Lucros	Lucros acumulados	Ajuste de avaliação patrimonial	Patrimônio líquido da controladora	Participação dos não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado	
Saldo em 31 de dezembro de 2018	9.926.535	24.790	837.426	—	25	10.788.776	3.225.812	14.014.588	
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	(271.780)	271.780	—	—	—	
Saldo em 31 de dezembro de 2018 ajustado	9.926.535	24.790	837.426	(271.780)	271.805	10.788.776	3.225.812	14.014.588	
Resultado abrangente do exercício									
Lucro líquido do exercício	—	—	—	860.643	—	860.643	483.077	1.343.720	
Projeção a partir da revisão das premissas econômicas do plano de pensão	—	—	—	—	—	(11.843)	(11.843)	(6.622)	(18.465)
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido	—	—	—	—	—	373	373	208	581
	—	—	—	860.643	(11.470)	849.173	476.663	1.325.836	
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	46.297	(46.297)	—	—	—	—
Contribuições e distribuições aos acionistas	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Transferência entre reservas	—	43.032	302.128	(345.160)	—	—	—	—	—
Dividendos intermediários	—	—	(820.583)	—	—	(820.583)	(318.823)	(1.139.406)	
Dividendos propostos	—	—	—	—	—	—	(4.767)	(4.767)	
Juros sobre capital próprio	—	—	—	(290.000)	—	(290.000)	(157.867)	(447.867)	
Imposto diferido sobre a realização do ajuste de avaliação patrimonial	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	—	43.032	(518.455)	(635.160)	—	(1.110.583)	(481.457)	(1.592.040)	
Saldo em 31 de dezembro de 2019	9.926.535	67.822	318.971	—	214.038	10.527.366	3.221.018	13.748.384	

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Controladora	Consolidado		Controladora	Consolidado
	Nota	2020	2019	2020	2019
Receitas					
Venda de energia e outros serviços	32	—	—	4.334.397	4.175.952
Receita de ativos financeiros		—	—	1.433.205	1.251.771
Estimativa para créditos de liquidação duvidosa		—	—	(1.344)	(11.957)
		—	—	5.766.258	5.415.766
Insumos adquiridos de terceiros					
Energia comprada e encargos de uso da rede		—	—	(946.779)	(1.088.418)
Provisão para perdas não realizadas em operações de trading		—	—	(32.478)	—
Recuperação de custos pela extensão da concessão do GSF				910.765	—
Materiais e serviços de terceiros		(29.447)	(21.226)	(185.606)	(169.079)
Outros custos operacionais		62.112	50.597	(14.405)	(110.564)
		32.665	29.371	(268.503)	(1.368.061)
Valor adicionado bruto		32.665	29.371	5.497.755	4.047.705
Depreciação e amortização	14 e 15	(4.921)	(3.440)	(636.923)	(642.855)
Valor adicionado líquido produzido		27.744	25.931	4.860.832	3.404.850
Equivalência patrimonial	13	1.218.616	916.391	32.300	45.575
Outras receitas financeiras		353.316	381.911	1.030.533	990.340
Valor adicionado recebido em transferência		1.571.932	1.298.302	1.062.833	1.035.915
Valor adicionado total a distribuir		1.599.676	1.324.233	5.923.665	4.440.765
Distribuição do valor adicionado					
Pessoal					
Remuneração direta		33.727	34.281	126.158	130.932

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

1.1. Contexto operacional

A China Three Gorges Brasil Energia Ltda. (“Sociedade” ou “CTG Brasil”), também referida isoladamente ou em conjunto com suas Controladas como Grupo, é uma sociedade limitada, com sede na cidade de São Paulo. O Grupo controlado pela China Three Gorges Corporation (CTG), estatal chinesa estrategicamente posicionada no segmento de energia limpa, com presença mundial e foco na geração de energia hidrelétrica de grande porte.

O Grupo tem por objeto social participar em outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, como sócia ou acionista, notadamente sociedades cujo objeto seja promover, construir, instalar e explorar projetos de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos participar em fundos de investimentos.

Desde o início de suas operações, o Grupo vem focando sua entrada no mercado através de aquisição de participações societárias relevantes em usinas de geração de energia renovável, com destaque para hidrelétricas.

Em 31 de dezembro de 2020, o Grupo apresentou um capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 859.884, principalmente em virtude das transferências para o passivo circulante dos saldos da 4ª emissão de debêntures série 2, 5ª emissão de debêntures série 2 e 7ª emissão de debêntures série 2, com amortizações previstas para julho, maio e agosto de 2021 e das amortizações dos empréstimos *intercompany* e do empréstimo mantido junto ao Banco Mitsubishi. Acerca do refinanciamento dessas amortizações e recomposição do endividamento, a Administração optou pela postergação de captações para o exercício de 2021, em virtude das condições adversas do mercado financeiro no ano de 2020 em razão da pandemia.

Além disso, destaca-se, também, o impacto da atualização do passivo relativo a liminar do Fator de Ajuste da Garantia Física - *Generating Scaling Factor* (GSF) com base no Índice Geral de Preços do Mercado IGP-M que apresentou um comportamento totalmente atípico em 2020) somado à ajustes de correção monetária apresentados pela CCEE em virtude da proximidade da liquidação efetiva desse passivo. Ambos os fatores geraram uma atualização superior à remuneração financeira do caixa reservado e investido (cuja remuneração é atrelada ao depósito interfinanceiro - DI).

A Administração analisou toda informação disponível em seus fluxos de caixa projetados e concluiu que com captação de recursos efetuada no montante de R\$ 500 milhões (vide nota explicativa nº 40); contará com recursos suficientes decorrente da geração de caixa resultante de suas atividades operacionais, considerando, inclusive, o desembolso de caixa em relação às liminares do GSF e Garantia física, bem como, o recebimento de valores liquidados na CCEE e que não foram efetivamente coletados devido à inadimplência do setor.

A respeito da liminar do GSF, a expectativa de desembolso é de R\$ 987.015 no consolidado. Esses valores consideram os passivos relativos à liminar e, também, a inadimplência no ambiente da CCEE gerada em função de todo o processo de judicialização do GSF que se instalou no ambiente do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

1.2. Contratos de concessão/resoluções autorizativas Concessão

1.2.1. Direitos do Contrato de Concessão

Referem-se ao direito da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). A amortização é registrada com base no prazo final do contrato de concessão.

A parte remanescente da remuneração paga pelo contrato de concessão da Rio Paraná Energia S.A., foi registrada como um ativo intangível, uma vez que a empresa receberá parte da remuneração do mercado livre mediante capacidade de cobrar das empresas distribuidoras de energia e prestação de serviço pelo modelo de cotas.

1.2.2. Controladas

Abaixo temos os contratos de concessão/resoluções autorizativas das controladas:

Contrato de concessão/ Resolução	Usina	Tipo	UF	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão	Vencimento concessão
Autorizativa Aneel								
Nº 76/1999	Jurumirim	UHE	SP	Paranapanema	101,0	44,7	22/09/1999	21/09/2029
Nº 76/1999	Chavantes	UHE	SP/PR	Paranapanema	414,0	169,1	22/09/1999	21/09/2029
Nº 76/1999	Salto Grande	UHE	SP/PR	Paranapanema	73,8	52,3	22/09/1999	21/09/2029
Nº 76/1999	Capivara	UHE	SP/PR	Paranapanema	643,0	329,1	22/09/1999	21/09/2029
Nº 76/1999	Taquaruçu	UHE	SP/PR	Paranapanema	525,0	195,6	22/09/1999	21/09/2029
Nº 76/1999	Rosana	UHE	SP/PR	Paranapanema	354,0	173,9	22/09/1999	21/09/2029
Nº 183/1998	Canoas I	UHE	SP/PR	Paranapanema	82,5	54,2	30/07/1998	29/07/2033
Nº 183/1998	Canoas II	UHE	SP/PR	Paranapanema	72,0	45,6	30/07/1998	29/07/2033
Nº 549/2002	Retiro	PCH	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	09/10/2032
Nº 706/2002	Palmeiras	PCH	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	17/12/2032
Nº 03/2010	Garibaldi	UHE	SC	Canoas	191,9	86,3	14/12/2010	19/07/2046
Nº 90/2002	Salto	UHE	GO	Verde	116,0	66,1	11/12/2002	07/04/2039
Nº 01/2016	Jupiaí	UHE	SP/MS	Paraná	1.551,2	889,2	05/01/2016	02/07/2046
Nº 01/2016	Ilha Solteira	UHE	SP/MS	Paraná	3.444,0	1.731,5	05/01/2016	02/07/2046
					7.600,9	3.853,8		

1.3. Ação ordinária - Generation Scaling Factor - Fator de Ajuste da Garantia Física - (GSF)

A severa crise hidrológica ocorrida no início desta década causou a redução dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas e elevou o despacho das usinas termoeletricas ao máximo. Em consequência disso, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) atingiu seu teto nos anos de 2014, 2015, 2017 e 2018, elevando a exposição das geradoras de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), em decorrência do GSF.

Em 2015, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine) ajuizou ação para expurgar do cálculo do GSF todos os riscos não hidrológicos no que tange: despacho fora da ordem de mérito, importação de energia e redução da carga das distribuidoras.

A liminar concedida limitou a exposição da Controlada e de outros geradores ao GSF em 100%, sendo parcialmente revogada em outubro de 2018 - decisão que manteve em suspenso o pagamento dos valores de GSF retidos nas liquidações financeiras da CCEE entre o período maio de 2015 a janeiro de 2018, mas que retirou a proteção de suspensão de pagamentos de GSF a partir de fevereiro de 2018. Os valores em discussão anteriores a fevereiro de 2018 estão contabilizados na conta de fornecedores conforme nota explicativa 16.

Em 13 de agosto de 2020 foi votado o Projeto de Lei (PL) 3.975/2019, convertido na Lei de nº 14.052, de 09 de setembro de 2020. O texto votado apresenta diretrizes sobre a compensação, mediante a prorrogação dos prazos dos contratos de concessão aos titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE pela parte não correspondente ao risco hidrológico, decorrentes:

- de restrições ao escoamento de energia das usinas hidrelétricas estruturantes em função do atraso na entrada em operação de instalações de transmissão;
- da diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização das usinas hidrelétricas estruturantes e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao Sistema Interligado Nacional - SIN; e



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>

**CTG Brasil****China Three Gorges Brasil Energia Ltda.**

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

iii. de geração termelétrica despachada fora da ordem de mérito.

Para ter o direito à compensação, mediante a prorrogação dos prazos dos contratos de concessão contida na Lei 14.052/2020, os agentes terão de renunciar à disputa judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE e renunciar a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a referida ação.

No início de setembro a Aneel divulgou resultado prévio do ressarcimento devido aos geradores, com base na primeira minuta de Resolução Normativa. Já em dezembro, a Aneel divulgou o resultado da Consulta Pública (CP) 056/20 - Resolução Normativa nº 895/2020, com a metodologia de cálculo da compensação devida aos agentes geradores participantes do MRE atualizada após a consideração das contribuições.

Segundo a normatização, além da desistência da ação judicial, os agentes automaticamente também deverão quitar eventuais débitos dessas liminares junto à CCEE.

Atualmente, a CCEE está trabalhando nos cálculos de extensão dos agentes elegíveis.

1.3.1. Controladas - Rio Parapanema Energia S.A., Rio Sapucaí-Mirim Energia S.A., Rio Verde Energia S.A. e Rio Canoas Energia S.A.

Em 30 de dezembro de 2020, o Conselho de Administração autorizou as controladas a aderirem ao acordo com a Aneel e desistirem das ações judiciais necessárias para a celebração do acordo e, permitindo os diretores e representantes a tomarem as providências necessárias. Para tanto, dentro da melhor estimativa disponível na data, o montante apurado foi de R\$ 910.765 (R\$ 838.918 para a Rio Parapanema, R\$ 10.327 para a Rio Sapucaí-Mirim, R\$ 49.637 para a Rio Verde e R\$ 11.883 para a Rio Canoas).

Para mais detalhes vide nota explicativa nº 15 que trata do reconhecimento desse direito de extensão do prazo de concessão no ativo intangível, nota explicativa nº 16 e 25, que demonstra os valores provisionados referentes à liminar do GSF.

1.3.2. Controlada - Rio Paraná Energia S.A.

Ao tempo em que efetuava consulta pública, a CCEE efetuou divulgação de dados preliminares referentes à extensão dos contratos de concessão. Nessa divulgação preliminar não constaram os dados das usinas cotistas, como é o caso da Companhia, que apenas teve o direito confirmado após a consulta pública e a regulamentação final da Aneel para, em seguida, encaminhar regulamentação para a CCEE providenciar os cálculos. Uma vez que a determinação dos valores para as usinas cotistas envolve informações fora do controle da Companhia, não foi possível estimar, com razoável segurança, os valores relativos à Companhia para submeter à aprovação do Conselho de Administração, ainda no exercício de 2020. O processamento das informações e sua divulgação ocorreu em 2021, conforme nota explicativa nº 40.3 que trata de eventos subsequentes.

1.4. Revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas

1.4.1. Controlada - Rio Parapanema Energia S.A.

Em 4 de maio de 2017 foi publicada a Portaria nº 178/2017 que definiu os novos valores de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, válidos a partir de 1º de janeiro de 2018. Desta forma, a partir desta data, houve uma redução de aproximadamente 5% da garantia física da Rio Parapanema Energia S.A. em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017.

Em 2 de fevereiro de 2018, a Rio Parapanema Energia ajuizou duas ações perante a Justiça Federal do Distrito Federal em face da União Federal, com pedido de liminar para suspender a aplicação da Portaria nº 178/2017 e para questionar os parâmetros de garantia física. Em ambas as ações, as liminares não foram concedidas em primeira instância.

Em 6 de abril de 2018, a Rio Parapanema obteve a liminar para afastar a aplicabilidade da Portaria nº 178/2017 em relação às UHEs Chavantes, Capivara, Taquaruçu e Rosana e no dia 25 de abril de 2018, o Grupo obteve a liminar suspendendo os efeitos da Portaria MME nº 178/2017 em relação às UHEs Canoas I e II na parcela que ultrapassa o percentual de 10% (dez por cento) de redução de garantia física sobre o valor base estabelecido para o ano de 2000 no Primeiro Termo Aditivo ao contrato de Concessão nº 183/1998. Porém, em 10 de abril de 2019, foi publicada sentença que anula os pedidos referentes à liminar obtida para as usinas Canoas I e Canoas II.

Em 24 de junho de 2019, com a publicação do Despacho Aneel nº 1.733, houve o incremento de 1,9 MWm da garantia física da UHE Capivara, devido à homologação dos novos parâmetros de potência instalada e rendimento nominal da turbina da Unidade Geradora nº 2, resultado da conclusão do processo de retenção desta unidade. Como resultado da revisão extraordinária, a nova garantia física total da UHE Capivara passou a ser de 329,1 MWm (anteriormente 327,2 MWm), conforme estabelecido na Portaria nº 178/2017.

Em 30 de setembro de 2019 foi publicada sentença de primeiro grau julgando improcedente o pedido da inicial, da qual se apelou, obtendo-se, em 18 de dezembro de 2019, deferimento do pedido cautelar de antecipação de tutela recursal para suspender os efeitos da Portaria MME nº 178/2017 no ponto em que reduziu o valor das garantias físicas das Usinas Hidrelétricas de Capivara, Chavantes, Taquaruçu e Rosana.

No mês de setembro de 2019 foram abertas duas Consultas Públicas do MME - nº 82, com prazo de contribuições entre 05 a 20 de setembro - que lançou minuta de Portaria com o objetivo de propor novos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e Indisponibilidade Programada (IP) de Usinas Hidrelétricas e a Consulta Pública nº 85, com o objetivo de obter contribuições dos agentes do setor elétrico acerca da proposta de medidas de curto prazo, bem como cronograma de execução, voltadas à realização da revisão das garantias físicas de energia de usinas despachadas centralizadamente. A CTG trabalhou para o envio de contribuições técnicas, em conjunto com associações de classe e individualmente, no âmbito desta Consulta.

Em 16 de dezembro de 2020 foi proferida decisão judicial em sede de apelação que confirmou e estabilizou o efeito da liminar a Rio Parapanema no sentido de não se aplicar os efeitos da Portaria nº 178/17.

O quadro da nota explicativa nº 1.2 demonstra a atual posição das garantias físicas e a nota explicativa nº 16, que demonstra os valores provisionados referentes à essa discussão.

1.4.2. Controlada - Rio Paraná Energia S.A.

Em 10 de dezembro de 2019 foi publicada a Portaria MME nº 352/2019 que definiu novos valores de garantia física para a UHE Jupia em decorrência de pedido de revisão extraordinária de garantia física realizado pela Rio Paraná em 2018. De acordo com a Portaria, a UHE Jupia auferirá um ganho de 18,3MWmed.

O acréscimo de garantia física ocorrerá à medida que as 14 (catorze) máquinas entrarem em operação após a modernização (conforme nota explicativa nº 19) mediante realização de ensaios que comprovem a efetiva modernização da usina e emissão de ato da Aneel (com homologação as características técnicas empregadas no cálculo dos montantes de GF definidas na Portaria).

O Despacho nº 2.481 da Aneel de agosto de 2020 homologou os rendimentos das UGs 2 e 6 da UHE Jupia após a entrada em operação dessas duas unidades geradoras.

1.5. Extensão do termo final da concessão

1.5.1. Controlada - Rio Verde Energia S.A.

Em 10 de dezembro de 2020 foi assinado o 5º Termo Aditivo da Rio Verde Energia S.A. que formalizou a extensão de 483 (quatrocentos e oitenta e três) dias da concessão da UHE Salto concedida através da Resolução Autorizativa nº 8.410/19. A referida extensão foi concedida pela Agência em razão de reconhecimento exclusão de responsabilidade em razão da não emissão de Licenças Ambientais dentro do prazo necessárias à implantação do projeto, os efeitos contábeis nessa data-base se referem a constituição de UBP pelo período da extensão. Para mais detalhes (vide nota explicativa nº 23).

1.6. Marco legal do setor elétrico

Em 2017 o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou as Consultas Públicas nº 032 e nº 033, que visam à reorganização do setor elétrico brasileiro colocando em discussão as propostas para temas como abertura do mercado livre, separação de lastro e energia, administração da sobra de contratação involuntária, racionalização de subsídios, desotização e privatização de concessionárias de geração.

A Medida Provisória nº 998 publicada em setembro de 2020 foi aprovada em forma de lei de conversão pela Câmara dos Deputados em 17 de dezembro. Com o recesso parlamentar, a expectativa é que ela seja votada pelo Senado próximo ao seu prazo de validade, que é dia 09 de fevereiro. Dentre os temas aprovados, estão a transferência de 30% dos recursos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética para a Conta de Desenvolvimento (CDE) entre os anos de 2021 e 2025, estando preservadas as verbas comprometidas para projetos contratados ou iniciados.

A implantação do Preço de Energia Horário ocorreu em duas fases: A primeira etapa da implantação ocorreu em 2020 na programação e operação do Operador Nacional do Sistema - ONS para realizar a programação de operação do sistema, enquanto apenas em 2021 foi implantado o PLD Horário pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE na contabilização do Mercado de Curto Prazo.

O Projeto de Lei 232/2016 foi remetido à Câmara dos Deputados em 10 de fevereiro de 2021 sob o nº PL 414/2021 para iniciar uma nova fase de tramitação. Tendo em vista a regulamentação de algumas matérias contidas no texto Original do PLS 232 como o encerramento dos subsídios para novos empreendimentos de energia solar, eólica e biomassa pela MP 998/2020 - convertida em Lei em 04 de fevereiro de 2021, o projeto, que trata de temas relacionados à modernização do setor deverá ser revisto e readaptado ao momento atual do setor elétrico.

1.7. COVID-19

1.7.1. Impactos causados pela pandemia e medidas adotadas pela Companhia

O Grupo se organizou para proteger seus colaboradores e minimizar os impactos negativos nas suas atividades. Montou o Comitê Executivo Multidisciplinar para acompanhar as questões e protocolou na Aneel o Plano de Contingência Operacional para os Centro de Operação da Geração (COGs) e Usinas da CTG Brasil - COVID-19, entre outras ações.

Para suas atividades administrativas adotou trabalho remoto e na área de operação e manutenção (O&M) das Usinas, tomou medidas para a redução máxima da circulação de pessoas pelas instalações, através da implantação do isolamento dos times, em turnos e em áreas específicas, garantindo assim a segurança de seus colaboradores, a regularidade da operação e o atendimento às recomendações das autoridades de vigilância sanitária.

Esforços também foram direcionados na gestão feita pelas áreas Comercial e Financeira junto à carteira de clientes, que resultaram em poucos e pontuais acordos, estruturados de forma a evitar perdas financeiras, cujo resultado foi alcançado com sucesso até o momento. Da mesma forma, acompanhou a evolução dos contratos com seus principais fornecedores, assegurando que as obrigações contratuais seguissem sendo cumpridas, sem interrupções ou descontinuidade relevantes observadas.

Principalmente pela atividade do Grupo ser essencial para o funcionamento da economia e assistência à pandemia, não houve impactos relevantes ao desempenho de suas operações e nem em seus fluxos de caixa. Como contribuição à sociedade, foram investidos tempo de suas equipes e recursos financeiros, na viabilização das ações de prevenção e controle da proliferação do vírus. A retração da atividade econômicas no mercado Nacional foi minimizada pela estratégia de sazonalização e gestão do balanço energético do Grupo. Já a trajetória de fortes oscilações em diversos índices no mercado financeiro demandaram grande esforço da Administração para minimizar seus impactos, principalmente no que diz respeito a desvalorização do Real em relação ao Dólar, em razão da dívida mantida na moeda estrangeira, (pela controlada Rio Paraná).

Embora os resultados sejam positivos até o momento, os riscos em decorrência da pandemia permanecem incertos e sem mensuração segura, inclusive, existe a exposição a eventuais restrições legais e de mercado que podem ser impostas pelo Governo e reguladores. Assim, não é possível assegurar que não haverá impactos futuros nas operações enquanto a pandemia perdurar.

1.7.2. Determinações regulatórias

Em decorrência da pandemia e seus impactos sobre o setor elétrico foi publicada a Medida Provisória nº 950/2020 regulamentada pelo Decreto 10.350/2020 que viabilizou ações para prover recursos para mitigação dos impactos da redução das atividades através da criação da Conta-Covid. Os critérios e procedimentos para gestão da Conta-Covid foram discutidos sob a forma de Consulta Pública no âmbito da Aneel e regulamentados pela Resolução Normativa nº 885/2020.

A medida autoriza a CCEE a realizar empréstimos bancários para cobrir deficits ou antecipar receitas das distribuidoras de energia referentes às competências de abril a dezembro de 2020, no limite de R\$16,1 bilhões, diluindo o impacto financeiro causado pela pandemia em 60 meses, prazo ajustado para o pagamento do empréstimo pelas distribuidoras às instituições financeiras.

São esperados outros desdobramentos dos efeitos da pandemia no Setor que ultrapassam a esfera das concessionárias de distribuição, mas não completamente conhecidos no momento. Dessa forma, a Aneel emitiu o Ofício Circular nº 006/2020, no sentido de uniformizar a análise dos pleitos relacionados a excludente de responsabilidade nos casos de atraso no cronograma de implantação dos empreendimentos de geração. Com a conversão da MP em lei, 30% dos recursos que inicialmente o Grupo teria disponível para investimentos em P&D (30% dos 0,4% sobre a receita operacional líquida) será direcionado no período que compreende os anos de 2021 à 2025 para financiamento da “Conta-Covid”.

1.8. Instrumento particular de compensação e quitação mútua

Em 10 de julho de 2020 foi celebrado acordo entre a CTG Brasil e a TPI - Triunfo Participações e Investimentos S.A., onde as partes abrem mão das cláusulas contingentes previstas no contrato de compra e venda.

Para a CTG Brasil, tal acordo produziu efeitos em seus registros, no que diz respeito a perda nos recebíveis, em sua controlada CTG Negócios de Energia de R\$10.302, e da redução da mais-valia em seu ativo no montante de R\$ 15.245, em razão do pagamento pelo aumento da garantia física na usina de Garibaldi de sua controlada Rio Canoas.

1.9. Companhias controladas

1.9.1. Rio Paraná Energia S.A.

A Sociedade detém 66,67% da Controlada Rio Paraná Energia S.A. (“Rio Paraná”), uma sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, que possui o contrato de concessão nº 01/2016 firmado com o Ministério de Minas e Energia - MME, com prazo de 30 anos, contados a partir de 01 de julho de 2016, advindo do leilão E-1/E-2 nº 12/2015, realizado para outorga da concessão mediante a contratação de serviço de geração de energia elétrica, pelo menor valor do somatório do custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e do Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO), os quais compõe sua remuneração, denominada de Receita Anual de Geração - RAG.

O contrato de concessão regula a concessão de energia elétrica da Usina Hidrelétrica Jupia e da Usina Hidrelétrica Ilha Solteira. O valor pago pela bonificação pela Outorga (BO) dos dois lotes foi de R\$ 13.803.752.

1.9.1.1. Rio Paraná Eclusas S.A.

A Controlada Rio Paraná Energia S.A. detém 100% (cem por cento) do capital social da Rio Paraná Eclusas S.A. (“Paraná Eclusas”), que é uma sociedade anônima de capital fechado e tem como objeto social a operação e manutenção da Eclusa de Jupia, a prestação de serviços relacionados à operação da Eclusa de Jupia, bem como a prestação de serviços de apoio técnico, operacional, administrativo e financeiro, especialmente a sociedades controladas e coligadas; e participação em outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, como sócia ou acionista.

1.9.2. Rio Verde Energia S.A.

A Controlada Rio Verde Energia S.A. (“Rio Verde”) é uma sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade de Curitiba, Estado do Paraná. Na condição de produtora independente de energia elétrica tem por objeto social a implantação, a produção, a comercialização de energia elétrica e a instalação da linha de transmissão de interesse restrito à central geradora de energia elétrica, mediante concessão para exploração do potencial energético denominado Usina Hidrelétrica Salto (“UHE Salto” ou “Usina”), localizada no Rio Verde, nos municípios de Itarumã e Caçu, no Estado de Goiás, com potência instalada de 116MW e energia assegurada de 66,1MWm.

Foi objeto do leilão nº 001/2002 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que originou o Contrato de Concessão nº 090/2002 - Aneel, com prazo de 35 anos, contados a partir de 11 de dezembro de 2002 (término da concessão em 11 dezembro de 2037), podendo ser prorrogado mediante o cumprimento, pela Rio Verde, das condições estabelecidas pelo contrato de concessão. Com assinatura do 5º termo do aditivo do contrato de concessão o término da concessão passou a ser de 07 de abril de 2039.

1.9.3. Rio Canoas Energia S.A.

A Controlada Rio Canoas S.A. (“Rio Canoas”), é uma sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade de Curitiba, Estado do Paraná. Na condição de produtora independente de energia elétrica tem por objeto social a implantação, a produção, a comercialização de energia elétrica e a instalação da linha de transmissão de interesse restrito à central geradora de energia elétrica, mediante concessão para exploração do potencial energético denominado Usina Hidrelétrica Garibaldi (“UHE Garibaldi”), localizado no Rio Canoas, nos municípios de Cerro Negro e Abdon Batista, no estado de Santa Catarina, com potência instalada de 191,9MW e energia assegurada de 86,3MWm.

Foi objeto do leilão A-5 nº 03/2010 da Aneel, que originou o contrato de concessão nº 003/2010 - Aneel, com prazo de 35 anos, contados a partir de 14 de dezembro de 2010 (término da concessão em dezembro de 2045), na qual a Resolução Autorizativa Aneel nº 6087, de 18 de outubro de 2016, Processo 48500.000269/2016-57, alterou o termo final da outorga de concessão da UHE Garibaldi, cadastrada sob o Código Único de Empreendimento de Geração (CEG) UHE. PH.SC.030415-8-01, para 19 de julho de 2046, podendo ser prorrogado mediante o cumprimento, pela Rio Canoas, das condições estabelecidas pelo contrato de concessão. Conforme Portaria nº 387, de 19 de dezembro de 2017, da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia, definiu o novo montante da garantia física de energia da UHE Garibaldi, que passou de 83,1MW médio para 86,3MW médio, com o acréscimo de 3,2MW médio de garantia física. Com isso, passou da potência instalada de 189,0MW para 191,9MW.

1.9.4. CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.

A CTG Brasil Negócios de Energia Ltda., (“CTGBNE” ou “Sociedade”) é uma sociedade limitada, com sede na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, localizada na Rua Funchal, nº 418, conjunto 2.901, sala 01, Vila Olímpia, CEP 04551-060 e foi constituída em 29 de junho de 2011, na condição de comercializadora de energia elétrica.

A Sociedade tem por objeto social a comercialização de energia elétrica, prestação de serviços de consultoria técnica e consultiva, participar na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, bem como em qualquer outra entidade, associação ou organismo associado à comercialização de energia elétrica, participar em outras companhias como quotistas ou acionistas.

1.9.5. CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.

A Controlada CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda., (“CTG Serviços”) é uma sociedade limitada com sede na cidade de Curitiba - PR. Na condição de prestadora de serviços de administração em geral, tem por objeto social a gestão de recursos financeiros, gestão de bens mobiliários, gestão contábil, apoio operacional e apoio administrativo para implantação, organização e funcionamento de empresas comerciais ou de outras naturezas.

1.9.6. Rio Parapanema Participações S.A.

A Parapanema Participações foi constituída com o objetivo principal de atuar como *holding*, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de geração de energia elétrica, além de participar de licitações e/ou leilões de transferência de participação acionária de sociedades do setor de energia elétrica, obtendo as correspondentes concessões, permissões ou autorizações, podendo, para tanto, desenvolver qualquer das seguintes atividades: estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção e transformação de energia, especialmente elétrica, as quais são regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel, vinculada ao MME.

1.9.6.1. Rio Parapanema Energia S.A.

A Controlada Rio Parapanema Energia S.A. (“Rio Parapanema Energia”), é uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de uso de bem público, na condição de produtora independente, com sede em São Paulo, tem como atividades principais a geração e a comercialização de energia elétrica, tem a capacidade instalada em operação de 2.265,2 MW, composta pelos seguintes parques geradores em operação no Estado de São Paulo: Usina Hidrelétrica (UHE) Capivara, UHE Chavantes, UHE Jurumirim, UHE Salto Grande, UHE Taquaruçu e UHE Rosana e 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e Canoas II. A capacidade instalada da Controlada indireta Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda. (“Sapucaí-Mirim”) é de 32,5 MW, composta pelas PCH Retiro e PCH Palmeiras, localizadas no Rio Sapucaí, nos Municípios de Guará e São Joaquim da Barra, ambas no Estado de São Paulo.

1.9.6.2. CTG Brasil Trading Ltda.

A CTG Brasil Trading Ltda., (“CTG Brasil Trading Ltda.”), é uma sociedade limitada, estabelecida e domiciliada no Brasil, com sede na cidade de São Paulo - SP. Esteve com suas atividades operacionais paralisadas desde 2013, quando foi desligada da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), até setembro de 2020, quando teve seus registros reativados na Aneel segundo despacho 2.371/2020 e na CCEE através da reunião 048/2020. Nos termos de seu contrato social, tem como atividades principais a comercialização de energia a consumidores livres; a prestação de serviços necessários ou correlatos às atividades de comercialização e importação de energia no âmbito do setor elétrico brasileiro e/ou de outros países.

A Sociedade ingressou, em outubro de 2020, no mercado de trading de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de uma política que considera limites de riscos preestabelecidos. Tais operações são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de combinar operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

1.9.6.3. Sapucaí-Mirim Ltda.

A Controlada Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda. (“Rio Sapucaí-Mirim”) é uma sociedade limitada, estabelecida e domiciliada no Brasil, com sede na cidade de São Paulo - SP e tem como atividades principais a construção e exploração, como produtor independente, do aproveitamento hidrelétrico da Pequena Central Hidrelétrica (“PCH”) Retiro e PCH Palmeiras, as quais são autorizadas, regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

1.10. Participações societárias

1.10.1. Participação acionária em empresas controladas em conjunto com a EDP - Energias do Brasil

O Grupo possui participações nos empreendimentos descritos a seguir, controlados em conjunto a partir de acordos de acionistas, nos percentuais descritos na nota explicativa nº 13.

1.10.1.1. Companhia Energética do Jari (CEJA)

A Companhia Energética do Jari (“CEJA”), sociedade anônima de capital fechado, com sede no município de São Paulo, Estado de São Paulo, tem por objeto as atividades de geração, transmissão e a comercialização de energia elétrica de qualquer origem e natureza.

A CEJA possui, desde 2011, 100% da participação acionária da ECE Participações S.A., sendo esta detentora da concessão da Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari (UHE Jari), por meio do contrato de concessão nº 04/2002, celebrado junto à Aneel, cuja vigência se encerrará em 2044.

A UHE Jari, localizada em Almeirim e Laranjal do Jari, na divisa dos estados do Pará e Amapá, possui 392,95MW de capacidade instalada com 217,7 MWm de energia assegurada, e entrou em operação comercial em 2014 - inicialmente previsto para 2015.

1.10.1.2. Cachoeira Caldeirão S.A.

A Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. (“Cachoeira Caldeirão”), é uma sociedade anônima de capital fechado, com sede no município de Ferreira Gomes, no estado do Amapá, tem como objeto social a realização de estudos, projetos, construção, instalação, implantação, operação comercial, manutenção, a exploração do potencial da Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão (UHE Cachoeira Caldeirão), a comercialização da energia gerada por esse empreendimento, bem como a realização de quaisquer outros serviços afins ou complementares relacionados ao seu objeto social. A Cachoeira Caldeirão poderá ainda participar de outras empresas, negócios e empreendimentos voltados à atividade energética.

É detentora da concessão da UHE Cachoeira Caldeirão, que possui 219 MW de capacidade instalada, com 129,7 MWm de energia assegurada e tem seu contrato de concessão vigente até 2044.



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1.10.1.3. Empresa de Energia São Manoel S.A.
A Empresa de Energia São Manoel S.A. (“São Manoel”), uma sociedade anônima de capital fechado com sede no município do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro, tem como objeto social planejar, construir, operar, manter e explorar as instalações da Usina Hidrelétrica São Manoel (UHE São Manoel), no rio Teles Pires, e executar outras atividades correlatas ao seu objeto social.
A usina hidrelétrica possui 700 MW de capacidade instalada, com 424,5 MWh de energia assegurada, está localizada na divisa dos estados do Pará e Mato Grosso e tem seu contrato de concessão com vigência até 2049.

1.10.2. Participação acionária em empresas controladas em conjunto com a EDP Renováveis do Brasil (EDPR)
A CTG Brasil adquiriu, pelo valor total de R\$ 277.085, a participação acionária representativa de 49% do capital social das seguintes empresas controladas pela EDP Renováveis do Brasil (denominada Companhia EDPR): Cenaeel, Elebrás, Baixa do Feijão I, Baixa do Feijão II, Baixa do Feijão III e Baixa do Feijão IV; JAU e Aventura I. A Companhia EDPR, por meio do acordo de acionistas entre as partes, manteve o controle das investidas, bem como dados da capacidade instalada (MW) e data de entrada em operação. Essas empresas são centrais eólicas, de capital fechado, que têm como objeto social a realização de estudos, projetos, construção, instalação, implantação, operação comercial, manutenção, e comercialização de energia eólica gerada pelo correspondente empreendimento.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1. Aprovação das demonstrações financeiras
As reemissões dessas demonstrações financeiras foram autorizadas pelo Conselho de Administração do Grupo em 23 de agosto de 2022.

2.2. Base de preparação e mensuração
As demonstrações financeiras individuais e consolidadas do Grupo foram preparadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.
As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs), os quais foram aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC), incluindo também as normas complementares emitidas pela CVM.
A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar.
As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pelas obrigações com entidade de previdência privada, intangível recuperação de custos pela extensão do GSF e pela valorização de certos instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo, bem como pela avaliação de ativos imobilizados ao seu custo atribuído (“deemed cost”), na data de transição para as práticas contábeis adotadas no Brasil alinhadas às IFRS em janeiro de 2009 e pelos ativos adquiridos na combinação de negócios, que foram mensurados inicialmente a valor justo na data de aquisição.
O Grupo considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração das suas demonstrações financeiras. Desta forma, as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela Administração do Grupo na sua gestão.
A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e o exercício de julgamento por parte do Grupo no processo de aplicação das suas políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras individuais, estão divulgadas na nota explicativa nº 3.

2.3. Moeda funcional e moeda de preparação
As demonstrações financeiras individuais e consolidadas, estão apresentadas em reais, moeda funcional utilizada pelo Grupo.

2.4. Continuidade operacional
A Administração avaliou a capacidade do Grupo em continuar operando normalmente e concluiu que possui recursos para dar continuidade aos seus negócios no futuro, nos termos descritos na nota explicativa nº 1.1. Assim, conforme CPC 26 - Apresentação das demonstrações contábeis, estas demonstrações financeiras foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

2.5. Uso de estimativas e julgamentos contábeis críticos
A elaboração das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações financeiras. As premissas utilizadas são baseadas em informações disponíveis na data da preparação das demonstrações financeiras, além da experiência de eventos passados e/ou correntes, considerando ainda pressupostos relativos a eventos futuros. Essas estimativas são revisadas periodicamente e seus resultados podem diferir dos valores inicialmente estimados.
As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- i. Imposto de renda e contribuição social diferidos (nota explicativa nº 7);
- ii. Vida útil de ativos de longa duração e *impairment* (nota explicativa nº 14 e 15);
- iii. Valor do ativo relacionado à prorrogação dos prazos dos contratos de concessão decorrente do acordo relacionado ao GSF (nota explicativa nº 15);
- iv. Provisões e passivos contingentes (nota explicativa nº 25);
- v. Variação da curva de preço da Trading (nota explicativa nº 28);
- vi. Ativo financeiro vinculado a concessão (nota explicativa nº 9).

2.6. Informações por segmento
Um segmento de negócio é um componente identificável da companhia, que se destina a fornecer um produto ou um serviço individual ou um grupo de produtos ou serviços relacionados, e que esteja sujeito a riscos e benefícios que sejam diferenciáveis dos demais segmentos de negócio.
Em 2020, o Grupo ingressou e iniciou operações de trading de energia elétrica, embora não no sentido de ser um segmento em separado.

2.7. Base de Consolidação
Nas demonstrações financeiras da Controladora os investimentos nas empresas controladas possuem seu valor contábil aumentado ou diminuído pelo reconhecimento da participação da investidora no lucro, no prejuízo e em outros resultados abrangentes gerados pelas investidas, após a aquisição.
As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.
Controladas são todas as entidades nas quais o Grupo tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais, acompanhada de uma participação maior que a metade dos direitos a voto (capital votante). Nas demonstrações financeiras consolidadas, as Controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Grupo. A consolidação é interrompida a partir da data em que o controle termina.
Os principais procedimentos para a consolidação foram a eliminação de investimentos da Controladora nas suas controlada; eliminação dos saldos das contas entre a Controladora e as suas controladas, bem como das contas mantidas entre essas controladas e destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais, nas demonstrações do resultado e nas demonstrações dos resultados abrangentes.
Também, as transações entre as entidades controladas e os ganhos não realizados em transações entre empresas são eliminados. Os prejuízos não realizados também são eliminados, a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido. As políticas contábeis das Controladas são alteradas quando necessário para assegurar a consistência com as políticas adotadas pelo Grupo.
A posição dos investimentos em Controladas em 31 de dezembro de 2020 está descrita na nota explicativa nº 13.

2.7.1. Demonstrações financeiras consolidadas
Controladas são todas as entidades nas quais o Grupo tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais, acompanhada de uma participação maior que a metade dos direitos a voto (capital votante). Nas demonstrações financeiras consolidadas, as Controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Grupo. A consolidação é interrompida a partir da data em que o controle termina.
Os principais procedimentos para a consolidação foram a eliminação de investimentos da Controladora nas suas controlada; eliminação dos saldos das contas entre a Controladora e as suas controladas, bem como das contas mantidas entre essas controladas e destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais, nas demonstrações do resultado e nas demonstrações dos resultados abrangentes.
Também, as transações entre as entidades controladas e os ganhos não realizados em transações entre empresas são eliminados. Os prejuízos não realizados também são eliminados, a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido. As políticas contábeis das Controladas são alteradas quando necessário para assegurar a consistência com as políticas adotadas pelo Grupo.
A posição dos investimentos em Controladas em 31 de dezembro de 2020 está descrita na nota explicativa nº 13.

2.8. Reemissão e representação das cifras comparativas
A Companhia está representando suas demonstrações financeiras originalmente autorizadas pelo Conselho de Administração e emitidas em 25 de março de 2021, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, para incluir divulgações adicionais requeridas às companhias abertas, como descrito a seguir: (i) apresentação da demonstração do valor adicionado - DVA; (ii) apresentação de nota explicativa sobre segmento de negócio; Adicionalmente, para uma melhor apresentação das informações publicadas na Controladora do Grupo, a expectativa de rentabilidade futura (ágio) e mais-valia do direito de concessão relacionados a investidas adquiridas em anos anteriores foram reclassificados da linha de Intangível para Investimentos, bem como as respectivas amortizações desses ativos e vida útil definida das linhas de “Depreciação e Amortização” para “Equivalência Patrimonial” na Demonstração de Resultado.
As demonstrações financeiras da Controladora de 2020 e 2019 (apresentadas para fins de comparação), foram ajustadas e estão sendo representadas.
Os efeitos da reapresentação estão demonstrados a seguir:

Ativo	Controladora			
	2020			
	Nota	Original	Ajuste	Reapresentado
Circulante				
Total do ativo circulante		538.273	–	538.273
Não circulante				
Investimentos	13	9.880.681	1.124.468	11.005.149
Intangível	15	1.142.570	(1.124.468)	18.102
Total do ativo não circulante		11.023.251	–	11.023.251
Total do ativo		11.561.524	–	11.561.524

Ativo	Nota	Controladora		
		Original	Ajuste	Reapresentado
Circulante				
Total do ativo circulante		1.647.079	–	1.647.079
Não circulante				
Investimentos	13	9.064.523	1.238.397	10.302.920
Intangível	15	1.241.057	(1.238.397)	2.660
Total do ativo não circulante		10.305.580	–	10.305.580
Total do ativo		11.952.659	–	11.952.659

Outros resultados operacionais	Nota	2020		2019	
		Original	Ajuste	Original	Ajuste
Depreciação e amortização	14 e 15	(103.606)	98.685	(4.921)	(102.217)
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	13	1.317.301	(98.685)	1.218.616	1.015.168
Lucro líquido do exercício		1.154.523	–	1.154.523	860.643

3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis e estimativas, aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras, estão apresentadas nas respectivas notas explicativas. Estas políticas foram aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados.

3.1. Despesas pagas antecipadamente
Os valores registrados no ativo representam as despesas pagas antecipadamente de seguros e fianças bancárias para apropriação conforme o regime de competência, isto é, amortizadas linearmente pelo prazo de vigência da apólice e carta fiança, dentre outros.

3.2. Serviços em curso
Os valores registrados nessa rubrica referem-se aos recursos aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), em consonância com a Resolução Normativa nº 605/2014 da Aneel. Quando concluído, os projetos são baixados em contrapartida da conta do passivo, relacionada à provisão de P&D e submetidos à aprovação da Superintendência da Aneel (nota explicativa nº 18.1.2).

3.3. Impairment
O Grupo testa a recuperação de seus ativos quando há alguma indicação de que um ativo possa ter sofrido desvalorização, segregados por unidade geradora de caixa, utilizando o critério do fluxo de caixa descontado que dependem de diversas estimativas, que são influenciadas pelas condições de mercados vigentes no momento em que essa recuperabilidade é testada.

3.3.1. Impairment de ativos não financeiros
Os ativos sujeitos à depreciação ou amortização são revisados para a verificação de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Uma perda por *impairment* é reconhecida pelo valor ao qual o valor contábil do ativo excede seu valor recuperável. Este último é o valor mais alto entre o valor justo de um ativo menos os custos de venda e o valor em uso. Para fins de avaliação do *impairment*, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existem fluxos de caixa identificáveis separadamente Unidade Geradora de Caixa (UGC). Os ativos não financeiros que tenham sofrido *impairment* são revisados para a análise de uma possível reversão do *impairment* na data de apresentação do relatório.
Os detalhes das análises de *impairment* do Grupo estão evidenciados na nota explicativa nº 14.5.

3.3.2. Impairment de ativos financeiros
O Grupo avalia as informações prospectivas, das perdas esperadas de crédito associadas aos seus ativos financeiros, para os quais houve aumentos significativos no risco de crédito desde o reconhecimento inicial. As avaliações são realizadas de forma individual ou coletiva, considerando todas as informações razoáveis e sustentáveis, com objetivo de atender os requisitos da redução ao valor recuperável.

3.4. Participação nos lucros
O Programa de Participações no Resultado (PPR) é um programa de engajamento com os resultados do Grupo, regulamentado pela Lei 10.101/00. É uma ferramenta de remuneração por desempenho, composto por regras de atingimento dos resultados com base em indicadores corporativos e individuais, cuja participação abrange todos os empregados ativos, sendo firmado mediante acordos coletivos com sindicatos para uma vigência anual.
O Grupo reconhece um passivo e uma despesa de PPR ao longo do exercício.

3.5. Adoção as normas de contabilidade novas e revisadas
Os pronunciamentos que entraram a partir de 01 de janeiro de 2020 não geraram impactos em suas demonstrações financeiras. Estes novos pronunciamentos estão demonstrados abaixo:

- Alterações nas referências à estrutura conceitual nas normas IFRS;
- Definição de um negócio (alterações ao CPC 15/IFRS 3); e
- Benefícios relacionados à Covid-19 concedidos para arrendatários em contratos de arrendamento (CPC 06/IFRS 16).

4. GESTÃO DE RISCOS DO NEGÓCIO

4.1. Riscos financeiros
As atividades do Grupo a expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco de taxa de juros de valor justo, risco de taxa de juros de fluxo de caixa e risco de preço), risco de crédito e risco de liquidez. A gestão de risco do Grupo se concentra na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro do Grupo.
A gestão de risco é realizada pelo Grupo, seguindo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração que identifica, avalia e protege o Grupo contra eventuais riscos financeiros.

4.1.1. Risco de mercado

4.1.1.1. Risco hidrológico
O risco hidrológico decorre dos impactos da hidrologia na operação das usinas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Tais impactos incluem a flutuação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que aumenta em casos de hidrologia desfavorável e é utilizado para a valorização da exposição dos agentes do setor (sobras e déficits de energia). Outro índice importante é o ajuste MRE (GSF), fator que pode reduzir ou aumentar a energia disponível para a venda de usinas hidráulicas a depender da situação hidrológica e do despacho realizado pelo ONS, afetando diretamente a exposição destas usinas ao PLD.
Estes fatores podem ser mitigados através da estratégia de contratação de energia, a fim de obter uma maior proteção contra o risco hidrológico e, por consequência, a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro do Grupo.

4.1.1.2. Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado com taxa de juros
O risco de taxa de juros do Grupo decorre de empréstimos, financiamentos, debêntures e caixa e equivalentes de caixa. Para o financiamento junto ao BNDES, o risco está ligado a variação da TJLP. As debêntures emitidas às taxas variáveis expõem ao risco de taxa de juros de fluxo de caixa.
O impacto causado pela variação do Certificado de Depósito Interfinanceiro (DI) e pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) sobre as debêntures é minimizado pela remuneração das aplicações financeiras pelo DI e pelos preços nos contratos de venda de energia elétrica que também estão indexados à variação dos índices IPCA ou Índice Geral de Preço do Mercado IGP-M.

4.1.2. Risco cambial - dólar norte-americano
Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio aumentem saldos passivos em moeda estrangeira cujo risco é o aumento da obrigação com a instituição cedente e redução do lucro líquido. O Grupo não possui instrumentos de hedge para proteção em relação aos aumentos nas taxas de moeda estrangeira.

4.1.3. Risco de crédito
O risco de crédito decorre de caixa e equivalentes de caixa, instrumentos financeiros, depósitos em bancos e instituições financeiras, bem como de exposições de crédito a clientes, incluindo contas a receber em aberto.
No caso de clientes, a área de análise de crédito avalia a qualidade do crédito do cliente, levando em consideração sua posição financeira, experiência passada, exposição no mercado das empresas do setor energético e outros fatores.
O preço da energia elétrica vendida para distribuidoras e clientes livres determinados nos contratos de leilão e bilaterais está no nível dos preços fechados no mercado e eventuais sobras ou faltas de energia são liquidadas no âmbito da CCEE, cujo risco é a inadimplência dos agentes participantes. Na falta de pagamento de um dos agentes a inadimplência é rateada entre os que possuem direito na liquidação.

4.1.4. Risco de liquidez
O Grupo monitora as previsões contínuas das exigências de liquidez para assegurar que ele tenha caixa suficiente para atender às necessidades operacionais.
O Grupo faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados no controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.
Essa previsão leva em consideração os planos de financiamento da dívida do Grupo, cumprimento de cláusulas restritivas (“*covenants*”), cumprimento das metas internas do quociente do balanço patrimonial e, se aplicável, exigências legais ou regulatórias externas, incluindo a liminar que trata do fator de ajuste de energia (GSF).
O risco de liquidez do Grupo é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas. A principal questão que pode impactar a liquidez é o eventual pagamento das liminares referente ao fator de ajuste de energia (GSF) e Garantia física, como descrito na nota explicativa 1.3, o Grupo continua mantendo em sua posição de caixa reserva que considera suficiente para fazer frente a valores que sejam necessários. A expectativa é que ocorra até o 1º trimestre de 2021, os pagamentos referentes a liminar do GSF, de acordo com os desdobramentos a partir da regulamentação em andamento.
O Grupo investe o excesso de caixa em contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo, depósitos de curto prazo, escolhendo instrumentos com vencimentos apropriados ou liquidez adequada para fornecer margem suficiente conforme determinado pelas previsões anteriormente mencionadas.
A tabela a seguir mostra em detalhes o prazo de vencimento contratual restante dos passivos (debêntures, empréstimos e financiamentos) do Grupo e os respectivos prazos de amortização. A tabela foi elaborada de acordo com os fluxos de caixa não descontados dos passivos financeiros, com base na data mais próxima em que o Grupo deve quitar as respectivas obrigações. A tabela inclui os fluxos de caixa dos juros e do principal.



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI.
Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

7.2. Tributos a recuperar/recolher

	Controladora		Consolidado			
	2020	2019	2020		2019	
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativo						
Saldo Negativo/Antecipações de IRPJ e CSLL	9.574	15.586	16.623	819	23.810	819
PIS e COFINS a recuperar	—	—	2.258	—	—	—
IRRF sobre aplicação financeira	8.049	—	10.843	—	10.437	—
IRRF sobre JSCP	7.585	7.257	7.585	—	7.257	—
INSS	—	—	24	1.427	24	1.407
ICMS a recuperar	—	—	2.104	—	1.016	—
Outros	192	169	544	—	180	—
	25.400	23.012	39.981	2.246	42.724	2.226
Passivo						
IRPJ e CSLL a recolher	—	—	370.736	—	205.031	—
PIS e COFINS a recolher	26.334	31.421	40.664	—	62.538	—
ICMS a recolher	—	—	5.024	—	1.979	—
IRRF sobre JSCP	—	—	—	—	71.925	—
Outros	260	406	3.352	—	7.678	—
	26.594	31.827	419.776	—	349.151	—

7.3. Tributos diferidos

	Consolidado					
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Ativo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Efeitos da outorga	1.126	405	1.531	680	245	925
Participação nos lucros e resultados	2.349	846	3.195	2.509	903	3.412
Provisões para riscos	49.339	17.762	67.101	82.464	29.687	112.151
Ajuste a valor presente (UBP)	4.085	1.471	5.556	4.699	1.691	6.390
Provisões	11.034	3.972	15.006	10.862	3.911	14.773
(-) PECLD	—	—	—	7.574	2.727	10.301
Liminar GSF	425.984	153.354	579.338	318.229	114.562	432.791
Benefício fiscal	9.753	3.511	13.264	11.480	4.133	15.613
Receita diferida	1.623	584	2.207	4.717	1.698	6.415
Prejuízo fiscal e Base de cálculo negativa	12.664	4.559	17.223	2.189	788	2.977
Ajuste a valor presente - provisões grandes reparos	24.162	8.698	32.860	75.478	27.172	102.650
Aluguéis (IFRS 16)	244	88	332	126	45	171
Ajuste atuarial plano de pensão	7.212	2.596	9.808	—	—	—
Variação cambial	211.943	76.299	288.242	54.047	19.457	73.504
Valores recebidos a maior RTE	66	24	90	64	23	87
Total bruto	761.584	274.169	1.035.753	575.118	207.042	782.160
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(646.610)	(232.780)	(879.390)	(389.162)	(140.098)	(529.260)
Total	114.974	41.389	156.363	185.956	66.944	252.900
Passivo de imposto diferido						
Diferenças temporárias						
Efeitos da outorga	(747.580)	(269.129)	(1.016.709)	(568.027)	(204.490)	(772.517)
Variação cambial	—	—	—	(41.907)	(15.086)	(56.993)
Recuperação de custos pela extensão da concessão do GSF	(213.102)	(76.717)	(289.819)	—	—	—
Ajuste a valor presente (UBP)	—	—	—	(12.237)	(4.406)	(16.643)
Ajuste a valor presente - Intangível	(10.762)	(3.875)	(14.637)	—	—	—
Ajuste de avaliação patrimonial	(148.112)	(53.320)	(201.432)	(172.327)	(62.038)	(234.365)
Ajuste atuarial plano de pensão	—	—	—	(2.992)	(1.077)	(4.069)
Imobilizado - ICPC 10 - Custo atribuído	(22.046)	(7.936)	(29.982)	(23.371)	(8.413)	(31.784)
Juros sobre depósito vinculado	(15.492)	(5.577)	(21.069)	(12.558)	(4.521)	(17.079)
Mais-valia - investimento em controlada	(6.513)	(2.345)	(8.858)	(6.513)	(2.345)	(8.858)
Total bruto	(1.163.607)	(418.899)	(1.582.506)	(839.932)	(302.376)	(1.142.308)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	646.610	232.780	879.390	389.162	140.098	529.260
Total	(516.997)	(186.119)	(703.116)	(450.770)	(162.278)	(613.048)
Imposto diferido líquido	(402.023)	(144.730)	(546.753)	(264.814)	(95.334)	(360.148)

O Grupo tem a expectativa de realização do imposto de renda e de contribuição social diferidos de acordo com premissas internas e conforme apresentado no quadro abaixo:

Conta	2021	2022	2023	2024	2025	a partir de 2026	Total
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.238.781	703.465	810.331	917.844	1.065.812	(5.282.986)	(546.753)

8. REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO - RIO CANOAS

A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, permite a repactuação do risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), desde que haja anuência da Aneel, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015.

O produto solicitado para repactuação pela Controlada foi o SP90.

Conforme Resolução Autorizativa Aneel nº 6087, de 18 de outubro de 2016, Processo 48500.000269/2016-57, foi alterado o termo final da outorga de concessão da UHE Garibaldi, cadastrada sob o Código Único de Empreendimento de Geração (CEG) UHE. PH.SC.030415- 8.01, aumentando o prazo de concessão para 19 de julho de 2046.

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e na Resolução Normativa nº 684/2015, em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico da UHE Garibaldi para a energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A opção da repactuação foi enviada em 15 de janeiro de 2016 para Aneel.

As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR.

Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que foi compensado com o valor do prêmio de seguro estipulado pela Aneel. A quantidade de MWh médios repactuados foi de 42,2 ao preço unitário de R\$ 15,13 perfazendo um montante de R\$ 6.392. O prazo de concessão foi estendido para 19 de julho de 2046 e sua apropriação será pelo prazo de venda de energia no mercado regulado.

Segue abaixo o saldo residual:

	Consolidado			
	2020		2019	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Repactuação de risco hidrológico	259	6.133	259	6.392
	259	6.133	259	6.392
	Consolidado			
	2020		2019	
	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário (R\$)	Saldo a reembolsar
SP90	42	422.487	15	6.392

9. ATIVO FINANCEIRO VINCULADO À CONCESSÃO

A Rio Paraná Energia S.A. possui em seu balanço o valor presente de parte da receita de Retorno da Bonificação da Outorga - RBO, que não possui risco de demanda, reconhecido como um ativo financeiro. Os fatores de indisponibilidade não interferem sobre essa parcela da receita da RBO, portanto essa receita é garantida incondicionalmente. Os efeitos destas transações estão em consonância com o ICPC 01 e OCPC 05 contratos de concessão (correspondente ao IFRIC 12).

O ativo financeiro, considerável indenizável, é ajustado por atualização do IPCA de acordo com a resolução normativa nº 686 de 23 de novembro de 2015.

O Grupo realizou a projeção dos valores a receber relacionados ao RBO referente ao montante pago pelo direito de concessão que possui previsão contratual de pagamentos fixos e garantidos pelo poder concedente durante o prazo da concessão.

Nos anos de 2016 e 2017, o Grupo estimou o valor do ativo financeiro relativo aos 65% da RBO utilizando a metodologia de valor futuro e ajuste a valor presente que, naquele momento, constituía o melhor entendimento sobre a prática contábil.

Em 2018, o Grupo realizou uma nova análise detalhada e comparação com outras empresas do mesmo segmento que possuem a mesma modalidade de contrato de concessão, ou seja, por quotas, e concluiu que houve uma evolução no entendimento da melhor metodologia contábil a ser aplicada para a contabilização do ativo financeiro.

Como consequência, a nova estimativa do valor justo do ativo financeiro baseia-se no valor efetivamente pago no momento do investimento realizado, assim como todos os seus efeitos, dentre eles o mais relevante que é o IPCA sobre o fluxo.

Diante do entendimento que essa nova metodologia resultante da evolução do tema no setor, é uma apresentação mais adequada, onde se reflete com mais acuracidade os efeitos do tratamento contábil nos resultados e no fluxo de caixa da controlada Rio Parana Energia S.A., a Administração optou pela mudança da prática adotada até o ano de 2017.

9.1. Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas

O Poder Concedente realizou o leilão para outorga da concessão mediante a contratação de serviço de geração de energia elétrica, pelo menor valor do somatório do custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e da RBO, os quais compõe a remuneração do Grupo, denominada de Receita Anual de Geração (RAG).

Os contratos de venda de energia serão todos comercializados no Ambiente de Contratação Regulada - ("ACR") no Sistema de Cota de Garantia Física em 2016 e, a partir de 2017 na proporção de 70% da energia no ACR e 30% no ambiente livre (ACL).

Do montante pago pelo direito de concessão, parcela se refere à RBO, que possui previsão contratual de pagamentos fixos e garantidos pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda. Esse montante, que equivale a 65% da RBO, está classificado como ativo financeiro e é atualizado pelo IPCA, conforme Resolução Normativa nº 686, de 23 de novembro de 2015. Para os demais 35% e em função do risco de demanda, o Grupo classificou como ativo intangível. Ambas as classificações estão em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01.

Esse ativo financeiro não possui um mercado ativo, todavia apresenta fluxo de caixa fixo e determinável, e, portanto, foi classificado como "ativos financeiros", inicialmente estimado a valor presente e subsequentemente é mensurado pelo custo amortizado, calculado pelo método da taxa de juros efetiva.

Nos anos de 2016 e 2017, o Grupo estimou o valor do Ativo Financeiro relativo aos 65% da RBO utilizando a metodologia de Valor Futuro e Ajuste a Valor Presente que, naquele momento, constituía o melhor entendimento sobre a prática contábil.

Em 2018, considerando a maior experiência no estabelecimento de suas estimativas, a administração realizou uma análise detalhada da conta de Ativos Financeiros vinculados à concessão, considerando as obrigações e os benefícios futuros esperados associados àqueles ativos, além de comparação com outras empresas do mesmo segmento que possuem a mesma modalidade de contrato de concessão, ou seja, por quotas.

Nessa análise, administração exerceu seu julgamento no aprimoramento dos métodos de aplicação da política contábil, que não foi alterada, mas que resultou, de forma prudente, em informação que melhor representam a posição patrimonial e o desempenho financeiro e os fluxos de caixa da Controlada. Considerou, assim, o valor justo dos Ativos Financeiros vinculados à concessão como sendo o valor efetivamente pago no momento do investimento realizado, bem como todos os seus efeitos sobre o fluxo financeiro no período.

Diante do entendimento que essa nova metodologia é uma apresentação mais adequada, e que produz informação com mais acuracidade e relevância para a tomada de decisões econômicas, a Administração registrou os efeitos cumulativos apurados no exercício de 2018, isto é, de forma prospectiva.

9.2. Composição

	Consolidado					
	2020		2019			
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Principal	268.856	2.609.348	2.878.204	268.856	6.721.389	6.990.245
Juros e atualização monetária	1.017.845	6.681.164	7.699.009	1.231.843	1.937.156	3.168.999
	1.286.701	9.290.512	10.577.213	1.500.699	8.658.545	10.159.244

9.3. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2019	10.159.244
Provisão de juros e atualização monetária	1.429.643
Liquidação juros e atualização monetária	(744.600)
Liquidação principal	(268.856)
Atualização do retorno da bonificação pela outorga	1.782
Saldo em 31 de dezembro de 2020	10.577.213

A atualização dos ativos financeiros é realizada pelo IPCA conforme previsto no contrato de concessão.

10. DEPÓSITO JUDICIAL

10.1. Movimentação

	Consolidado			
	Fiscais	Ambientais	Regulatórios	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2019	480.469	6.817	36.846	524.132
Variações monetárias	12.072	132	679	12.883
Adições	3.861	—	—	3.861
(-) Baixas	—	(114)	—	(114)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	496.402	6.835	37.525	540.762

Algumas das Empresas controladas do Grupo mantém discussões judiciais para as quais foram necessários depósitos judiciais para suspensão de exigibilidade, entre os principais são destacados:

10.2. Rio Paraná Energia

a) Fiscais:

Mandato de Segurança no qual se discute a opção pelo Lucro Presumido nos anos de 2015 e 2016. Para suspender a exigibilidade do crédito, foi necessário realizar o depósito judicial que sofre atualização pela taxa Selic.

10.3. Rio Parapananema Energia

a) Regulatório:

TUSD-g - Depósitos judiciais em conexão com a obtenção de decisão judicial suspendendo a exigibilidade da multa imposta pela Aneel pelo suposto descumprimento das obrigações de assinar os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (Cusd) e de pagar o passivo acumulado entre julho de 2004 a junho de 2009. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 16 para uma descrição do andamento das discussões referentes à Tust

11. DIVIDENDOS A RECEBER

	Controladora			
	Saldos em 2019	Dividendos a Receber	Dividendos recebidos	Saldos em 2020
Rio Parapananema Participações S.A.	34.367	85.895	(97.334)	22.928
Rio Canoas Energia S.A.	—	13.826	(10.000)	3.826
Rio Verde Energia S.A.	—	26.331	(20.000)	6.331
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	75	126	(75)	126
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	100	82	(100)	82
CEJA - Companhia Energética do Jari	2.035	31.509	(33.544)	—
Central Eólica Jau S.A.	3.416	610	(3.678)	348
Elebrás Projetos S.A.	—	15.362	(11.184)	4.178
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	—	3.286	(2.594)	692
Central Eólica Aventura I S.A.	337	500	(337)	500
	40.330	177.527	(178.846)	39.011

	Consolidado			
	Saldos em 2019	Dividendos a Receber	Dividendos recebidos	Saldos em 2020
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	75	126	(75)	126
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	100	82	(100)	82
CEJA - Companhia Energética do Jari	2.035	31.509	(33.544)	—
Central Eólica Jau S.A.	3.416	610	(3.678)	348
Elebrás Projetos S.A.	—	15.362	(11.184)	4.178
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	—	3.286	(2.594)	692
Central Eólica Aventura I S.A.	337	500	(337)	500
	5.963	51.475	(51.512)	5.926

12. JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A RECEBER

	Controladora			
	Saldos em 2019	JSCP a receber	JSCP recebidos	Saldos em 2020
Rio Canoas Energia S.A.	6.800	—	(6.800)	—
Rio Verde Energia S.A.	21.675	8.500	(21.675)	8.500
Rio Paraná Energia S.A.	264.634	215.334	(100.000)	379.968
CEJA - Companhia Energética do Jari	9.053	16.037	(9.053)	16.037
Elebrás Projetos S.A.	3.343	2.862	(3.343)	2.862
	305.505	242.733	(140.871)	407.367
	Consolidado			
	Saldos em 2019	JSCP a receber	JSCP recebidos	Saldos em 2020
CEJA - Companhia Energética do Jari	9.053	16.037	(9.053)	16.037
Elebrás Projetos S.A.	3.343	2.862	(3.343)	2.862
	12.396	18.899	(12.396)	18.899

13. INVESTIMENTOS

Os investimentos que são controlados pelo Grupo consideram as regras previstas no CPC 15 (IFRS 3) - combinação de negócios e são reconhecidos pelo método de aquisição, que consiste no somatório dos valores justos dos ativos transferidos e dos passivos assumidos na data da transferência de controle da adquirida (data de aquisição). Os custos relacionados à aquisição são reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Nas aquisições de participação em empreend



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

O ágio nas demonstrações financeiras individuais é apresentado no investimento.

	Participação acionária	Controladora									
		2019	Baixa	Dividendos	Baixa imposto de renda e contribuição social diferidos	Ajuste investimento	JSCP	Plano de pensão	Baixa pagamento baseado em ações	Equivalência patrimonial	2020
Controladas											
Rio Canoas Energia S.A.	100,00%	682.671	—	(13.826)	—	—	—	—	—	16.111	684.956
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	280.485	—	(26.331)	—	—	(10.000)	—	—	65.106	309.260
CTG Brasil Negócios de Energia S.A.	100,00%	6.932	—	—	—	—	—	—	—	928	7.860
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	99,99%	6.997	—	—	—	—	—	—	—	(1.430)	5.567
Rio Parana Energia S.A.	66,67%	5.224.532	—	—	(30.749)	—	(253.313)	—	—	756.910	5.697.380
Rio Paranapanema Participações S.A.	66,67%	1.099.730	—	(85.895)	—	(129)	—	(5.461)	(1.730)	447.376	1.453.891
Coligadas											
São Manoel Energia S.A.	33,33%	657.106	—	—	—	—	—	—	—	(26.825)	630.281
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	462.291	—	(31.509)	—	—	(18.867)	—	—	45.092	457.007
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	302.849	—	—	—	—	—	—	—	(13.554)	289.295
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	24.741	—	(126)	—	—	—	—	—	529	25.144
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	25.753	—	(82)	—	—	—	—	—	345	26.016
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	34.837	—	—	—	—	—	—	—	(694)	34.143
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	25.750	—	—	—	—	—	—	—	(212)	25.538
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	40.724	—	(500)	—	—	—	—	—	2.106	42.330
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	108.314	—	(610)	—	—	—	—	—	1.463	109.167
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	71.192	—	(15.362)	—	—	(3.367)	—	—	21.137	73.600
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	9.619	—	(3.286)	—	—	—	—	—	2.913	9.246
Ágio		509.615	—	—	—	—	—	—	—	(67.241)	442.374
Mais-valia		728.782	(15.244)	—	—	—	—	—	—	(31.444)	682.094
		<u>10.302.920</u>	<u>(15.244)</u>	<u>(177.527)</u>	<u>(30.749)</u>	<u>(129)</u>	<u>(285.547)</u>	<u>(5.461)</u>	<u>(1.730)</u>	<u>1.218.616</u>	<u>11.005.149</u>

	Participação acionária	Consolidado				
		2019	Dividendos	JSCP	Equivalência patrimonial	2020
Coligadas						
São Manoel Energia S.A.	33,33%	657.106	—	—	(26.825)	630.281
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	462.291	(31.509)	(18.867)	45.092	457.007
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	302.849	—	—	(13.554)	289.295
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	24.741	(126)	—	529	25.144
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	25.753	(82)	—	345	26.016
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	34.837	—	—	(694)	34.143
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	25.750	—	—	(212)	25.538
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	40.724	(500)	—	2.106	42.330
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	108.314	(610)	—	1.463	109.167
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	71.192	(15.362)	(3.367)	21.137	73.600
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	9.619	(3.286)	—	2.913	9.246
		<u>1.763.176</u>	<u>(51.475)</u>	<u>(22.234)</u>	<u>32.300</u>	<u>1.721.767</u>

	Participação acionária	Controladora							
		2018	Aporte de Capital	Divi- dendos	JSCP	Plano de pensão	AFAC	Equivalência patrimonial	2019
Controladas									
Rio Canoas Energia S.A.	100,00%	695.764	—	—	—	—	—	(13.093)	682.671
Rio Verde Energia S.A.	100,00%	285.918	—	(29.810)	(12.500)	—	—	36.877	280.485
CTG Brasil Negócios de Energia S.A.	100,00%	6.465	—	—	—	—	—	467	6.932
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	99,99%	—	9.000	—	—	—	—	(2.003)	6.997
Rio Paraná Energia S.A.	66,67%	5.153.400	—	(420.164)	(311.331)	—	—	802.627	5.224.532
Rio Paranapanema Participações S.A.	66,67%	1.174.021	—	(207.539)	—	(11.470)	—	144.718	1.099.730
Coligadas									
São Manoel Energia S.A.	33,33%	642.178	19.333	—	—	—	—	(4.405)	657.106
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	449.240	36.000	(22.985)	(10.650)	—	(36.000)	46.686	462.291
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	314.733	—	—	—	—	—	(11.884)	302.849
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.153	—	—	—	—	—	(412)	24.741
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	26.284	—	—	—	—	—	(531)	25.753
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	36.838	—	—	—	—	—	(2.001)	34.837
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	26.916	—	—	—	—	—	(1.166)	25.750
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	13.522	23.569	494	—	—	3.528	(389)	40.724
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	60.695	46.513	70	—	—	—	1.036	108.314
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	66.104	—	(6.892)	(3.932)	—	—	15.912	71.192
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	9.352	—	(2.462)	—	—	—	2.729	9.619
Ágio		559.712	—	—	—	—	—	(50.097)	509.615
Mais-valia		777.462	—	—	—	—	—	(48.680)	728.782
		<u>10.323.757</u>	<u>134.415</u>	<u>(689.288)</u>	<u>(338.413)</u>	<u>(11.470)</u>	<u>(32.472)</u>	<u>916.391</u>	<u>10.302.920</u>

	Participação acionária	Consolidado						
		2018	Aporte de Capital	Divi- dendos	JSCP	AFAC	Equiva- lência patrimonial	2019
Coligadas								
São Manoel Energia S.A.	33,33%	642.178	19.333	—	—	—	(4.405)	657.106
CEJA - Companhia Energética do Jari	50,00%	449.240	36.000	(22.985)	(10.650)	(36.000)	46.686	462.291
Cachoeira Caldeirão S.A.	50,00%	314.733	—	—	—	—	(11.884)	302.849
Central Eólica Baixa do Feijão I S.A.	49,00%	25.153	—	—	—	—	(412)	24.741
Central Eólica Baixa do Feijão II S.A.	49,00%	26.284	—	—	—	—	(531)	25.753
Central Eólica Baixa do Feijão III S.A.	49,00%	36.838	—	—	—	—	(2.001)	34.837
Central Eólica Baixa do Feijão IV S.A.	49,00%	26.916	—	—	—	—	(1.166)	25.750
Central Eólica Aventura I S.A.	49,00%	13.522	23.569	494	—	3.528	(389)	40.724
Central Eólica Jau S.A.	49,00%	60.695	46.513	70	—	—	1.036	108.314
Elebrás Projetos S.A.	49,00%	66.104	—	(6.892)	(3.932)	—	15.912	71.192
CENAEEL - Central Nacional de Energia Eólica S.A.	49,00%	9.352	—	(2.462)	—	—	2.729	9.619
		<u>1.671.015</u>	<u>125.415</u>	<u>(31.775)</u>	<u>(14.582)</u>	<u>(32.472)</u>	<u>45.575</u>	<u>1.763.176</u>

14. IMOBILIZADO

Os itens que compõem o ativo imobilizado do Grupo são apresentados pelo custo histórico ou atribuído, deduzidos das respectivas depreciações. Com exceção dos terrenos, todos os bens, ou conjuntos de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis tiveram o valor justo como custo atribuído na data de transição em 1º de janeiro de 2009. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificadores. Os terrenos foram mantidos a custo histórico devido ao Grupo entender que são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da “concessão / autorização” por parte das controladas Rio Paranapanema e Rio Sapucaí-Mirim. Os custos subsequentes aos valores históricos são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídas é baixado. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos. Os terrenos não são depreciados nas controladas Rio Paranapanema e Rio Sapucaí-Mirim. A depreciação de outros ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil-econômica remanescente em anos, como segue:

	Controladora	Rio Paraná	Rio Parana-panema	Rio Canoas	Rio Verde	Rio Sapucaí-Mirim	CTG Serviços
	Vida útil-econômica remanes-cente	Vida útil-econômica remanes-cente	Vida útil-econômica remanes-cente	Vida útil-econômica remanes-cente	Vida útil-econômica remanes-cente	Vida útil-econômica remanes-cente	Vida útil-econômica remanes-cente
Em serviço							
Terrenos	—	—	—	29	17	—	—
Reservatório, barragens e adutoras	—	—	11	28	17	41	—
Edificações, obras civis e benfeitorias	1	—	12	26	12	38	—
Máquinas e equipamentos	2	4	14	18	17	25	4
Veículos	3	5	4	5	3	5	3
Móveis e utensílios	5	9	8	(16)	(3)	8	9
Sistema de transmissão e conexão	—	—	—	26	—	—	—
Outros	5	5	2	—	—	—	—

A Administração do Grupo entende, suportada por seus assessores legais, que não houve, até o momento, alteração nas condições de indenização dos ativos a serem revertidos ao final da concessão / autorização por parte das controladas Rio Paranapanema e Sapucaí-Mirim e que possui o direito à indenização do valor residual de todos os bens vinculados e reversíveis, inclusive dos terrenos, considerando os fatos e circunstâncias disponíveis atualmente. Caso haja legislação nova que venha a alterar as condições atuais. O Grupo avaliará os efeitos correspondentes, em suas demonstrações financeiras.

Para as controladas Rio Canoas, Rio Verde e Rio Paraná o Grupo considera que não haverá indenização pelo poder concedente ao final do prazo de concessão do valor residual dos bens.

Os valores de depreciação e valores residuais dos ativos são revistos e ajustados, se apropriado, ao final de cada exercício.

Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados das alienações com o valor contábil residual e são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício em “Outras despesas operacionais”.

14.1. Composição

	Controladora				Consolidado				Taxa média anual de depre- ciação	Taxa média anual de depre- ciação
	2020	2019	Depre- ciação acumu- lada	Taxa	2020	2019	Depre- ciação acumu- lada	Taxa		
Em serviço										
Terrenos	—	—	—	—	0,0%	371.310	(36.688)	334.622	337.903	1,2%
Reservatório, barra- gens e adutoras	—	—	—	—	0,0%	4.357.869	(2.023.547)	2.334.322	2.510.703	4,1%
Edificações, obras civis e benfeitorias	6.411	(6.227)	184	317	2,1%	780.886	(351.681)	429.205	457.366	3,8%
Máquinas e equipamentos	1.857	(1.332)	525	806	15,1%	1.500.881	(579.765)	921.116	943.495	3,9%
Veículos	1.891	(666)	1.225	1.603	20,0%	20.064	(9.903)	10.161	8.872	12,5%
Móveis e utensílios	829	(390)	439	519	9,7%	5.205	(2.352)	2.853	1.750	3,7%
Sistema de transmissão e conexão	—	—	—	—	0,0%	11.451	(2.518)	8.933	9.282	3,0%
Outros	<u>21.396</u>	<u>(3.616)</u>	<u>17.780</u>	<u>21.396</u>	16,9%	<u>33.771</u>	<u>(7.095)</u>	<u>26.676</u>	<u>32.598</u>	19,6%
	32.384	(12.231)	20.153	24.641		7.081.437	(3.013.549)	4.067.888	4.301.969	
Em curso	—	—	—	2		84.684	—	84.684	71.075	
	—	—	—	2		84.684	—	84.684	71.075	
Perda pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	—	—	—	—		(159.105)	—	(159.105)	(202.588)	
	—	—	—	—		(159.105)	—	(159.105)	(202.588)	
Total do ativo imobilizado	32.384	(12.231)	20.153	24.643		7.007.016	(3.013.549)	3.993.467	4.170.456	
(-) Obrigações especiais	—	—	—	—		(1.460)	749	(711)	(829)	
	32.384	(12.231)	20.153	24.643		7.005.556	(3.012.800)	3.992.756	4.169.627	

14.2. Movimentação

	Controladora			
	Valor líquido em 2019	Transferências	Depreciação	Valor líquido em 2020
Em serviço				
Edificações, obras civis e benfeitorias	317	—	(133)	184
Máquinas e equipamentos	806	—	(281)	525
Veículos	1.603	—	(378)	1.225
Móveis e utensílios	519	—	(80)	439
Outros	21.396	—	(3.616)	17.780
	24.641	—	(4.488)	20.153
Em curso	2	(2)	—	—
	2	(2)	—	—
Total do ativo imobilizado	24.643	(2)	(4.488)	20.153



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Consolidado							Valor líquido em 2019
	Valor líquido em 2018	Adições	Baixas	Provisão para perda na alienação de bens	Transferências	Depreciação	Continuências	
Em serviço								
Terrenos	356.218	1.211	(175)	—	—	(4.435)	(14.916)	337.903
Reservatório, barragens e adutora	2.693.613	—	—	—	229	(183.139)	—	2.510.703
Edificações, obras civis e benfeitorias	487.973	—	(122)	—	1.969	(32.454)	—	457.366
Máquinas e equipamentos	937.028	—	(6.716)	(283)	73.205	(59.739)	—	943.495
Veículos	6.854	—	(154)	—	4.276	(2.104)	—	8.872
Móveis e utensílios	3.704	—	(2.059)	—	475	(370)	—	1.750
Sistema de transmissão e conexão	25.499	—	—	(15.729)	—	(488)	—	9.282
Outros	—	35.849	—	—	—	(3.251)	—	32.598
	4.510.889	37.060	(9.226)	(16.012)	80.154	(285.980)	(14.916)	4.301.969
Em curso	91.818	59.665	(292)	—	—	(80.116)	—	71.075
	91.818	59.665	(292)	—	(80.116)	—	—	71.075
Perda pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	(202.588)	—	—	—	—	—	—	(202.588)
	(202.588)	—	—	—	—	—	—	(202.588)
Total do ativo imobilizado	4.400.119	96.725	(9.518)	(16.012)	38	(285.980)	(14.916)	4.170.456
(-) Obrigações especiais	(955)	—	—	—	—	126	—	(829)
	4.399.164	96.725	(9.518)	(16.012)	38	(285.854)	(14.916)	4.169.627

14.3. Expansão 15%
O Grupo informa que a Ação de Obrigação de Fazer, movida pelo Estado de São Paulo contra a controlada Paranapanema, no exercício de 2011, referente à expansão de 15% da sua capacidade instalada tramita em segredo de justiça e não houve evolução em 2020.

14.4. Custo atribuído no ativo imobilizado
O Grupo aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 - Ativo imobilizado nas controladas Rio Paranapanema Energia S.A. e Rio Verde Energia S.A. A despesa incremental de depreciação, calculada sobre os ajustes ao custo atribuído nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019 foi de R\$ 41.878 e R\$ 46.297, respectivamente.

14.5. Análise de impairment
Em 31 de dezembro de 2020 a controlada indireta Rio Sapucaí-Mirim efetuou a análise de *impairment* utilizando como metodologia para o cálculo do valor recuperável dos ativos o valor em uso. O processo de estimativa do valor em uso envolve a utilização de premissas, julgamentos e estimativas sobre os fluxos de caixa futuros e representa a melhor estimativa para a controlada indireta Rio Sapucaí-Mirim, tendo sido as referidas projeções aprovadas pela Administração em outubro de 2020, ou seja, a geração de caixa futuro projetada até o final da autorização.
Com receitas projetadas até o fim da autorização da operação, em conformidade com as expectativas de preço para comercialização, às projeções do GSF e de inflação baseadas em projeções macroeconômicas de mercado. Para os custos de capex, a projeção se baseou na programação regular de manutenção das usinas e, para as despesas, na dinâmica do negócio e busca por sinergia.
Para apuração do fluxo de caixa descontado, utilizou a taxa de desconto (*weighted average cost of capital - wacc*) *pré-tax* de 8,82% apurando uma reversão parcial de R\$ 43.483, tendo como novo saldo de valor não recuperável de R\$ 159.105.

15. INTANGÍVEL

Os itens que compõem o ativo intangível do Grupo são apresentados pelo custo histórico, deduzidos das respectivas amortizações. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificadores. A amortização dos ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil-econômica remanescente em anos, como segue:

	Contro-ladora	Rio Paraná	Rio Parana-panema Participações	Rio Parana-panema Energia	Sapucaí-Mirim	Rio Canoas	Rio Verde	CTG Serviços
	Vida útil-econômica rema-nescente	Vida útil-econômica rema-nescente	Vida útil-econômica rema-nescente	Vida útil-econômica rema-nescente	Vida útil-econômica rema-nescente	Vida útil-econômica rema-nescente	Vida útil-econômica rema-nescente	Vida útil-econômica rema-nescente
Em serviço								
Infraestrutura de concessão	—	25	—	—	—	—	—	—
Provisão para grandes reparos	—	27	—	—	—	—	—	—
Repactuação -								
Extensão da Concessão	—	—	—	—	—	25	—	—
Uso do bem público (UBP)	—	—	—	9	—	25	17	—
Software	3	2	1	2	4	3	3	5
Direito de autorização (seband)	—	—	12	—	—	—	—	—

	Controladora				Consolidado				
	2020	2019	Taxa média anual de amorti-zação		2020	2019	Taxa média anual de amorti-zação		
Em serviço	Amorti-zação acumu-lada	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido	Amorti-zação acumu-lada	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido	Taxa média anual de amorti-zação
Infraestrutura de concessão	—	—	—	0,0%	6.498.637	(2.467.771)	4.030.866	4.193.329	2,5%
Provisão para grandes reparos	—	—	—	0,0%	2.259.289	—	2.259.289	2.180.566	3,7%
Ágio	—	—	—	0,0%	550.232	(107.858)	442.374	509.615	12,2%
Mais-Valia de Direito de Concessão	—	—	—	0,0%	875.670	(193.576)	682.094	728.782	3,6%
Repactuação - Extensão da Concessão	—	—	—	0,0%	24.375	(4.054)	20.321	21.145	3,4%
Uso do bem público (UBP)	—	—	—	0,0%	107.774	(75.565)	32.209	34.850	2,5%
Software	2.339	(1.061)	1.278	18,5%	45.383	(37.686)	7.697	8.253	8,8%
Licença operacional (LO)	—	—	—	0,0%	4.235	(4.235)	—	235	5,5%
Servidão de passagem	—	—	—	0,0%	265	—	265	265	0,0%
Direito de autorização (seband)	—	—	—	0,0%	17.195	(6.922)	10.273	11.130	5,0%
Recuperação de custos pela extensão da concessão do GSF	—	—	—	0,0%	910.765	—	910.765	—	39,1%
	2.339	(1.061)	1.278	452	11.293.820	(2.897.667)	8.396.153	7.688.170	
Em curso	16.824	—	16.824	2.208	62.631	—	62.631	25.163	
	16.824	—	16.824	2.208	62.631	—	62.631	25.163	
Total do ativo intangível	19.163	(1.061)	18.102	2.660	11.356.451	(2.897.667)	8.458.784	7.713.333	
(-) Obrigações especiais	—	—	—	—	(2.208)	2.208	—	—	
	19.163	(1.061)	18.102	2.660	11.354.243	(2.895.459)	8.458.784	7.713.333	

	Controladora					Valor líquido em 2020
	Valor líquido em 2019	Adições	Transferências	Amortização	Valor líquido em 2019	
Em serviço						
Software	452	—	1.259	(433)	1.278	
	452	—	1.259	(433)	1.278	
Em curso	2.208	15.873	(1.257)	—	16.824	
	2.208	15.873	(1.257)	—	16.824	
Total do ativo intangível	2.660	15.873	2	(433)	18.102	
	Consolidado					Valor líquido em 2020
	Valor líquido em 2019	Adições	Baixas	Transfe-rências	Amortização	
Em serviço						
Infraestrutura de concessão	4.193.329	—	(6.610)	8.412	(164.265)	4.030.866
Provisão de grandes reparos	2.180.566	163.350	—	—	(84.627)	2.259.289
Ágio	509.615	—	—	—	(67.241)	442.374
Mais-Valia de Direito de Concessão	728.782	—	(15.244)	—	(31.444)	682.094
Repactuação - Extensão da Concessão	21.145	—	—	—	(824)	20.321
Uso do bem público (UBP)	34.850	—	—	—	(2.641)	32.209
Software	8.253	—	—	3.419	(3.975)	7.697
Licença operacional (LO)	235	—	—	—	(235)	—
Servidão de passagem	265	—	—	—	—	265
Direito de autorização (seband)	11.130	—	—	—	(857)	10.273
Recuperação de custos de compra de energia pela extensão da concessão (acordo GSF)	—	61.520	—	849.245	—	910.765
	7.688.170	224.870	(21.854)	861.076	(356.109)	8.396.153
Em curso	25.163	898.060	—	(860.592)	—	62.631
	25.163	898.060	—	(860.592)	—	62.631
Total do ativo intangível	7.713.333	1.122.930	(21.854)	484	(356.109)	8.458.784

Do valor total das adições de *software* ocorridas no exercício, o montante de R\$ 26.319 se refere à licença para implementação do novo ERP.

	Controladora				Valor líquido em 2019
	Valor líquido em 2018	Adições	Transferências	Amortização	
Em serviço					
Software	341	—	317	(206)	452
	341	—	317	(206)	452
Em curso	1.611	914	(317)	—	2.208
	1.611	914	(317)	—	2.208
Total do ativo intangível	1.952	914	—	(206)	2.660

	Consolidado					Valor líquido em 2019
	Valor líquido em 2018	Adições	Baixas	Transferências	Amortização	
Em serviço						
Infraestrutura de concessão	6.590.366	—	(1.576)	33.260	(248.155)	6.373.895
Ágio	559.712	—	—	—	(50.097)	509.615
Mais-Valia de Direito de Concessão	777.462	—	—	—	(48.680)	728.782
Repactuação - Extensão da Concessão	21.969	—	—	—	(824)	21.145
Uso do bem público (UBP)	37.488	—	—	—	(2.638)	34.850
Software	10.505	—	(181)	1.651	(3.722)	8.253
Licença operacional (LO)	1.647	—	—	—	(1.412)	235
Servidão de passagem	265	—	—	—	—	265
Direito de autorização (seband)	11.986	—	—	—	(856)	11.130
	8.011.400	—	(1.757)	34.911	(356.384)	7.688.170
Em curso	47.515	12.603	(6)	(34.949)	—	25.163
	47.515	12.603	(6)	(34.949)	—	25.163
Total do ativo intangível	8.058.915	12.603	(1.763)	(38)	(356.384)	7.713.333

15.3. Itens que compõem o intangível
15.3.1. Dos bens vinculados à concessão
Na controlada Rio Paraná, os bens e as instalações utilizados na geração (imobilizado e intangível) não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador (Aneel).Todavia, a Resolução Normativa nº 691/2015 disciplina a desvinculação por iniciativa do agente setorial, de bens vinculados aos serviços de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

15.3.2. Softwares
As licenças de *softwares* adquiridas são capitalizadas com base nos custos incorridos ligados diretamente ao funcionamento do *software*. Esses custos são amortizados durante sua vida útil estimável conforme tempo de contrato. Os gastos relativos à manutenção de *softwares* são reconhecidos como despesa, conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos de *software* identificáveis e exclusivos, controlados pelo Grupo, são reconhecidos como ativos intangíveis.

15.3.3. Servidão de passagem
Servidão de passagem é o direito que a controlada Rio Sapucaí-Mirim possui de passar sobre a propriedade alheia mediante a uma contraprestação financeira, que é registrada no ativo fixo da Sociedade.

15.3.4. Uso do bem público (UBP)
Referem-se aos valores estabelecidos no Contrato de Concessão nº 03/2010 da controlada Rio Canoas Energia S.A., Contrato de Concessão nº 90/2002 da controlada Rio Verde Energia S.A. e Contrato de Concessão nº 76/1999 da controlada Rio Paranapanema Energia S.A., como contraprestação ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico calculado até o final do contrato de concessão.

15.3.5. Repactuação extensão da concessão
Repactuação extensão da concessão - em 2015 ocorreram grandes restrições hidrológicas que prejudicaram a produção de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Por este motivo a Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015, permitiu a repactuação do risco hidrológico suportados pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015. De acordo com o termo de repactuação e em decorrência de sua retroatividade, a controlada Rio Canoas adquiriu o direito de recuperar parcialmente o custo com o GSF de 2015. O montante de R\$ 6.651 (R\$ 6.910 em 31 de dezembro de 2018) como prêmio de seguro e a outra parte como extensão da concessão (intangível) no montante de R\$ 21.145 (R\$ 21.969 em 31 de dezembro de 2018), equivalente a 217 dias, para a classe do produto escolhido (SP90), ambos serão amortizados pelo prazo da concessão.

15.3.6. Ágio
O Grupo possui investimentos em outras empresas que devem ser avaliados considerando não só o custo de aquisição, mas também o valor líquido do patrimônio. O ágio estará presente nos valores que compõem o patrimônio da empresa em que se investiu. O fato é que o Grupo tem direitos sobre esses valores, pois correspondem a uma parcela do custo da aquisição.
A diferença entre o valor pago e o valor patrimonial da empresa adquirida, na proporção da participação societária que foi negociada, é o que caracteriza o ágio. É natural que, ao pagar um montante adicional, a empresa adquirente obtenha algum benefício em troca. Esse benefício é a chance de amortizar o ágio na apuração do IRPJ e da CSLL, na razão máximo de 1/60 ao mês, quando o lucro real da empresa for apurado. Contudo, é essencial que a empresa compreenda toda a fundamentação do ágio, bem como as mudanças que dão conta de novas exigências, para que se ponha em prática o benefício da amortização. A amortização do ágio é feita de forma linear pelo prazo de concessão.

15.3.7. Mais-valia de direito de concessão
O Grupo tem registrado no seu ativo intangível a mais-valia de direito de concessão referente às controladas Rio Participações e Rio Verde Energia S.A.

15.3.8. Direito de autorização (Seband)
A Aneel autorizou a exploração do potencial hidrelétrico das Pequenas Centrais Hidrelétricas Retiro e Palmeiras respectivamente, através das Resoluções nº 549 de 08 de outubro de 2002 e nº 706 de 17 de dezembro de 2002, em nome da Sociedade de Energia Bandeirantes - SEBAND - Ltda. ("Seband").
Em fevereiro de 2007, a Rio Paranapanema Participações S.A. e a Seband assinaram Contrato de Cessão e Transferência de Quotas e Outras Avencas, objetivando a transferência dos bens e direitos relativos à exploração do aproveitamento hidrelétrico das PCH Retiro e PCH Palmeiras para a Sapucaí-Mirim, concomitantemente à transferência integral das quotas da Controlada para a Rio Paranapanema Participações S.A.

15.3.9. Repactuação do risco hidrológico (*Generation Scaling Factor-GSF*) - Controladas Rio Paranapanema, Rio Verde e a Controlada Indireta Rio Sapucaí-Mirim
Em 09 de setembro de 2020 foi publicada a Lei nº 14.052 que alterou a Lei nº 13.203/2015 estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente à parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE desde 2012, com o agravamento da crise hídrica.

A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por:

- i. empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física;
- ii. às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração dos estruturantes; e
- iii. por geração fora da ordem de mérito e importação. Referida compensação dar-se-á mediante a extensão da outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.

Em 01 de dezembro de 2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895 que estabelece a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico. Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei nº 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE deverão:

- i. desistir de eventuais ações judiciais cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE;
- ii. renunciar qualquer alegação e/ou novas ações em relação à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionadas ao MRE;
- iii. não ter repactuado o risco hidrológico.

Considerando a repactuação do risco hidrológico, a Administração exerceu seu julgamento no desenvolvimento e na aplicação de política contábil, conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, utilizando por analogia os preceitos do CPC-04 tendo em vista tratar-se em essência de um ativo intangível relacionado a direito de outorga decorrente de compensação por custos incorridos em exercícios anteriores. Adicionalmente considerando-se também por analogia o parágrafo 44 do referido CPC-04, o ativo constituído pela repactuação do risco não hidrológico foi reconhecido ao valor justo, considerando a melhor estimativa das Controladas, tendo como base os parâmetros determinados pela regulamentação da Aneel, considerando os fluxos futuros esperados nesse novo período de concessão, bem como os valores das compensações calculados pela CCEE. O montante foi transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga.
A compensação aos geradores hidroelétricos que ocorrerá por meio da extensão do prazo de concessão das outorgas de geração, que foi reconhecido como um intangível em contrapartida a compensação de custos com energia elétrica.

16. FORNECEDORES

Fornecedores e outras contas a pagar são obrigações a pagar por bens, energia elétrica, encargos de uso da rede, materiais e serviços que foram adquiridos de fornecedores no curso normal dos negócios, sendo classificados como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano (ou no ciclo operacional normal dos negócios, ainda que mais longo), caso contrário, fornecedores e outras contas a pagar são apresentados como passivo não circulante.
Eles são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado com o uso do método de taxa de juros efetiva. Na prática, considerando o prazo de pagamento, são normalmente reconhecidos ao valor da fatura correspondente.



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI.
Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

21.6.2. Rio Verde Energia S.A.

Subcréditos	Juros	Amortização	Destinação dos subcréditos
Subcréditos "A": 277.937	TJLP + 1,81% a.a.	192 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira prestação no dia 15 (quinze) de outubro de 2010 e a última no dia 15 (quinze) de setembro de 2026	Destinado à aquisição de máquinas e equipamentos nacionais, à execução de obras civis e aos demais itens necessários à implantação da UHE Salto Destinando ao sistema de transmissão
Subcréditos "B": 11.763			
Suplemento: 23.184	TJLP + 2,16% a.a.	192 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira prestação no dia 15 (quinze) de outubro de 2010 e a última no dia 15 (quinze) de setembro de 2026	
Total	312.884		

21.7. Garantias contratuais

21.7.1. Rio Canoas Energia S.A.

As garantias do contrato são:

- i. Alienação fiduciária de 100% das ações da emissora;
- ii. Fiança bancária;
- iii. Cessão fiduciária sobre os direitos emergentes da concessão.

21.7.2. Rio Verde Energia S.A.

As garantias do contrato são:

- i. Penhor dos direitos emergentes da Concessão;
- ii. Penhor dos direitos creditórios sobre o PPA firmado com a Votener;
- iii. Penhor da totalidade das ações de emissão da Grupo, tendo seus acionistas como intervenientes no contrato.

21.8. Cláusulas restritivas ("Covenants")

21.8.1. Rio Canoas Energia S.A.

As cláusulas restritivas aplicadas são:

- i. Sem prévia e expressa autorização do BNDES, distribuir dividendos superior a 25% do Lucro Líquido;
- ii. Firmar contratos de serviços técnicos e administrativos com entes do mesmo grupo econômico, sem prévia e expressa autorização do BNDES;
- iii. Manter índice de cobertura da dívida de no mínimo 1,30.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019, a Controlada atendeu os referidos índices financeiros e, portanto, cumpriu com os referidos *covenants*, conforme abaixo:

2020	2019
103.564	76.652
49.896	54.889
2.08	1.40

A) Geração de caixa da atividade

B) Serviço da dívida

C) Índice de cobertura do serviço da dívida = (A)/(B) igual ou superior a 1,30

21.8.2. Rio Verde Energia S.A.

As cláusulas restritivas aplicadas são:

- i. Sem prévia e expressa autorização do BNDES, distribuir dividendos superior a 25% do Lucro Líquido;
- ii. Firmar contratos com entes do mesmo grupo econômico, sem prévia e expressa autorização do BNDES;
- iii. Manter índice de cobertura da dívida de no mínimo 1,20.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019, a Controlada atendeu os referidos índices financeiros e, portanto, cumpriu com os referidos *covenants*, conforme abaixo:

2020	2019
168.457	107.288
32.505	35.520
5,2	3,0

A) Geração de caixa da atividade

B) Serviço da dívida

C) Índice de cobertura do serviço da dívida = (A)/(B) igual ou superior a 1,20

22. DEBÊNTURES

As debêntures são reconhecidas, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os mesmos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

As taxas pagas no estabelecimento das debêntures são reconhecidas como custos da transação das debêntures, uma vez que seja provável que uma parte ou o total seja sacado. Nesse caso, a taxa é diferida até que o saque ocorra. Quando não houver evidências da probabilidade de saque de parte ou da totalidade, a taxa é capitalizada como um pagamento antecipado de serviços de liquidez e amortizada durante o período ao qual se relaciona.

As debêntures são classificadas como passivo circulante, a menos que o Grupo tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

22.1. Composição

Consolidado 2020									
Controlada	Emis-são	Série	Remu-neração	Venci-mento	Circulante			Não circulante	
					Prin-cipal	Juros, variação monetária e (custo de transação)	Total	Prin-cipal	Juros, variação monetária e (custos de transação)
Rio Parapananema Energia S.A.	4ª	2	IPCA + 6,07% ao ano	16/07/2023	83.325	50.338	133.663	166.675	80.343
Rio Parapananema Energia S.A.	5ª	2	IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	80.016	36.883	116.899	—	—
Rio Parapananema Energia S.A.	7ª	2	IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	100.000	18.145	118.145	100.000	13.358
Rio Parapananema Energia S.A.	8ª	1	106,75% do DI ao ano	15/03/2023	—	697	697	160.000	(312)
Rio Parapananema Energia S.A.	8ª	2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	—	7.563	7.563	160.000	17.770
Rio Paraná Energia S.A.	1ª	1	DI + 1,05% ao ano	15/06/2023	—	—	—	240.000	(524)
Rio Paraná Energia S.A.	1ª	2	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	—	—	—	240.000	20.581
					263.341	113.626	376.967	1.066.675	131.216
									1.197.891

Consolidado 2019									
Controlada	Emis-são	Série	Remu-neração	Venci-mento	Circulante			Variação monetária e (custos de transação)	
					Prin-cipal	Juros, variação monetária e (custo de transação)	Total	Prin-cipal	Variação monetária e (custos de transação)
Rio Parapananema Energia S.A.	4ª	2	IPCA + 6,07% ao ano	16/07/2023	—	9.847	9.847	250.000	104.530
Rio Parapananema Energia S.A.	5ª	2	IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	79.992	27.295	107.287	80.016	36.405
Rio Parapananema Energia S.A.	7ª	1	DI + 0,40% ao ano	15/08/2020	220.000	4.259	224.259	—	—
Rio Parapananema Energia S.A.	7ª	2	IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	—	4.425	4.425	200.000	16.745
Rio Parapananema Energia S.A.	8ª	1	106,75% do DI ao ano	15/03/2023	—	2.246	2.246	160.000	(562)
Rio Parapananema Energia S.A.	8ª	2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	—	7.311	7.311	160.000	10.037
Rio Paraná Energia S.A.	1ª	1	DI + 1,05% ao ano	15/06/2023	—	—	—	240.000	(663)
Rio Paraná Energia S.A.	1ª	2	IPCA + 6,15% ao ano	16/06/2025	—	—	—	240.000	8.139
					299.992	55.383	355.375	1.330.016	174.631
									1.504.647

22.2. Vencimento

Consolidado					
Vencimento a longo prazo					
Debêntures	2022	2023	2024	2025	Total
	434.456	322.026	220.308	221.101	1.197.891

22.3. Movimentação

	Consolidado								
	Rio Parapananema Energia S.A.						Rio Paraná Energia S.A.		
	4ª Emissão	5ª Emissão	7ª Emissão		8ª Emissão		1ª Emissão		
	Série 2	Série 2	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	364.377	223.708	224.259	221.170	161.684	177.348	239.337	248.139	1.860.022
Amortização de custos de transação	78	286	416	374	250	177	—	—	1.581
Capitalização de custos de transação	—	—	—	—	—	—	343	1.131	1.474
Apropriação de juros	22.105	10.784	5.072	12.959	4.711	9.787	—	—	65.418
Capitalização de juros	—	—	—	—	—	—	9.142	15.673	24.815
Apropriação de variação monetária	15.958	6.101	—	9.848	—	7.555	—	—	39.462
Capitalização de variação monetária	—	—	—	—	—	—	—	11.221	11.221
Pagamento de debêntures	—	(79.992)	(220.000)	—	—	—	—	—	(299.992)
Pagamento de juros	(21.837)	(15.297)	(9.747)	(12.848)	(6.260)	(9.534)	(9.346)	(15.583)	(100.452)
Pagamento de variação monetária	—	(28.691)	—	—	—	—	—	—	(28.691)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	380.681	116.899	—	231.503	160.385	185.333	239.476	260.581	1.574.858

As principais variações dos saldos de Debêntures foram resultantes das quitações da 7ª emissão (série 1) última parcela do principal e juros, e pagamento de pagamentos da 5ª emissão (série 2) de principal e pagamentos de juros ao longo do exercício.

22.4. Cláusulas restritivas ("Covenants")

22.4.1. Rio Parapananema Energia S.A.

22.4.1.1. Covenants financeiros

As cláusulas restritivas previstas no Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da Quarta, Quinta, Sétima e Oitava emissões da Controlada são:

- i. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA que deverá ser igual ou inferior a 3,20;
- ii. Índice entre divisão do EBITDA pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
- iii. Redução de capital da Controlada poderá ser realizada se observado o limite igual ou inferior a 0,7, do índice financeiro quociente da divisão da dívida total pelo somatório da dívida total e capital social da Rio Parapananema, na 7ª e 8ª poderá ser realizada em observância ao seguinte índice financeiro: quociente da divisão da dívida total da Controlada pelo somatório da dívida total e Capital Social da Controlada, tendo por base as então mais recentes Demonstrações Financeiras da Controlada igual ou menor a 0,90 (noventa centésimos) vezes.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019, a Controlada atendeu os referidos índices financeiros e, cumprindo assim, os referidos *covenants*, conforme abaixo:

Índice financeiro	Limites	2020	2019
EBITDA / Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	4,15	5,24
Dívida líquida / EBITDA	Igual ou inferior a 3,2	(0,02)	0,36
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,7	0,56	0,62

22.4.1.2. Covenants não financeiros

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Quarta, Quinta, Sexta, Sétima e oitava emissões, os quais vem sendo atendidas pela Controlada, dos quais destacamos os mais relevantes:

- i. Inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras, de forma agregada ou individual, contraídas pela Emissora, no mercado local ou internacional em valor superior a R\$ 30 milhões para as 4ª e 5ª debêntures e R\$ 32 milhões para a 7ª e 8ª debêntures;
- ii. 4ª/5ª debêntures - Transferência de controle acionário direto ou indireto da Rio Parapananema, desde que, após tal transferência as classificações de risco pela Moody's ou Standard & Poor's ou na falta destas, a Fitch, rebaixar, por motivos diretamente ligados à transferência do controle acionário, a classificação de risco da Controlada em dois níveis em relação à classificação de risco vigente na data da emissão;
- iii. 7ª/8ª debêntures - Transferência de controle acionário direto da Controlada, desde que, após tal transferência, a Moody's ou a Standard & Poor's, ou na falta destas, a Fitch, rebaixar, por motivos diretamente ligados à transferência do controle acionário direto da Controlada, a classificação de risco da Rio Parapananema em dois níveis em relação à classificação de risco da Controlada vigente na data de emissão;
- iv. Cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Controlada, exceto se cumpridas exigências dos itens a, b e c desta mesma cláusula das escrituras de emissão de debêntures, para a 7ª e 8ª emissão somente os itens a e b;
- v. Término antecipado ou intervenção, por qualquer motivo, de quaisquer dos contratos de concessão pelo poder concedente relativo ao serviço público de energia elétrica.

As outras cláusulas restritivas estão detalhadas nas escrituras de emissão das debêntures, disponível no site <https://www.ctgbr.com.br/rio-parapananema/informacoes-aos-investidores>.

22.4.2. Rio Paraná Energia S.A.

22.4.2.1. Covenants financeiros

No Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da Primeira emissão:

- i. Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA que deverá ser igual ou inferior a 3,20;
- ii. Índice entre divisão do EBITDA pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
- iii. Redução de capital da Controlada poderá ser realizada se observado o limite igual ou inferior a 0,90 (noventa centésimos), do índice financeiro quociente da divisão da dívida total pelo somatório da dívida total e capital social da Controlada, tendo por base as então mais recentes Demonstrações Financeiras Regulatórias (Aneel).

Índice financeiro	Limites	2020	2019
EBITDA / Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	7,82	5,84
Dívida líquida / EBITDA	Igual ou inferior a 3,2	0,98	0,99
Dívida total / (Dívida total + Capital social)	Igual ou inferior a 0,9	0,28	0,32

22.4.2.2. Covenats não financeiros

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Primeira emissão, os quais vem sendo atendidas pela Controlada, dos quais destacamos os mais relevantes:

- i. Inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras, de forma agregada ou individual, em valor superior a R\$ 72 milhões;
- ii. Alteração societária que resulte na exclusão de forma direta ou indireta da Controlada, salvo se o(s) novo(s) acionista(s) controlador(es) direto(s) ou indireto(s) possuir(em) classificação de risco (rating) mínimo Aa1.br, conforme classificação atribuída pela Moody's, ou brAA+ pela Standard & Poor's, ou na falta desses, AA+(bra) pela Fitch Ratings;
- iii. Cisão, fusão, incorporação envolvendo a Controlada, exceto se cumpridas exigências dos itens a e b desta mesma cláusula das escrituras de emissão de debêntures;
- iv. Término antecipado ou intervenção, por qualquer motivo, de quaisquer dos contratos de concessão pelo poder concedente relativo ao serviço público de energia elétrica.

As outras cláusulas restritivas estão detalhadas na escritura de emissão de debêntures, disponível no site www.ctgbr.com.br/rio-parana-energia - "Investidores" - "Informação para investidores".

23. USO DO BEM PÚBLICO (UBP)

Pela exploração da geração de energia elétrica outorgada através dos contratos de concessões nº 03/2010 da controlada Rio Canoas Energia S.A. e nº 90/2002 da controlada Rio Verde Energia S.A., como contraprestação ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico do Grupo paga, valores anuais, contados a partir das assinaturas dos contratos, em parcelas mensais referentes à UBP. Tais desembolsos, a valores históricos, foram reconhecidos no grupo de intangíveis, e são amortizados ao longo do período de concessão.

Em 10 dezembro de 2020 foi assinado o 5º Termo Aditivo que formalizou a extensão de 483 (quatrocentos e oitenta e três) dias para a concessão da UHE Salto, operada pela controlada Rio Verde, através da Resolução Autorizativa nº 8.410/2019. A referida extensão foi concedida pela Aneel em razão do reconhecimento pela exclusão de responsabilidade em razão da não emissão de Licenças Ambientais dentro do prazo necessário à implantação do projeto.

A taxa de desconto no cálculo do valor presente é de 9,63% não tendo vinculação com a expectativa de retorno do projeto.

23.1. Composição

Consolidado					
Circulante	2020		Total	2019	
	Não circulante	Total		Não circulante	Total
Valor nominal	3.169	62.077	65.246	2.680	74.694
(-) Ajuste a valor presente	(2.880)	(33.872)	(36.752)	(1.070)	(56.644)
	289	28.205	28.494	1.610	18.050

23.2. Movimentação

	Principal	Ajuste a valor presente	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	77.374	(57.714)	19.660
Adições	2.263	(141)	2.122
Apropriação do ajuste a valor presente	—	6.910	6.910
Pagamento	(2.646)	—	(2.646)
Atualização monetária	2.448	—	2.448
Reclassificação	(14.193)	14.193	—
Saldo em 31 de dezembro de 2020	65.246	(36.752)	28.494

24. INDENIZAÇÃO SOCIOAMBIENTAL

24.1. Composição

24.1.1. Termo de Ajuste de Conduta (TAC)

A controlada Rio Canoas foi notificada em 29 de agosto de 2013, pelos danos causados pela inundação do reservatório da usina. Em função desta notificação assinou o termo de ajustamento de conduta (TAC) com Ministério Público, a FATMA e os representantes dos atingidos pela UHE. O montante inicial total provisionado foi de R\$ 5.500 e devem ser empregados exclusivamente em investimentos sociais, os quais devem buscar atingir o maior número de pessoas. Os dispêndios são feitos com a aprovação dos órgãos envolvidos.

24.1.2. Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC)

O SNUC foi instituído pela Lei Federal nº 9.985/2000, com o objetivo de garantir a preservação da natureza e o desenvolvimento sustentável a partir dos recursos naturais.

A Controlada Rio Canoas Energia celebrou em 02 de agosto de 2011 o termo de compromisso de compensação ambiental nº 075/2011 com a FATMA, previsto na Lei 9.985/2000.

Os recursos são concentrados em uma aplicação financeira vinculada (nota explicativa nº 5.2). Tais recursos são remunerados à variação do DI e são dispêndios conforme deliberação da FATMA e o Ministério Público.

24.1.3. CIBACAP

O Grupo firmou compromissos com as Prefeituras Municipais da Bacia Capivara e com o Departamento de Estrada de Rodagem do Paraná, partes integrantes do Cibacap, envolvidos com a formação do reservatório da UHE Capivara ("Capivara"). Esses compromissos envolvem projetos, conforme acordo de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) existente em função das perdas, danos e/ou prejuízos causados a estes municípios em virtude da construção de Capivara.

	Consolidado					
	2020			2019		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Termo de Ajuste de Conduta (TAC)	—	281	281	—	281	281
Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC)	974	—	974	375	—	375
Cibacap	—	15.088	15.088	890	11.462	12.352
	974	15.369	16.343	1.265	11.743	13.008



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

24.2. Movimentação

Saldo em 31 de dezembro de 2019

Variação monetária

Realização de provisão

Saldo em 31 de dezembro de 2020

Cibacap	TAC	SNUC	Total
12.352	281	375	13.008
2.736	10	8	2.754
—	770	(189)	581
15.088	1.061	194	16.343

25. PROVISÕES PARA RISCOS

As provisões para as perdas decorrentes dos riscos classificados como prováveis são reconhecidas contabilmente, desde que: haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de eventos passados; é provável que seja necessária uma saída de recursos para liquidar a obrigação; e o valor puder ser estimado com segurança.

As perdas classificadas como possíveis não são reconhecidas contabilmente, sendo divulgadas nas notas explicativas. As contingências cujas perdas são classificadas como remotas não são provisionadas nem divulgadas, exceto quando, em virtude da visibilidade do processo, o Grupo considera sua divulgação justificada.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

A Administração do Grupo, baseada em levantamentos e pareceres elaborados pela área jurídica e por consultores jurídicos externos, registra provisões para cobrir as perdas e obrigações classificadas como prováveis, relacionadas às ações trabalhistas, fiscais, ambientais, regulatórias e cíveis, quando é exigido depósito judicial para alguma ação, essa provisão é apresentada líquida de seu respectivo depósito.

Demais depósitos não relacionados às provisões constituída, são demonstrados em nota específica (vide nota explicativa nº 10).

Em função do Contrato de Concessão, o Grupo assumiu os processos judiciais e administrativos ambientais, distribuídos em face da Companhia Energética de São Paulo ("CESP").

As ações discutem as demolições de construções irregulares em área de APP e de concessão, então da CESP, indenização pelos danos ambientais, recuperação e compensação dos danos causados pelas ocupações irregulares.

Ainda, é necessária consideração a respeito do dano ambiental, que pode ser abstrata, e que na licença de operação já existe a determinação para cumprimento de obrigações ambientais, que o Grupo deve cumprir, o que caracterizaria um empenho duplicado pelo mesmo objetivo.

Adicionalmente, a determinação da possibilidade de êxito nos demais processos em andamento, assim como a estimativa das perdas prováveis esperadas envolve julgamentos críticos por parte da administração, pois depende de eventos futuros que não estão sob controle do Grupo.

A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

25.1. Composição

	Consolidado			
	2020		2019	
	Provisões	Depósitos judiciais	Provisões líquidas	Provisões líquidas
Trabalhistas	10.436	(3.647)	6.789	13.494
Fiscais	19.756	(966)	18.790	18.182
Cíveis	30.679	(7.426)	23.253	11.260
Desapropriações de terras	20.548	(5.735)	14.813	1.779
Indenizações de benfeitorias	10.131	(1.691)	8.440	9.481
Ambientais	10.564	(91)	10.473	6.681
Regulatórias	336.143	—	336.143	281.429
	407.578	(12.130)	395.448	331.046

25.2. Movimentação

A movimentação das provisões ocorreu conforme quadro abaixo:

	Trabalhistas	Fiscais	Cíveis		Ambientais	Regulatórias	Total
			Desapropriações de terras	Indenizações de benfeitorias			
Saldo em 31 de dezembro de 2019	13.494	18.182	1.779	9.481	6.681	281.429	331.046
Provisões para riscos							
Provisões / reversões	(2.063)	402	—	(800)	3.368	15.873	16.780
Provisões / reversões (*)	—	—	13.184	—	—	—	13.184
Variações monetárias	1.197	261	—	1.349	289	39.227	42.323
Variações monetárias (*)	—	—	1.726	—	—	—	1.726
Acordos / pagamentos	(5.889)	—	—	(2.234)	—	(386)	(8.509)
Acordos / pagamentos (*)	—	—	(1.910)	—	—	—	(1.910)
	(6.755)	663	13.000	(1.685)	3.657	54.714	63.594
Depósitos judiciais							
Variações monetárias	(198)	(55)	(75)	(43)	—	—	(371)
(Adições)	(1.798)	—	(929)	(995)	—	—	(3.722)
Baixas	2.046	—	1.038	1.682	135	—	4.901
	50	(55)	34	644	135	—	808
Saldo em 31 de dezembro de 2020	6.789	18.790	14.813	8.440	10.473	336.143	395.448

(*) Efeitos contabilizados em contrapartida do imobilizado como a discussão é a respeito de terrenos, o Grupo atualiza o passivo contra linha dessa natureza, controlada no grupo de imobilizado.

A respeito das discussões judiciais em andamento, valem destacar:

25.3. Rio Paraná Energia S.A.

a) Trabalhistas

A Administração da Controlada, baseada em levantamentos e pareceres elaborados pela área jurídica e por consultores jurídicos externos, registra provisões para cobrir as perdas e obrigações classificadas como prováveis, relacionadas às ações trabalhistas. O que em sua maioria discute ações ajuizadas por ex-empregados de empresas prestadoras de serviços na Rio Paraná.

b) Regulatórias

Valor referente ao diferencial de alíquota PIS/COFINS entre o regime cumulativo e não cumulativo composto no preço dos Contratos de Compra e Venda de Energia, devido a possível mudança no Regime de Tributação de Lucro Presumido para Lucro Real.

25.4. Rio Paranapanema Energia S.A.

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, as principais provisões relativas aos riscos trabalhistas com expectativas de perda provável são referentes:

Ações movidas por ex-empregados e terceirizados, envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação salarial, pagamento de verbas rescisórias entre outras.

As constituições referem-se a novas ações e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Controlada decorrentes de sentença desfavoráveis no exercício, bem como em função de decisão do Tribunal Superior do Trabalho, que modificou o critério para atualização de débitos trabalhistas. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais. Também, foi realizada Campanha de Acordos em 2020, que encerrou uma série de processos através de composição judicial, o que acarretou a redução das provisões.

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2020, as principais provisões relativas aos riscos fiscais com expectativas de perda provável são referentes à Controlada Rio Paranapanema Energia S.A. sendo que os principais riscos são:

i. Processo Administrativo nº 19515.003540/2005-96 decorrente de um Auto de infração referente à destinação para incentivo fiscal do Fundo de Investimentos da Amazônia (FINAM) dos recolhimentos do imposto sobre lucro inflacionário, efetuados nos meses de janeiro, fevereiro e março de 2000. Em primeira instância, o processo foi julgado favorável aos recolhimentos dos meses de janeiro e fevereiro, permanecendo provisionado o montante relativo a março de 2000, atualizado para 31 de dezembro de 2020, no montante de R\$ 3.037 (R\$ 3.017 em 31 de dezembro de 2019);

ii. Processo administrativo nº 10880.723970/2011-33, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou ressarcimento de créditos de COFINS do ano de 2004. Foi apresentado recurso administrativo em razão de parte dos valores não terem sido homologados pela Receita Federal, valores estes que totalizam em 31 de dezembro de 2020 R\$ 13.450 (R\$ 13.264 em 31 de dezembro de 2019);

iii. Ação Anulatória ajuizada pela Controlada visando cancelamento de débitos de PIS, COFINS e CSLL referentes aos anos calendário de 2004 a 2007. A discussão se dá em razão da isenção na aquisição de energia elétrica de Itaipu, a qual a Receita Federal não entende cabível. O valor total da discussão em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 3.849, sendo que o valor provável de R\$ 401.

c) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2020, a principal provisão relativa ao risco cível com expectativa de perda provável é relativo a Controlada Sapucaí Mirim Energia Ltda.

A variação observada na Ação de Desapropriação ajuizada em face de Millernad Badran em que se discute a desapropriação e valoração do imóvel para a construção do reservatório da UHE Retiro. A decisão de primeira instância foi favorável à Controlada determinando que a indenização a ser paga fosse calculada tomando por base os valores referentes a terra rural. Em sede de recurso o Tribunal de Justiça de São Paulo reverteu a decisão e considerou que o cálculo deve ser elaborado considerando a propriedade como imóvel urbano. Atualmente o valor envolvido com risco de perda provável é de R\$ 6.389.

d) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2020, a principal provisão relativa ao risco ambiental com expectativa de perda provável é relativo a Controlada Paranapanema Energia S.A.

i. Trata-se de Ação Civil Pública movida pelo Município de Santo Inácio contra a Controlada em que se discute a compensação de impactos ambientais. As partes estão em discussão para formalização de um TAC que colocará fim na Ação Civil Pública no montante atualizado para 31 de dezembro de 2020, no montante de R\$ 6.959 (R\$ 3.533 em 31 de dezembro de 2019);

ii. Tratam-se de Ações Anulatórias ajuizadas para declarar nulo os autos de infração nº 246.946-D e nº 246.947-D lavrado pelo IBAMA em face da UHE Canoas I e II, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2020 é no montante de R\$ 1.810 (R\$ 1.783 em 31 de dezembro de 2019);

iii. Provisão para indenização por danos materiais e morais de ações ajuizadas por supostos pescadores profissionais, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2020 é no montante de R\$ 978 (R\$ 898 em 31 de dezembro de 2019).

25.5. Rio Verde Energia S.A.

a) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências cíveis líquidas somam R\$ 1.746, e referem-se à desapropriação e indenizações referentes às áreas para construção do reservatório.

b) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020 as contingências trabalhistas que somam R\$ 232 referem-se a ações movidas por ex-empregados, envolvendo pedido de horas extras, periculosidade, insalubridade e horas in itinere. As variações nas constituições se referem a decisões judiciais favoráveis e ao encerramento de casos antes contingenciados, bem como variação monetária e correção.

c) Regulatórias

Em 10 de julho de 2015, de acordo com o descrito na nota explicativa nº 1.3, a Controlada obteve uma liminar nos autos da Ação do GSF, visando limitar a incidência do fator de ajuste do MRE (GSF) ao percentual máximo de 5% (cinco por cento) do total da garantia física da UHE Salto.

Com a publicação da Lei 14.052/2020 e regulamentada pela resolução da Aneel nº 895/2020 (vide nota explicativa 9), a Rio verde decidiu em reunião de Conselho de Administração por seguir com o referido acordo previsto em lei para solução das questões envolvendo a judicialização do GSF. Após a divulgação oficial dos valores e, concomitantemente à assinatura do aditivo ao contrato de concessão, a Rio Verde fará a desistência da referida ação judicial.

25.6. Rio Canoas Energia S.A.

a) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências cíveis líquidas somam R\$ 14.469, e referem-se a ações indenizatórias ajuizadas contra a Rio Canoas em decorrência do alugamento e desapropriação de áreas para construção dos reservatórios, linha de transmissão e reavaliação dos valores pagos decorrentes de desapropriação para construção da UHE.

As constituições referem-se a novas ações e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Controlada decorrentes de decisões desfavoráveis no exercício. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais, tendo em vista campanha de acordo realizada pela Controlada visando uma composição amigável entre as partes.

b) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, não foram constituídas provisões contábeis para as contingências trabalhistas. A variação decorre do encerramento dos processos que compunham tais contingências.

25.7. Contingências possíveis

Não foram constituídas provisões contábeis para as contingências avaliadas pelos assessores jurídicos do Grupo como perdas possíveis:

	Controladora		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019
Ambientais	—	—	1.100.254	898.442
Fiscais	10.382	—	698.800	612.831
Cíveis	159.757	182.279	188.352	201.770
Regulatórias	—	—	139.734	123.029
Trabalhistas	4.980	4.776	21.126	22.433
	175.119	187.055	2.148.267	1.858.505

A respeito das discussões judiciais em andamento, com classificação de risco possível, valem destacar:

25.7.1. Controladora

a) Cíveis

Em 31 de dezembro de 2020, a contingência cível soma R\$ 159.757, e refere-se à ação movida, com pedido para pagamento de comissões de 5% (cinco por cento) do valor da venda dos ativos da Triunfo para a CTG Holding.

25.7.2. Controladas

25.7.2.1. Rio Paraná Energia S.A.

a) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências ambientais do quadro acima são as que permitiram razoável segurança de estimativa de valor e com expectativa de perda possível. As variações na rubrica de contingências ambientais são decorrentes de novas ações judiciais ajuizadas em face da Controlada, envolvendo danos ambientais causados pela suposta inobservância dos preceitos legais relativos a:

i. ocupações irregulares em APP e recuperação dos danos ambientais causados;

ii. cumprimento das condicionantes das Licenças de operação ;

iii. manutenção da cota/nível mínimo de operação do reservatório;

iv. supostos prejuízos causados aos pescadores. Abaixo, seguem detalhes dos principais processos ambientais:

523 Ações Cíveis Públicas - movidas pelo Ministério Público Federal ("MPF") de Jales/SP em face da CESP e dos ocupantes irregulares, requerendo para a condenação:

i. recuperação da Área de Preservação Permanente - ("APP");

ii. a demolição de edificações/ocupações irregulares (caso obrigação não seja cumprida pelos ocupantes);

iii. pagamento de indenização pelos danos ambientais irrecuperáveis a serem apurados em eventual perícia a ser designada nos autos. A Rio Paraná passou a integrar o polo passivo das ações como réu e os processos estão atualmente em andamento em primeira instância, em fase de instrução processual.

A chance de perda da Controlada é considerada como possível e o valor envolvido no caso não é passível de estimativa até o momento, pois depende de perícia para apuração de custos relacionados às medidas de mitigação, recuperação e compensação das áreas, além da desmobilização das edificações irregulares existentes em APP.

Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Federal de Andradina, em 12/06/2018 onde se pleiteia que: (1) a Rio Paraná mantenha a gestão do Centro de Conservação de Fauna Silvestre de Ilha Solteira; e (2) o IBAMA se abstenha de substituir as condicionantes das Licenças de Operação" das UHE Jupia e Ilha Solteira relativas à manutenção e pleno funcionamento do CCFs pela execução do Programa do Corredor Ecológico. Em audiência as partes solicitaram a suspensão do processo para iniciar as tratativas de acordo. Em 11/11/2020 foi firmado acordo entre a Rio Paraná e o MPF com delimitação de prazo para manutenção e gestão do CCFs além das atividades relacionadas ao centro de triagem de animais silvestres. O acordo ainda aguarda homologação judicial.

A chance de perda da Controlada, segundo a avaliação de seus assessores legais é considerada como possível e o valor envolvido no caso é de R\$ 10.995.

Ação Civil Pública ajuizada pela Confederação Nacional dos Pescadores e Aquicultores, em 26/07/2018, em face da CESP e Rio Paraná, em decorrência de um blecaute ocorrido na UHE JUPIA em meados de 2009, em que houve redução na vazão de água do reservatório, ocasionando a mortandade de peixes, o que lhes renderam prejuízos de cunho material e moral, requerendo, o pagamento de indenização. Em 2018, foi proferida decisão de primeira instância, julgando o processo em desfavor da Confederação. A Confederação reverteu a decisão em sede de tribunal, tendo o processo retornado à Vara de origem para reinício da fase de provas. Desta decisão, a Rio Paraná interpôs Recurso Especial no STJ, que ainda aguarda julgamento.

A chance de perda da Controlada de acordo com a avaliação de seus assessores legais é considerada como possível. O valor atualizado de R\$ 1.044.757, considerando dezembro de 2020.

b) Fiscais

Trata-se de um Mandado de Segurança com pedido liminar impetrado pela Rio Paraná em face da Receita Federal, em janeiro de 2018, no qual se discute a opção pelo Regime do Lucro Presumido nos anos de 2015 e 2016 em que a Controlada obteve receita significativas com variação cambial positiva decorrente de um empréstimo realizado em moeda estrangeira (Dólar), que por se tratar de receita financeira não foi considerado na base de cálculo para fins de recolhimento de Tributos. Para concessão da liminar foi necessária realização de um depósito judicial no valor de R\$ 420.000 em 30 de janeiro de 2018. Houve decisão desfavorável de primeira instância, mas as chances de êxito nesta demanda são consideradas pelos advogados da Controlada como possível e o valor total envolvido neste caso considerando dezembro de 2020 é de R\$ 477.786.

c) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 11.854. As variações na rubrica de contingências trabalhistas são decorrentes de novas ações judiciais ajuizadas em face da Controlada por empregados terceirizados, bem como arquivamento de algumas ações no período.

25.7.2.2. Rio Paranapanema Energia S.A.

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 4.496 (R\$ 5.267 em 31 de dezembro de 2019).

A variação na rubrica de contingências trabalhistas é decorrente de encerramento de ações com campanha de acordo.

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2020, as principais contingências fiscais na Controlada Rio Paranapanema Energia S.A. e na Controladora com expectativa de perda possível são:

i. Mandado de Segurança nº 0025355-84.2004.4.03.6100, impetrado em face do Delegado da Receita Federal de Administração Tributária em São Paulo, visando à concessão de liminar/segurança para ser reconhecido o direito da Controlada de, por força de denúncia espontânea prevista no artigo 138 do Código Tributário Nacional (CTN), não se sujeitar à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, IRPJ, CSLL e IOF mediante pagamentos e compensações. Débitos com exigibilidade suspensa por depósitos judiciais e perda possível avaliada em R\$ 9.828 (R\$ 9.669 em 31 de dezembro de 2019);

ii. Processos administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ, IRRF e CSLL), bem como de tributos pagos a maior. Em todos os casos a Controlada apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 57.221 (R\$ 67.444 em 31 de dezembro de 2019). A redução do valor decorre do encerramento de processos administrativos que ao final foram favoráveis à Controlada determinando a compensação e/ou restituição;

iii. Autos de Infração que discutem por cobrança de CSLL referente aos anos-calendário de 2008 e 2009 respectivamente. Em ambos os casos foi apresentado Recurso Voluntário que está pendente de julgamento pelo Conselho de Contribuintes. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2020, totalizam R\$ 57.817 (R\$ 48.114 em 31 de dezembro de 2019).

iv. Trata-se de Mandado de Segurança Coletivo impetrado pela Apine representando seus associados em face do Estado do Paraná, que visa declarar a ilegalidade da Lei Estadual que instituiu uma taxa pela utilização dos recursos hídricos TCFRH (Taxas de Controle e Fiscalização do Aproveitamento de Recursos Hídricos e Minerais). A decisão de primeira instância foi favorável à Apine e os valores atualizados para 31 de dezembro de 2020 totalizam R\$ 77.000.

O montante de R\$ 11.890 está pulverizado em vários outros processos (R\$ 19.057 em 31 de dezembro de 2019).

c) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências ambientais na Controlada Rio Paranapanema Energia S.A. com expectativas de perda possível referem-se a Autos de Infração lavrados pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAP) e pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), relativos a supostas infrações ambientais ocorridas nas Usinas Chavantes, Canoas I, Canoas II, Taquaruçu e Capivara. A Controlada apresentou recursos administrativos e ajuizou ações judiciais visando declarar a nulidade das multas.

O valor atualizado para 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 36.514 (R\$ 32.504 em 31 de dezembro de 2019).

d) Regulatórias

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências regulatórias na Controlada Rio Paranapanema Energia S.A. com expectativa de perda possível somam um total de R\$ 136.950, sendo que as principais contingências são referentes a:

i. Por conta da recusa da Controlada em pagar os valores em disputa na Ação Ordinária mencionada na nota explicativa nº 13 ("Encargos de Uso da Rede Elétrica"), a Aneel autou a Rio Paranapanema por meio do Auto de Infração nº 014/2009-SFG por supostamente não ter a Controlada (i) firmado os Cusd com as concessionárias de distribuição; e (ii) não ter quitado o passivo da Tugd-g acumulado de julho de 2004 a junho de 2009. Por conta disso, a Controlada ajuizou Mandado de Segurança para suspender a cobrança da multa imposta, tendo sido a liminar deferida em junho de 2009. Em junho de 2013, a sentença denegou o pedido de liminar feito pela Rio Paranapanema no Mandado de Segurança impetrado, mantendo-se a multa imposta pela Aneel. Em outubro de 2013 a Controlada requereu no processo a suspensão da exigibilidade da multa até o julgamento definitivo do Mandado de Segurança, mediante o depósito do valor integral e atualizado da multa objeto da ação. Em dezembro de 2013, a Controlada interpôs recurso de apelação o qual ainda está pendente de julgamento. A classificação é de perda possível, e o valor é de R\$ 37.525 (R\$ 36.846 em 31 de dezembro de 2019);

ii. Em 2002, AES Sul distribuidora de energia elétrica ingressou com ação judicial visando não se sujeitar a aplicação retroativa da Resolução 288 da Aneel. A Controlada pode ser impactada por eventual decisão favorável à distribuidora e o valor atualizado em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 55.501 (R\$ 44.211 em 31 de dezembro de 2019).

Entre 2010 e 2012, uma associação de distribuidoras e uma distribuidora ingressaram com ações judiciais visando anular os despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF)/Aneel nº 2.517/2010 e 1.175/2012, respectivamente. A Controlada pode ser impactada por eventuais decisões favoráveis às distribuidoras. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 17.828 (R\$ 17.100 em 31 de dezembro de 2019).



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

e) Cíveis
Em 31 de dezembro de 2020, a principal contingência cível na Controlada Rio Sapucaí Mirim Energia Ltda. com expectativa de perda possível, refere-se a uma Ação de Desapropriação em que se discute a desapropriação e valoração do imóvel para a construção do reservatório da UHE Palmeiras. A decisão de primeira instância foi favorável à Sociedade considerando a perícia realizada. O processo atualmente aguarda decisão do Tribunal de Justiça de São Paulo diante do recurso apresentado pelo réu Millenard Badran. Atualmente o valor envolvido com risco de perda possível é de R\$ 24.213.

25.7.2.3. Rio Verde Energia S.A.

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, não há previsão de contingência trabalhista com expectativa de perda possível. As variações nas constituições se referem ao encerramento via acordo e decisões favoráveis em casos ajuizados por ex-empregados e empregados terceirizados.

b) Ambiental

Trata-se de discussão referente ao pagamento da Taxa de Licenciamento para Utilização de Recursos da Fauna atrelada à Licença de Operação ("LO") da Usina de Salto. A legislação vigente dispõe da necessidade de recolhimento de valores referentes à compensação ambiental, além disso, a condicionante nº 21 da Licença de Operação da Rio Verde prevê a obrigatoriedade de serem apresentados os comprovantes de pagamento da compensação da fauna. Apesar da existência desta obrigação na LO, foram formuladas diversas soluções de consultas perante o órgão ambiental, bem como uma opinião legal de consultores legais da Controlada determinando que não há obrigação de provisionar valores, tendo em vista que, em caso de cobrança dos valores relativos a compensação existe a possibilidade de discussão judicial com chances possíveis de êxito. Trata-se de discussão na esfera administrativa iniciada pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente de Desenvolvimento Sustentável (SEMAD) em que se exige a compensação da fauna na região. Existem negociação para apresentação de Plano de Trabalho e/ou Proposta de destinação pela SEMAD, para o cumprimento da compensação ambiental. Os assessores externos da Controlada avaliam o risco de perda possível com valor de R\$ 779 para 31 de dezembro de 2020.

c) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências fiscais com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 5.712. As principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são decorrentes de Processos Administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ e CSLL), de tributos pagos a maior e autos de infração em que se discute recolhimento de IRPJ e CSLL. Em todos os casos a Controlada apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento.

25.7.2.4. Rio Canoas Energia S.A.

a) Cíveis

As contingências cíveis com expectativa de perda possível no montante de R\$ 8.684 referem-se às ações ajuizadas em decorrência do negócio, inclusive em razão da construção dos reservatórios pela Rio Canoas, sendo certo que diante dos elementos constantes dos processos e provas produzidas até o momento, segundo a avaliação dos assessores jurídicos da Controlada, não há necessidade de provisionamento de valores.

b) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, não foram indicados valores para as contingências trabalhistas. A variação decorre do encerramento dos processos que compunham tais contingências.

25.7.2.5. CTG Brasil Negócios de Energia Ltda.

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2020, as contingências trabalhistas líquidas somam R\$ 473, a variação no saldo em relação a 2019 e se referem às novas ações judiciais, ajuizadas por empregados de empresa prestadora de serviço. Em sua maioria, os autores pedem a condenação das empresas no pagamento das verbas rescisórias, horas extras entre outros pedidos.

26. DIVIDENDOS A PAGAR

A distribuição de dividendos é feita para os acionistas do Grupo com base no seu Estatuto Social, e é reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras ao final do exercício.

China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	
China Three Gorges (Luxembourg) Power S.A.R.L.	

Controladora				
Saldos em 2019	Dividendos propostos	Dividendos pagos	Saldos em 2020	
814.267	147.092	(913.993)	47.366	
6.316	1.138	(7.090)	364	
820.583	148.230	(921.083)	47.730	

Consolidado				
Saldos em 2019	Dividendos propostos	Dividendos pagos	Prescrições (*)	Saldos em 2020
814.267	147.092	(913.993)	—	47.366
6.316	1.138	(7.090)	—	364
332.413	42.945	(363.897)	—	11.461
6.217	10.577	(4.767)	(208)	11.819
1.159.213	201.752	(1.289.747)	(208)	71.010

(*) Os dividendos não reclamados no prazo de três anos, a contar da data em que tenham sido postos à disposição do acionista, prescreverão conforme artigo 287 da Lei 6.404/76.

27. JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

A distribuição dos juros sobre capital próprio é feita para os acionistas do Grupo com base no seu Estatuto Social, e é reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras ao final do exercício.

Controladora				
Saldos em 2019	JSCP a pagar	JSCP pagos	Saldos em 2020	
527.161	198.224	(527.161)	198.224	
4.089	1.526	(4.089)	1.526	
531.250	199.750	(531.250)	199.750	

Consolidado				
Saldos em 2019	JSCP a pagar	JSCP pagos	Saldos em 2020	
527.161	198.224	(527.161)	198.224	
4.089	1.526	(4.089)	1.526	
342.087	107.666	(259.771)	189.982	
2.328	1.716	(2.090)	1.954	
875.665	309.132	(793.111)	391.686	

28. OPERAÇÕES DE TRADING

As operações de trading são transacionadas em mercado ativo e reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, com base na diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das contratações em aberto na data do balanço (vide nota explicativa nº 32.1.5). Este valor justo é estimado, em grande parte, nas cotações de preço utilizadas no mercado ativo de balcão, na medida em que tais dados observáveis de mercado existam, e, em menor parte, pelo uso de técnicas de avaliação que consideram preços estabelecidos nas operações de compra e venda e preços de mercado projetados por entidades especializadas, no período de disponibilidade destas informações. A taxa de desconto utilizada para fins de cálculo do valor justo, em dezembro de 2020, foi de 7,96% a.a. Os saldos patrimoniais, referentes às transações de trading em aberto estão abaixo apresentados.

2020			
Circulante	Ativo	Passivo	Resultado líquido
—	26.931	25.698	1.233
Não circulante	7.156	6.780	376
	34.087	32.478	1.609

A mutação dos saldos referente às transações de trading em aberto é a seguinte:

Saldo em 31 de dezembro de 2019	—
Ganho reconhecido no exercício	34.087
Perda reconhecida no exercício	(32.478)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	1.609

28.1. Análise de sensibilidade sobre as operações de trading

As análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08, considerando a elevação de 25% e 50% nos preços futuros, aplicados sobre as curvas de mercado de dezembro de 2020. Os resultados obtidos são estes:

Cenário - Δ 50%	Cenário - Δ 25%	Cenário Provável	Cenário + Δ 25%	Cenário + Δ 50%
2.681	5.362	1.609	(2.681)	(5.362)

Resultados não realizados em operações de trading
A variação da taxa de desconto não impacta de forma importante o valor justo apurado, visto a curta *duration* da carteira de trading em aberto, motivo pelo qual não foi apresentada análise de sensibilidade.

29. PARTES RELACIONADAS

As partes relacionadas, são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os mesmos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

O Grupo é controlado em última instância pela China Three Gorges Corporation uma empresa de energia estatal chinesa. Para todas as transações as premissas contratuais são as mesmas praticadas em mercado.

29.1. Remuneração do pessoal-chave da Administração

Segue detalhe da remuneração relacionada às pessoas-chave da Administração:

	Controladora		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019
Benefícios de curto prazo para administradores	10.032	8.628	13.940	14.511
Benefícios pós-emprego	282	250	427	452
Conselho fiscal	—	—	1.112	1.109
	10.314	8.878	15.479	16.072

29.2. Composição

O Grupo possui contrato de compartilhamento de despesas com as suas controladas Rio Canoas Energia S.A., Rio Verde Energia S.A., e Rio Paraná Energia S.A., aprovado pela Aneel, conforme despacho nº 2018, de 10 de julho de 2017. Em 16 de janeiro de 2018 de acordo com o Despacho Aneel nº 91, a controlada Rio Paranapanema Energia S.A. passou a fazer parte do contrato de compartilhamento de recursos humanos junto ao Grupo. O Grupo possui contrato de prestação de serviços administrativos junto à CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda., e anuído pela Aneel conforme Despacho nº 2.756, de 28 de novembro de 2018, que segue as determinações da Resolução Normativa Aneel nº 699, de 26 de janeiro de 2016 no intuito de criar sinergia entre os recursos, atendendo de maneira mais eficiente e econômica aos interesses das partes.

O Grupo possui um contrato de mútuo com a sua controlada Rio Paraná Eclusas S.A., conforme contrato de assinado no dia 23 de novembro de 2018.

Rio Canoas Energia S.A.	334	—	310	—
Rio Verde Energia S.A.	185	—	172	—
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	—	124	—	119
Rio Paraná Energia S.A.	4.067	—	3.782	—
Rio Paraná Eclusas S.A.	1.879	—	1.799	—
Rio Paranapanema Energia S.A.	1.462	—	1.359	—
	7.927	124	7.422	119

São Manoel Energia S.A.	2.724	—	2.662	—
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	621.591	3.004.342	809.279	2.796.298
	624.315	3.004.342	811.941	2.796.298

29.3. Resultado

Controladora							
2020				2019			
Compartilhamento de despesas	Prestação de serviços	Mútuo	Total	Compartilhamento de despesas	Prestação de serviços	Mútuo	Total
Rio Canoas Energia S.A.	3.741	—	3.741	3.249	—	—	3.249
Rio Verde Energia S.A.	2.068	—	2.068	1.797	—	—	1.797
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	—	(1.511)	(1.511)	—	(1.449)	—	(1.449)
Rio Paraná Energia S.A.	45.580	—	45.580	39.746	—	—	39.746
Rio Paraná Eclusas S.A.	—	98	98	—	—	49	49
Rio Paranapanema Energia S.A.	16.386	—	16.386	12.973	—	—	12.973
	67.775	(1.511)	98	66.362	(1.449)	49	56.365

Consolidado			
2020	2019		
Compra de energia	Compra de energia		
(37.515)	(36.361)		
(37.515)	(36.361)		

São Manoel Energia S.A.

29.4. Transações com China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.

Em 22 de agosto de 2016, a Rio Paraná assinou o Contrato de Cessão por meio do qual a ICBC Luxembourg concordou em ceder e transferir à China Three Gorges (Luxembourg) S.A.R.L., seus direitos e obrigações relacionados ao financiamento existente. A transação foi efetuada em dólar com juros de 6,20% ao ano em 2016 e de 4,29% ao ano, a partir de 2017. A taxa de conversão para 31 de dezembro de 2020 em dólar foi de R\$ 5,1967, conforme Banco Central do Brasil. O contrato teve anuência do órgão regulador, conforme despacho Aneel nº 2.686, de 5 de outubro de 2016 através da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF). O contrato foi atualizado pelos juros e encargos financeiros, determinados e incorridos até a data desta demonstração contábil. Em 01 de março de 2019 foi celebrado o primeiro aditivo deste contrato mantendo as condições de juros porém prolongando o valor de vencimento para 20 de maio de 2023 e alterando as parcelas de principal de US\$ 25.000.000 (vinte e cinco milhões de dólares) para US\$ 57.812.500 (cinquenta e sete milhões, oitocentos e doze mil e quinhentos dólares) a partir de 20 de maio de 2019. O contrato não possui nenhuma cláusula de *Covenants*.

29.4.1. Movimentação do contrato com China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.

Saldo em 31 de dezembro de 2019	3.605.579
Pagamento de principal	(917.600)
Pagamento de juros	(354.532)
Apropriação de juros	265.049
Variação cambial	1.027.438
Saldo em 31 de dezembro de 2020	3.625.934

30. PLANOS DE PENSÃO E APOSENTADORIA

30.1. Benefícios a empregados

30.1.1. Obrigações de aposentadoria

A Controlada Paranapanema patrocina planos de pensão e aposentadoria a seus empregados. Esses planos foram constituídos de acordo com as características de benefício definido e contribuição definida. Os custos, contribuições e o passivo ou ativo atuarial do plano de benefício definido são determinados, anualmente, em 31 de dezembro, por atuários independentes, e apurados usando o método da unidade de crédito projetada e registrados de acordo com a Deliberação CVM nº 695/2012 (CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados). Com relação aos planos de pensão de benefício definido, a Controlada Paranapanema reconhece passivo no balanço patrimonial se o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão. Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado. A Controlada Paranapanema reconheceu um passivo atuarial no seu balanço patrimonial com contrapartida em resultados abrangentes, em virtude de perdas apuradas no cálculo atuarial resultante da queda da taxa de desconto utilizada no cálculo dos ativos e passivos do plano de aposentadoria, sem efeito em resultado. Os custos correntes do plano, incluindo os juros, menos os rendimentos esperados dos ativos, são reconhecidos no resultado mensalmente. Os ganhos e as perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Controlada Paranapanema.

30.2. Contribuição definida

No plano de contribuição definida, a Controlada Rio Paranapanema faz contribuições mensais contratuais para o plano de previdência privado conforme opção do colaborador para esse benefício. A Rio Paranapanema não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas, cujo montante foi de R\$ 115 (R\$ 219 em 31 de dezembro de 2018).

30.3. Benefício definido

A Rio Paranapanema patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados. A Vivest (antiga Fundação CESP) é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios supracitados. O Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão - PSAP Rio Paranapanema é estruturado na modalidade de Benefício definido, criado em 1º de setembro de 1999 e encontra-se aberto à novas adesões para os empregados da Rio Paranapanema. O plano garante uma suplementação do benefício do INSS mediante à aposentadoria e invalidez aos empregados inscritos no plano, conforme as regras definidas pelo Regulamento do Plano, atualmente está aberto para a entrada de novos participantes. O custeio do plano é determinado pelo Regulamento através das contribuições dos participantes, aposentados e patrocinadores. A Rio Paranapanema designou a empresa Mercer Human Resource Consulting Ltda., atuária independente, para conduzir a avaliação atuarial anual, visando determinar os passivos e custos que os mesmos representam, com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a empregados, obrigatório para as Sociedades Anônimas de capital aberto pela Deliberação CVM nº 695/2012. Durante este processo, todas as premissas atuariais foram revisadas. A avaliação atuarial adotou o método do crédito unitário projetado e o ativo líquido do plano é avaliado pelo valor justo. As obrigações com a Fundação CESP (uma das entidades administradoras dos planos de benefícios), referente ao Plano com Benefício Definido, são registradas no passivo não circulante na rubrica de plano de pensão e aposentadoria.

30.3.1. Conciliação dos ativos(passivos) a serem reconhecidos no balanço patrimonial

Consolidado		
2020	2019	
Obrigações de benefício definido	(415.243)	(374.896)
Valor justo do ativo do plano	371.152	356.431
	(44.091)	(18.465)

Passivo reconhecido no balanço patrimonial

Durante o exercício de 2019, a Rio Paranapanema contabilizou em seu passivo de longo prazo o valor de R\$ 44.091 (R\$ 18.465 em 31 de dezembro de 2019) em contrapartida ao patrimônio líquido (outros resultados abrangentes), conforme estabelecido pelo CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a empregados. O aumento significativo do passivo se deu, sobretudo, em decorrência do reajuste do benefício dos aposentados, reconhecido como efeito da Experiência do Plano, realizado pelo IGP-DI, que foi superior a 24%, enquanto a rentabilidade dos ativos foi de apenas 11%. O referido impacto foi minimizado pelo aumento da taxa de desconto.

30.3.2. Movimento do (passivo)/ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial

Consolidado		
2020	2019	
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano anterior	(18.465)	—
Custo da obrigação de benefício definido incluído no resultado da empresa	(4.182)	(1.841)
Contribuições da empresa realizadas no exercício	947	931
Redimensionamento da obrigação de benefício definido incluído em outros resultados abrangentes ("OCI")	(22.391)	(50.700)
Alteração do limite máximo de reconhecimento de passivo oneroso no final do ano	—	33.145
Valor líquido do passivo de benefício definido no final do ano	(44.091)	(18.465)

30.3.3. Evolução do valor presente das obrigações no final do exercício

Obrigações de benefício definido no final do ano anterior	374.896	290.567
Custo do serviço corrente	3.781	2.787
Custo do serviço	2.944	1.941
Contribuição de participante	837	846
Custo dos juros	25.886	27.565
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(16.948)	(15.645)
Redimensionamento da obrigação	27.628	69.622
Obrigações de benefício definido no final do ano	415.243	374.896



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

30.3.4. Evolução do valor justo dos ativos no final do exercício

	Consolidado	
	2020	2019
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	356.431	320.762
Rendimento real dos ativos	29.885	49.537
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	24.648	30.615
Rendimento do valor justo do ativo do plano	5.237	18.922
Contribuições no exercício	1.784	1.777
Benefícios pagos pelo plano no exercício	(16.948)	(15.645)
Valor justo dos ativos no final do exercício	371.152	356.431

30.3.5. Evolução do limite do ativo

	Consolidado	
	2019	
Limite máximo de reconhecimento de ativo no final do ano anterior	30.195	
Juros sobre o limite do ativo	2.950	
Redimensionamento	(33.145)	
Total	—	

30.3.6. Despesa anual reconhecida no resultado do exercício

	Consolidado	
	2020	2019
Custo do serviço corrente	2.944	1.941
Custo dos juros sobre a obrigação de benefício definido	25.886	27.565
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(24.648)	(30.615)
Juros sobre o passivo oneroso	—	2.950
Total	4.182	1.841

30.3.7. Remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	Consolidado	
	2020	2019
Saldo no início do exercício		
Efeito da alteração de premissas financeiras	(37.703)	71.004
Efeito da alteração de premissas demográficas	—	243
Efeito da experiência do plano	65.299	(1.595)
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(5.237)	(18.922)
Alteração do limite máximo de reconhecimento do passivo oneroso no final do ano	—	(33.145)
Saldo no final do exercício	22.359	17.585

30.3.8. Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

30.3.8.1. Hipóteses econômicas

	Consolidado	
	2020	2019
Taxa nominal de desconto (*)	7,19% ao ano	7,08% ao ano
Taxa de retorno esperado dos ativos	7,19% ao ano	7,08% ao ano
Taxa nominal de crescimento salarial	5,58% ao ano	6,19% ao ano
Crescimento dos benefícios da previdência social e dos limites	3,00% ao ano	3,60% ao ano
Taxa de inflação estimada no longo prazo	3,00% ao ano	3,60% ao ano
Fator de capacidade		
Salários	100,00%	100,00%
Benefícios	100,00%	100,00%

(*) Utilização de taxas nominais.

30.3.8.2. Hipóteses demográficas

	Consolidado	
	2020	2019
Mortalidade geral	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%
Entrada em invalidez	Light Fraca suavizada em 30%	Light Fraca suavizada em 30%
Tábua de entrada em invalidez	Light Fraca	Light Fraca
Mortalidade de inválidos	AT - 1949 Masculina	AT - 1949 Masculina
Composição familiar	Funcesp 2014	Funcesp 2014
Idade de aposentadoria	Tempo de contribuição INSS: 35 Homens e 30 Mulheres	Tempo de contribuição INSS: 35 Homens e 30 Mulheres
Taxa de crescimento salarial	Tempo de filiação ao Plano: 15 anos	Tempo de filiação ao Plano: 15 anos
Projeção de crescimento da unidade de referência	2,50%	2,50%
Rotatividade	0,84% a.a.	0,92% a.a.
Experiência Funcesp suavizada em 50%		

30.3.9. Dados dos participantes

	Consolidado	
	2020	2019
Ativos	210	190
Aposentados	187	183
Inválidos	14	15
Pensionistas	22	20

30.3.10. Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2020 foi de R\$ 415.243, a Controlada realizou análise de sensibilidade da principal premissa atuarial, a taxa de desconto, considerando uma variação de 1%, tendo como resultado os seguintes efeitos:

	Taxa de desconto	
	(+1.00%)	(-1.00%)
Impacto na Obrigação de Benefício Definido	(45.841)	56.160
Total da Obrigação de Benefício Definido	369.402	471.403
Duration da obrigação (em anos)	12,68	11,70

30.3.11. Estimativa da despesa de benefício definido para o exercício de 2020

Custo do serviço corrente	2.991
Custo dos juros	29.008
Rendimento esperado dos ativos do plano	(25.906)
Custo da obrigação de benefício definido	6.093

30.3.12. Outras informações sobre as obrigações atuariais

O valor esperado de contribuições da Controlada para o exercício de 2020 é de R\$ 939 (R\$ 964 em 31 de dezembro de 2019).

Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes:

1 ano	23.601
Entre 2 e 5 anos	102.456
Entre 5 e 10 anos	152.743

31. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

31.1. Capital social subscrito e integralizado

As quotas são classificadas como patrimônio líquido. Essas quotas dão direito a voto e participação nos resultados do Grupo. Em 31 de dezembro de 2020, o capital subscrito do Grupo é de R\$ 9.926.535, equivalentes a 9.926.535 (nove bilhões, novecentos e vinte e seis milhões e quinhentos e trinta e cinco mil) de quotas idênticas, com valor nominal de R\$ 1,00 (um real) cada uma, assim distribuídas dentre os sócios:

Posição acionária em 2020 e 2019		
	Quotas	%
Quotistas		
China Three Gorges (Luxembourg) Energy S.A.R.L.	9.850.713	99,24
China Three Gorges (Luxembourg) Power S.A.R.L.	75.822	0,76
	9.926.535	100,00

A responsabilidade de cada sócio é restrita ao valor de suas quotas no capital social, mas todos correspondem solidariamente pela sua integralização.

Nenhum dos sócios poderá ceder, transferir ou de qualquer forma onerar qualquer uma de suas quotas ou direitos a elas inerentes aos demais sócios ou a terceiros sem o prévio consentimento, por escrito, de sócio ou sócios titulares de mais da metade do capital social.

31.2. Reservas de lucros

A reserva de retenção de lucros é constituída como uma destinação dos lucros do Exercício.

31.3. Reserva legal

A reserva legal é constituída anualmente como destinação de 5% do lucro líquido do exercício e não poderá exceder a 20% do capital social. A reserva legal tem por fim assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízo e aumentar o capital social do Grupo.

32. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

32.1. Reconhecimento da receita

32.1.1. Receita de comercialização de energia

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços no curso normal das atividades do Grupo. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

O Grupo reconhece a receita quando:

- i. O valor da receita pode ser mensurado com segurança;
- ii. É provável que benefícios econômicos futuros fluirão para o Grupo;
- iii. Quando critérios específicos são atendidos para cada uma das atividades do Grupo, conforme descrição a seguir:

O valor da receita não é considerado como mensurável com segurança até que todas as eventuais contingências relacionadas com a venda tenham sido resolvidas. O Grupo baseia suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

O Grupo reconhece as receitas de vendas de energia em contratos bilaterais, MRE e MCP no mês de suprimento da energia de acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da Administração da Sociedade, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

32.1.2. Receita de geração pelo regime de alocação de cotas

O valor da Receita Anual de Geração (RAG) está previsto no contrato de concessão da Controlada Rio Paraná, e é recebida/auferida pela disponibilização das instalações da infraestrutura. Não depende da sua utilização pelos usuários do sistema nem está sujeito ao Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Compõe esse grupo, a receita de manutenção visando a não interrupção da disponibilidade de energia e, quando aplicável, a receita de construção da infraestrutura de concessão.

32.1.3. Receita de suprimento de energia elétrica

A receita de suprimento de energia elétrica é reconhecida no resultado de acordo com as regras de mercado de energia elétrica, a qual estabelece a transferência dos riscos e benefícios sobre a quantidade contratada de energia para o comprador.

32.1.4. Receita diferida

O Grupo possui contratos de curto e longo prazo de venda de energia contendo, cláusula de atualização monetária por índices de preços, além de redução do preço contratado na energia a ser fornecida no futuro. Em consonância com a Orientação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (OCPC 05 - Orientação sobre Contratos de Concessão), para fins de linearização da receita ao longo do tempo, e considerada a diferença da parcela da receita obtida entre o preço de venda e o preço médio de venda no decorrer do contrato.

A atual provisão no passivo, para as suas controladas indiretas, Rio Paranapanema Energia e Rio Sapucaí Mirim Energia Ltda. será realizada até 2025 e 2021, respectivamente.

Os valores de diferimento a apropriar em resultados futuros estão registrado no passivo e o saldo em 31 de dezembro de 2020 monta a R\$ 6.715 no consolidado (31 de dezembro de 2019 R\$ 19.125).

32.1.5. Operação de trading

As operações de trading de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a definição de instrumentos financeiros ao valor justo. A Sociedade reconhece a receita quando da entrega da energia ao cliente pelo valor justo da contraprestação. Adicionalmente, são reconhecidos como receita os ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado - diferença entre os preços contratados e os de mercado - das operações líquidas contratadas em aberto na data das demonstrações financeiras.

Receita operacional bruta

	Consolidado	
	2020	2019
Contratos ACL	2.599.335	2.604.158
Contratos ACR	2.778.570	2.680.451
Comercialização de energia	21.961	—
Ganhos não realizados em operações de trading	34.087	—
Mercado de curto prazo (MCP)	323.085	223.987
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	24.643	26.941
Total	5.781.681	5.535.537

Receita de ativos financeiros

	Consolidado	
	2020	2019
Juros e atualização monetária	1.431.425	1.254.493
Realização ativos financeiros	(744.600)	(717.580)
Liquidação principal	(268.856)	(268.856)
Atualização do Retorno da Bonificação da Outorga	(1.782)	(2.722)
Total	416.187	265.335

Outras receitas

	Consolidado	
	2020	2019
Prestação de serviços	1.344	1.344
Outras receitas	399	290
Total	1.743	1.634

Total receita operacional bruta

Deduções à receita operacional

	Consolidado	
	2020	2019
PIS e COFINS	(495.295)	(486.252)
ICMS	(42.224)	(32.331)
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	(48.973)	(47.634)
ISS	(946)	(1.365)
Compensação financeira de recursos hídricos	(83.155)	(78.054)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica	(8.007)	(7.752)
Encargos de uso da rede elétrica (TUST e TUSD)	(317.476)	(304.393)
Total	(996.076)	(957.781)

Receita operacional líquida

33. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA E ENCARGOS DE USO DA REDE

33.1. Energia elétrica comprada

	Consolidado	
	2020	2019
Contratos bilaterais	481.322	737.770
Mercado de curto prazo (MCP)	57.131	58.474
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	48.182	25.857
(-) Crédito de PIS	(4.997)	(8.567)
(-) Crédito de COFINS	(23.017)	(39.461)
Total	558.621	774.073

A energia comprada para revenda ocorre da exposição relativa aos 30% da energia no mercado livre referente a controlada Rio Paraná. Essas compras podem ser realizadas em contratos bilaterais no mercado livre ou através do mecanismo de liquidação da exposição através de compras na CCEE, parte das compras visaram reduzir os efeitos do GSF.

33.2. Encargos de uso da rede elétrica

	Consolidado	
	2020	2019
TUST	307.620	289.817
TUSD	22.540	17.084
Encargos de conexão	468	473
(-) Crédito de PIS	(3.097)	(3.108)
(-) Crédito de COFINS	(14.265)	(14.315)
Total	313.266	289.951

Os encargos devidos pelo Grupo estabelecido pela Aneel são: TUST, TUSD e Encargos de Conexão.

A TUST remunera o uso da Rede Básica, que é composta por instalações de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV. A parte de cada empresa do total do encargo é calculada com base em:

- i. valor comum a todos os empreendimentos (selo), referente a aproximadamente 80% do encargo TUST, e
- ii. valor que considera a proximidade do empreendimento de geração em relação aos grandes centros consumidores no caso da geração ou a proximidade em relação aos grandes centros geradores no caso das distribuidoras ou consumidores livres (locacional), referente a aproximadamente 20% do encargo TUST.

A TUSD remunera o uso do sistema de distribuição de uma concessionária de distribuição específica. As concessionárias de distribuição operam linhas de energia em baixa e média tensão que são utilizadas pelos geradores para ligar suas usinas à rede básica ou a centros de consumo.

34. RESULTADO FINANCEIRO

34.1. Receita financeira

As receitas financeiras são reconhecidas conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva, registradas contabilmente em regime de competência e são representadas principalmente por rendimentos sobre aplicações financeiras, juros e descontos obtidos.

	Controladora		Consolidado	
	2020	2019	2020	2019
Receitas				
Aplicações financeiras	25.374	24.296	97.629	181.950
Variações monetárias	—	—	149.043	29.443
Depósitos judiciais	—	—	15.060	29.393
Atualização do uso do bem público (UBP)	—	—	2.170	—
Indenização socioambiental	—	—	5	—
Atualização monetária referente a liminar GSF	—	—	131.808	50
Variação cambial ativa	—	—	664.959	668.869
Ajuste a valor presente (UBP)	—	—	591	10.463
Outras receitas financeiras	497	1.289	24.875	7.938
Total	25.871	25.585	937.097	898.663
Despesas				
Juros	—	—	(439.491)	(573.097)
Juros sobre debêntures	—	—	(65.418)	(88.044)
Juros sobre empréstimos	—	—	(77.724)	(260.098)
Juros sobre financiamentos	—	—	(31.300)	(41.044)
Juros sobre partes relacionadas	—	—	(265.049)	(183.911)
Variação cambial passiva	—	—	(1.692.397)	(809.220)
Variações monetárias	1.252	(1.252)	(533.280)	(149.498)
Atualização do uso do bem público (UBP)	—	—	(11.002)	(26.281)
Atualização monetária referente a liminar GSF	—	—	(435.958)	(63.439)
Indenização socioambiental	—	—	(2.759)	(828)
Provisões para riscos	—	—	(42.323)	(15.421)
Tusd-g	—	—	(2.693)	(5.492)
Debêntures	—	—	(39.462)	(35.906)
Outras	1.252	(1.252)	917	(2.131)
PIS e COFINS	(27.618)	(32.493)	(35.926)	(46.175)
Despesas plano de pensão	—	—	(4.182)	(1.841)
Carta fiança	(5.723)	(11.777)	(6.203)	(12.401)
Ajuste a valor presente (UBP)	—	—	(3.236)	(9.288)
Ajuste a valor presente de provisão para grandes reparos	—	—	276.961	(95.877)
Outras despesas financeiras	(1.348)	(1.147)	(30.716)	1.961
Total	(33.437)	(46.669)	(2.468.470)	(1.695.436)
Total	(7.566)	(21.084)	(1.531.373)	(796.773)



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI. Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site: <https://estadaori.estadao.com.br/publicacoes/>



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

35. APURAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os impostos correntes e diferidos. Os impostos diferidos são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

A reconciliação entre a despesa de imposto de renda e de contribuição social pela alíquota nominal e pela efetiva está demonstrada a seguir:

	Controladora			2019		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL		1.154.277			862.722	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL à alíquota pela legislação	(288.569)	(103.885)	(392.454)	(215.681)	(77.645)	(293.326)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Despesas indedutíveis	(3.633)	(1.308)	(4.941)	(2.743)	(987)	(3.730)
Resultado equivalência patrimonial	329.325	118.557	447.882	253.792	91.365	345.157
Juros sobre capital próprio	(12.642)	(4.551)	(17.193)	(12.104)	(4.358)	(16.462)
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa	176	64	240	—	—	—
Mais-valia	(24.671)	(8.882)	(33.553)	(24.694)	(8.890)	(33.584)
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	90	33	123	—	—	—
Arrendamento - IFRS 16	(489)	(176)	(665)	(147)	(52)	(199)
Incentivos fiscais	151	—	151	38	—	38
Outros	24	—	24	24	—	24
IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(238)	(148)	(386)	(1.515)	(567)	(2.082)
IRPJ e CSLL correntes	238	148	386	1.515	567	2.082
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	238	148	386	1.515	567	2.082
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(462)	(170)	(632)	—	(3)	(3)
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	(224)	(22)	(246)	1.515	564	2.079
Alíquota efetiva	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%

	2020			2019		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL		2.511.657			1.758.238	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL à alíquota pela legislação	(627.914)	(226.049)	(853.963)	(439.560)	(158.241)	(597.801)
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Despesas indedutíveis	(15.515)	(5.156)	(20.671)	(5.472)	(1.946)	(7.418)
Amortização encargo credor inflacionário	2.260	(430)	1.830	2.260	(73)	2.187
Resultado equivalência patrimonial	20.460	2.834	23.294	10.968	3.948	14.916
Amortização agio da Duke sudeste	18	4.459	4.477	—	—	—
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	—	5	5	(49)	(18)	(67)
Juros sobre capital próprio	85.364	25.961	111.325	108.419	39.030	147.449
Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa	3.103	5.888	8.991	4.633	1.668	6.301
Doações Incentivadas	13.411	—	13.411	(1.913)	(689)	(2.602)
Mais-valia	(24.672)	(8.883)	(33.555)	(24.694)	(8.890)	(33.584)
Participações nos Lucros e Resultado (PLR)	90	33	123	—	—	—
Arrendamento - IFRS 16	(489)	(176)	(665)	(147)	(52)	(199)
Diferença por tributação de lucro presumido em controladas	(575)	(331)	(906)	(1.147)	(515)	(1.662)
Incentivos fiscais	1.944	—	1.944	13.705	—	13.705
Outros	190	(1)	189	143	(11)	132
Recuperação de IRPJ e CSLL	—	—	—	22	—	22
IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	(542.325)	(201.846)	(744.171)	(332.832)	(125.789)	(458.621)
IRPJ e CSLL correntes	418.546	157.285	575.831	317.466	120.259	437.725
IRPJ e CSLL diferidos	123.779	44.561	168.340	15.366	5.530	20.896
Total IRPJ e CSLL do exercício com efeito no resultado	542.325	201.846	744.171	332.832	125.789	458.621
Ajustes correntes - exercícios anteriores	(763)	(165)	(928)	(3)	(3)	(3)
Ajustes diferidos - exercícios anteriores	(10.280)	(3.720)	(14.000)	(32.583)	(11.517)	(44.100)
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	531.282	197.961	729.243	300.249	114.269	414.518
Alíquota efetiva	21,6%	8,0%	29,6%	18,9%	7,2%	26,1%

36. LUCRO POR QUOTAS

O cálculo do lucro líquido por quotas é realizado através da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de quotas do Grupo, pela quantidade média ponderada de quotas disponíveis durante o exercício.

O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e ações utilizados no cálculo dos lucros básico e diluído por quota:

	Controladora	
	2020	2019
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos quotistas		
Quotistas controladores	1.154.523	860.643
	1.154.523	860.643
Denominador (Média ponderada de números de quotas)		
Quotistas controladores	9.926.535	9.926.535
	9.926.535	9.926.535
Resultado líquido básico e diluído por quota	0,11631	0,08670

37. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

O Conselho de Administração e a Diretoria Executiva Estatutária avaliam o desempenho de seus segmentos de negócio, considerando como principal indicador o lucro líquido ajustado dos efeitos líquidos do reconhecimento contábil da variação cambial ("Lucro líquido ajustado").

Os segmentos operacionais definidos pelo Conselho de Administração e Diretoria Executiva Estatutária são os seguintes, tendo como premissas de segregação suas atividades principais:

Geração: Companhias que possuem como atividade principal a geração e comercialização de energia elétrica, tendo suas concessões regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel e MME.

Comercialização: Companhias que possuem como atividade principal a comercialização de energia a consumidores livres.

Administração/outros: Companhias com características de holding onde a principal atividade é a participação em outras sociedades empresariais e prestação de serviços para as empresas do Grupo no Brasil.

As informações referentes aos ativos e passivos totais por segmentos não são apresentadas, pois não compõem o conjunto de informações disponibilizadas aos Administradores da Companhia que, por sua vez, tomam decisões sobre investimentos e alocação de recursos considerando essas informações em bases consolidadas.

Para o cálculo dos indicadores de performance, o Conselho de Administração e Diretoria Executiva Estatutária consideram, para a controlada Rio Paraná as informações constantes das Demonstrações Financeiras Regulatórias ao invés das informações em conformidade com o IFRS/CPC, uma vez que, pelo modelo do contrato de concessão no regime de quotas e, consequentemente, a aplicação das regras contábeis do ICPC-01/IFRIC-12, há diferenças relevantes no conjunto de informações financeiras desta Controlada, pela tratativa contábil do Ativo Financeiro relativo à Concessão e, também, pelo passivo constituído como provisão para grandes reparos (Projeto de Modernização).

Na DRE, as linhas impactadas pelo tratamento do ICPC-01/IFRIC-12 na Controlada Rio Paraná são:

√ Receita Operacional Líquida (R\$ 416 milhões): reconhecimento da remuneração a valor presente da parcela do mercado regulado do contrato de concessão (RBO - Retorno da Bonificação da Outorga) como receita do Ativo Financeiro, sendo a emissão das NFs de venda de energia consideradas como a realização desse Ativo Financeiro;

√ Depreciação e Amortização (R\$ 227 milhões): (1) amortização do Ativo Intangível de concessão somente da porção do investimento inicial referente à parcela da energia a ser comercializada na modalidade de Mercado Livre (aproximadamente 30%); (2) amortização do Ativo Intangível da provisão para Grandes Reparos referente à melhor estimativa da Companhia para o Projeto de Modernização das Usinas da Controlada;

√ Resultado Financeiro Líquido (R\$ 276 milhões): atualização monetária pelo IPCA e IGP-M do passivo referente à provisão para Grandes Reparos, bem como, a tratativa desse passivo a valor presente;

√ Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 313 milhões): imposto diferido calculado sobre as diferenças temporárias acima descritas.

Uma vez que estas diferenças supracitadas não produzem o efeito correspondente no caixa da Companhia, acabam por impactar também o indicador de Ebitda. Desta forma, o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva Estatutária também efetuam suas análises gerenciais através do Ebitda ajustado, conforme demonstrado nos quadros abaixo.

	2020						
	Geração	Varição %	Comercia-lização	Varição %	Administração outros	Varição %	Consolidado ajustado
Receita operacional líquida	5.045.685	100,0%	105.194	100,0%	15.798	100,0%	5.166.677
Ebitda ajustado	4.272.808	84,7%	14.883	14,1%	(59.160)	-374,5%	4.228.531
Lucro líquido ajustado antes da variação cambial	1.988.825	39,4%	13.997	13,3%	(150.464)	-952,4%	1.852.358
Lucro líquido ajustado	1.310.716	26,0%	13.997	13,3%	(150.464)	-952,4%	1.174.249
Depreciação e amortização	(757.597)	—	—	—	(105.411)	—	(863.008)
Receita financeira	884.437	—	473	—	30.052	—	914.962
Despesa financeira	(2.684.057)	—	(26)	—	(38.496)	—	(2.722.579)
Imposto de renda e contribuição social	(404.875)	—	(1.333)	—	(9.749)	—	(415.957)

	2019						
	Geração	Varição %	Comercia-lização	Varição %	Administração outros	Varição %	Consolidado ajustado
Receita operacional líquida	4.874.667	100,0%	53.960	100,0%	14.739	100,0%	4.943.366
Ebitda ajustado	2.923.014	60,0%	155	0,3%	(38.269)	-259,6%	2.884.900
Lucro líquido ajustado antes da variação cambial	1.307.742	26,8%	580	1,1%	(131.638)	-893,1%	1.176.684
Lucro líquido ajustado	1.215.110	24,9%	580	1,1%	(131.638)	-893,1%	1.084.052
Depreciação e amortização	(761.422)	—	(1)	—	(103.843)	—	(865.266)
Receita financeira	863.996	—	669	—	33.998	—	898.663
Despesa financeira	(1.545.658)	—	(35)	—	(53.260)	—	(1.598.953)
Imposto de renda e contribuição social	(264.820)	—	(208)	—	(15.839)	—	(280.867)

Lucro líquido societário
Ajustes de GAAP líquidos de impostos na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01

Lucro líquido ajustado
Ebitda societário ICVM 527/2012
Ajustes GAAP (Societário vs Regulatório) na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01
Resultado de equivalência patrimonial das investidas

	2020	2019
	1.782.414	1.343.720
	608.165	259.668
	1.174.249	1.084.052
	4.678.660	3.197.249
	417.829	266.774
	32.300	45.575
	4.228.531	2.884.900

Lucro líquido societário
Imposto de renda e contribuição social
Resultado financeiro (líquido)
Depreciação e amortização

Ebitda societário ICVM 527/2012

	2020	2019
	1.782.414	1.343.720
	729.243	414.518
	1.531.373	796.773
	635.630	642.238
	4.678.660	3.197.249

Receita líquida societária
Ajustes de GAAP líquidos de impostos na controlada Rio Paraná em virtude da aplicação ICPC-01

Receita líquida ajustada

	2020	2019
	5.203.565	4.844.725
	36.888	(98.641)
	5.166.677	4.943.366

38. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

38.1. Instrumentos financeiros
Os instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito.

Os valores justos são apurados com base em cotação no mercado, para os instrumentos financeiros com mercado ativo, e pelo método do valor presente de fluxos de caixa esperados, para aqueles que não tem cotação disponível no mercado.

38.1.1. Classificação
O Grupo pode classificar seus ativos financeiros nas seguintes categorias:
i. Mensurados ao valor justo através do resultado;
ii. Mensurados ao custo amortizado;
A Administração determina a classificação de seus ativos e passivos financeiros no reconhecimento inicial, dependendo do modelo de negócio e da finalidade para a qual o ativo ou passivo financeiro foi adquirido. Nestas demonstrações financeiras, a Sociedade classifica seus instrumentos financeiros como mensurado ao custo amortizado:

Mensurado ao custo amortizado são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São incluídos como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a doze meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes) e são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

As receitas com juros provenientes desses ativos financeiros são registradas em receitas financeiras e operacionais, usando o método da taxa efetiva de juros. Quaisquer ganhos ou perdas devido à baixa do ativo são reconhecidos diretamente no resultado e apresentados em outros ganhos/(perdas). As perdas por *impairment* são apresentadas em uma conta separada na demonstração do resultado.

O Grupo não opera com derivativos e também não aplica a metodologia denominada contabilidade de operações de hedge (*hedge accounting*).

38.1.2. Reconhecimento e mensuração
As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação – data na qual o Grupo se compromete a comprar ou vender o ativo. Os valores são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, acrescidos dos custos da transação para todos os ativos financeiros não classificados como ao valor justo por meio do resultado. Os empréstimos e recebíveis são mensurados pelo valor do custo amortizado.

Os ativos financeiros são baixados quando os direitos de receber fluxos de caixa dos investimentos tenham vencido ou tenham sido transferidos; neste último caso, desde que o Grupo tenha transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade.

38.1.3. Compensação de instrumentos financeiros
Ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é reportado no balanço patrimonial, quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há uma intenção de liquidá-lo, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

38.2. Mensuração do valor justo na data da aquisição
O Grupo mensura seus instrumentos financeiros e ativos não financeiros ao valor justo na data da aquisição, ou seja, ao preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

Para o cálculo do valor justo são utilizadas técnicas de avaliação apropriadas às circunstâncias e para as quais haja dados suficientes disponíveis, de forma a minimizar o uso de dados não observáveis.

Os ativos e passivos cujos valores justos são mensurados e divulgados nas demonstrações financeiras são categorizados dentro da hierarquia de valor justo descrita a seguir:

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos ou passivos idênticos aos que a Grupo possa ter acesso na data de mensuração;
- Nível 2: técnicas de avaliação para as quais a informação de nível mais baixo e significativa para a mensuração do valor justo seja obtida direta ou indiretamente; e
- Nível 3: técnicas de avaliação para as quais a informação de nível mais baixo e significativa para a mensuração do valor justo não esteja disponível.

As operações do Grupo e suas Controladas compreendem a geração e a venda de energia elétrica para companhias distribuidoras e clientes livres. As vendas são efetuadas através dos denominados "contratos bilaterais", assinados em período posterior ao da privatização das controladas, que determinam a quantidade e o preço de venda da energia elétrica. O preço é reajustado anualmente pela variação do IGP-M e/ou IPCA. Eventuais diferenças entre a quantidade de energia gerada, energia alocada e o somatório das quantidades vendidas através de contratos são ajustadas através das regras de mercado e liquidadas no âmbito da CCEE. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio do Grupo estão descritos na nota explicativa nº 4.

Nos contratos fechados no mercado livre com os consumidores livres e comercializadores, o Grupo através da área de crédito, efetua a análise de crédito e define os limites e garantias que serão requeridos.

Todos os contratos têm cláusulas que permitem o Grupo cancelar o contrato e a entrega de energia no caso de não cumprimento dos termos do contrato.

38.3. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial
38.3.1. Considerações gerais
O Grupo participa de operações que envolvem instrumentos financeiros, todos registrados em contas patrimoniais, com o objetivo de reduzir a exposição a riscos de mercado e de moeda. A Administração desses riscos, bem como dos respectivos instrumentos, é realizada por meio de definição de estratégias e estabelecimento de sistemas de controle, minimizando a exposição em suas operações.

Os principais instrumentos financeiros do grupo estão representados por:

Natureza	Classificação	Hierarquia do valor justo	Consolidado 2020		2019	
			Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado
Ativos financeiros						
Caixas e bancos	Custo amortizado	Nível 1	396	396	383	383
	Valor Justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras	Nível 1		1.486.052	1.486.052	3.766.141	3.766.141
Aplicações financeiras vinculadas	Nível 1		22.714	22.714	24.310	24.310
Clientes	Nível 2		1.433.602	1.433.602	580.763	580.763
Dividendos	Nível 2		5.926	5.926	5.963	5.963
Juros sobre capital próprio (JSCP)	Nível 2		18.899	18.899	12.396	12.396
Partes relacionadas	Nível 2		—	—	—	—
Ativo financeiro vinculado à concessão	Custo amortizado	Nível 2	10.577.213	10.577.213	10.159.244	10.159.244
Depósitos judiciais	Custo amortizado	Nível 2	540.762	540.762	524.132	524.132
	Valor Justo por meio do resultado					
Operações de trading	Nível 2		34.087	34.087	—	—
			14.119.651	14.119.651	15.073.332	15.073.332

Passivos financeiros						
Fornecedores	Custo amortizado	Nível 2	2.210.193	2.210.193	1.232.365	1.232.365
Encargos setoriais	Custo amortizado	Nível 2	131.364	131.364	109.940	109.940
Partes relacionadas	Custo amortizado	Nível 2	3.628.657	3.628.657	3.608.239	3.608.239
Provisões para grandes reparos	Custo amortizado	Nível 2	1.456.427	1.456.427	1.814.215	1.814.215
Empréstimos	Custo amortizado	Nível 2	2.025.562	2.025.562	2.701.631	2.701.631
Financiamentos	Custo amortizado	Nível 2	424.728	424.728	475.549	475.549
Debêntures	Custo amortizado	Nível 2	1.574.858	1.641.985	1.860.022	1.885.402
Uso do bem público (UBP)	Custo amortizado	Nível 2	28.494	28.494	19.660	19.660
Juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo amortizado	Nível 2	391.686	391.686	875.665	875.665
Dividendos	Custo amortizado	Nível 2	71.010	71.010	1.159.213	1.159.213
	Valor Justo por meio do resultado					



CTG Brasil

China Three Gorges Brasil Energia Ltda.

CNPJ nº 19.014.221/0001-47

—★ continuação

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

40. COMPROMISSOS

40.1. Contratos de compra e venda de energia elétrica
O Grupo possui contratos nos ambientes de contratação regulada até:
• Bilaterais até 2044;
• Regime de cotas até 2046;
O Grupo possui contratos nos ambientes de contratação livre até
• 2038, com contratos bilaterais.
Para eventuais sobras de energia os contratos são negociados pontualmente.

41. EVENTOS SUBSEQUENTES

41.1. 9º Emissão de debêntures (controlada indireta Rio Paranapanema Energia)
Em 28 de janeiro de 2021 o Grupo captou R\$ 500 milhões por meio da 9ª Emissão pública de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, forma de debêntures, emitidas sob a forma nominativa, escritural, da espécie quirográfica, sem garantia adicional.
As cláusulas restritivas (*covenants*) previstas na escritura da nona emissão das debêntures são similares às constantes nas escrituras da sétima e oitava emissão do Grupo.
Os recursos líquidos obtidos pelo Grupo com a emissão serão integralmente utilizados para o refinanciamento dos seguintes pagamentos:
i. principal da primeira parcela de amortização das debêntures da quarta emissão da Controlada Paranapanema Energia.
ii. principal da terceira parcela de amortização das debêntures da quinta emissão da Controlada Paranapanema Energia.
iii. principal da primeira parcela de amortização das debêntures da 2ª série da sétima emissão da Controlada Paranapanema Energia.
iv. reforço de capital de giro da Controlada Paranapanema Energia.

Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	Principal
9ª	1	DI + 1,40%	26/01/2024	180.000
9ª	2	DI + 1,65%	26/01/2026	320.000
				500.000

41.2. Liquidação junto à CCEE do acordo GSF
Como efeito da promulgação da Lei nº 14.052 devidamente regulamentada pela resolução 895/2020, coube ao Conselho de Administração do Grupo aprovar pelo seguimento com o acordo do GSF. Em razão disso o Grupo realizou pagamento parcial no dia de 8 de fevereiro referente ao saldo constituído no montante de R\$ 1.840.662. O saldo remanescente foi liquidado em 9 de março de 2021.
41.3. Divulgação resultado CCEE do acordo GSF
De acordo com a Lei nº 14.052, devidamente regulamentada pela resolução Anel 895/2020 (vide mais detalhes nas notas

explicativas nº 1.3 e 15), em 02 de março de 2021 a CCEE divulgou a apuração efetiva dos valores a serem ressarcidos às usinas sob administração do Grupo, em função do acordo referente a riscos “não hidrológicos” no mercado livre. Esses valores seguem agora para validação pela Aneel que tem 30 dias para homologação dos cálculos, portanto sujeitos ainda a alguma alteração.
Tendo como base os cálculos disponibilizados pela CCEE, as controladas Rio Paranapanema, Rio Sapucaí-Mirim, Rio Verde e Canoas, reconhecerão um complemento de R\$ 11.666 em seu Ativo Intangível tendo como contrapartida a conta de Recuperação de Custos no resultado, ao valor já registrado de acordo com aprovação do Conselho de Administração em 30 de dezembro, com base na melhor estimativa à época.
Para a controlada Rio Paraná, a partir da homologação pela Aneel, a matéria será submetida para aprovação em Reunião de Conselho de Administração. Tendo como base os cálculos disponibilizados pela CCEE, a Rio Paraná poderá registrar em 2021 um acréscimo de R\$ 147,9 milhões em seu Ativo Intangível em contrapartida à conta de Recuperação de Custos no resultado. Esse valor representa uma extensão aproximada de 10 meses nos contratos de concessão das usinas de Ilha Solteira e Jupia.
41.4. Registro CVM classe B
Conforme aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 23 de abril de 2020, em 23 de outubro de 2020 a Rio Paraná Energia S.A. fez pedido de registro com Companhia aberta na categoria “B” nos termos do artigo 21 da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, conforme alterada (“Lei do Mercado de Capitais”) e a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada (“Instrução CVM 480”).
Em 02 de março de 2021, a CVM encaminhou o Ofício informando o deferimento do pedido de registro efetuado pela Companhia.
41.5. Termo aditivo contrato de concessão nº 76/1999
Em 01 de julho de 2022 foi assinado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 76/1999, aprovado na Resolução Autorizativa nº 11.345/2022, formalizando a extensão do prazo de vigência da outorga de concessão das UHs Jurumirim, Salto Grande, Chavantes, Capivara, Taquaruçu e Rosana, conforme nota explicativa nº 1.3
41.6. Resolução Autorizativa nº 12.255/2022
Em 05 de julho a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou a emissão da Resolução Autorizativa 12.255/2022, alterando o término de vigência das outorgas das UHs e Canoas I e II em função da repactuação do risco hidrológico, conforme nota explicativa nº 1.3. A Resolução também aprovou a minuta do Termo Aditivo ao contrato de concessão a ser assinado.
41.7. Atualização da RAG ciclo 2022/2023
Foi publicada em 12 de julho de 2022 Resolução homologatória nº 3.068/2022 para a RAG referente ao período de julho/2022 até junho/2023, devido aos excelentes índices de disponibilidade das UHs Ilha Solteira e Jupia, diante da gestão e evolução do projeto de modernização das usinas, houve um acréscimo de R\$ 25,1 milhões na RAG correspondente à parcela de ajuste pela indisponibilidade Apurada ou Desempenho Apurado (AJI) que afere o padrão de qualidade da UHE.
41.8. Garantia física
Em 16 de agosto de 2022 houve o julgamento da apelação interposta pela Rio Paranapanema, referente à ação que tratava a legitimidade da revisão de garantia física ocorrida em 2017, conforme nota explicativa 1.4.
A votação foi favorável à Rio Paranapanema em 4 votos a 1, na 6ª Turma do Tribunal Regional Federal da Primeira Região (TRF1), que deu provimento ao recurso da Controlada, visto que o entendimento do colegiado é de que as UHs já tiveram suas garantias físicas revistas em 2013 e 2015, e por isso não caberia nova revisão. Contra essa decisão cabe recurso direcionado aos Tribunais Superiores.

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, os membros da Diretoria da CHINA THREE GORGES BRASIL ENERGIA S.A. (“Companhia”), sociedade por ações, inscrita no CNPJ sob o nº 19.014.221/0001-47, com sede na Rua Funchal, nº 418, 3º andar, sala 1, Vila Olímpia, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, declaram que: (i) reviram, discutiram e concordam com reemissão das demonstrações financeiras anuais da Companhia relativas aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2021, bem como as informações trimestrais (“ITR”) relativas aos primeiro e segundo trimestres de 2022; e (ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da

PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, auditores independentes da Companhia, relativamente à reemissão das demonstrações financeiras anuais da Companhia relativas aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2021, bem como as informações trimestrais (“ITR”) relativas aos primeiro e segundo trimestres de 2022.

São Paulo, 22 de agosto de 2022
Silvio Alexandre Scucuglia da Silva - Diretor
Evandro Leite Vasconcelos - Diretor

DIRETORIA

Li Yi Zhang - Diretor Presidente
Yan Yang - Diretor
Silvio Alexandre Scucuglia da Silva - Diretor
Evandro Leite Vasconcelos - Diretor
José Renato Domingues - Diretor

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Jianqiang Zhao - Presidente do Conselho
Li Yi Zhang - Membro do Conselho
Raul Calfat - Membro do Conselho
Maria Carolina Ferreira Lacerda - Membro do Conselho

Rodrigo Teixeira Egreja - Diretor de Controladoria
Antonio dos Santos Entraut Junior - Contador - CRC - PR-068461-O/1

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas
China Three Gorges Brasil Energia S.A.
(Anteriormente denominada China Three Gorges Brasil Energia Ltda.).

Opinião
Examinamos as demonstrações financeiras individuais da China Three Gorges Brasil Energia S.A. (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2020 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da China Three Gorges Brasil Energia S.A., e suas controladas (“Consolidado”), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2020 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da China Three Gorges Brasil Energia S.A. e da China Three Gorges Brasil Energia S.A. e suas controladas em 31 de dezembro de 2020, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião
Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Enfase:
Reemissão das demonstrações financeiras
Chamamos a atenção para a Nota Explicativa 2.8, que descreve a atualização e reemissão das demonstrações financeiras devido às circunstâncias nela descritas. Emitimos nosso relatório do auditor independente original com data de 25 de março de 2021, sobre as demonstrações financeiras emitidas anteriormente. Devido à atualização descrita na referida nota, fornecemos este novo relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras reemitidas. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Principais Assuntos de Auditoria
Principais Assuntos de Auditoria (PAA) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Por que é um PAA
Provisões para riscos (Nota 25)
A Companhia e suas controladas são parte em diversos processos judiciais e administrativos relativos a assuntos nas áreas fiscais, trabalhistas, cíveis, ambientais e regulatórias, que surgem no curso normal de seus negócios.
Esses processos normalmente são encerrados após um longo período e envolvem não só discussões acerca do mérito, mas também aspectos processuais complexos, de acordo com a legislação vigente.
A decisão de reconhecimento de um passivo, a partir da avaliação da probabilidade de perda, e as bases de mensuração, consideram exercício de julgamento da Administração, a partir de posições de seus consultores jurídicos.
Em função do descrito, os valores estão sujeitos a inerentes subjetividades e complexidades, podendo causar efeitos relevantes nas provisões constituídas ou divulgações efetuadas. Por essa razão, este tema foi considerado como um dos principais assuntos de nossa auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento dos controles internos relevantes relacionados ao processo de identificação: mensuração, registro e divulgação de contingências.
Solicitamos e obtivemos a confirmação diretamente com os advogados que patrocinam as causas, a fim de confirmar a avaliação do prognóstico, a totalidade das informações e o valor envolvido. Para selecionadas causas, discutimos a razoabilidade do prognóstico de perda com o departamento jurídico.
No caso das ações tributárias relevantes, nossas análises foram efetuadas em conjunto com os nossos especialistas da área tributária.
Consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração para a determinação das referidas provisões, bem como as divulgações efetuadas, estão consistentes com as posições dos assessores jurídicos.

Por que é um PAA
Ativo financeiro vinculado à concessão (Nota 9)
Parte do montante pago pelo direito de concessão da controlada Rio Paraná Energia S.A. (“Rio Paraná”) possui previsão contratual de desembolsos fixos e garantidos pelo poder concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda. Essa parcela é classificada como ativo financeiro. A outra parcela, em função do risco de demanda existente para a sua realização, é classificada como ativo intangível. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo do ativo financeiro vinculado à concessão da controlada registrado no ativo circulante e não circulante totalizou R\$ 10.577.213 mil.
A determinação do ativo financeiro para o reconhecimento inicial e as mensurações posteriores, demandam o estabelecimento de modelo financeiro, com a utilização de dados e premissas que exigem julgamentos da Administração e podem impactar as demonstrações financeiras.

Em decorrência do descrito acima, bem como pela relevância dos valores envolvidos, consideramos essa área como um dos principais assuntos de auditoria.
Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento dos controles internos, do modelo de negócio e da política estabelecida para as contabilizações e as mensurações subsequentes.
Testamos o modelo financeiro e correspondentes dados e premissas bem com os cálculos desenvolvidos, a fim de confirmar a acuracidade dos valores apurados.
Consideramos que as premissas e julgamentos adotados pela Administração são razoáveis e as divulgações em notas explicativas consistentes com as informações obtidas.

Provisão para grandes reparos da controlada - Rio Paraná (Nota 19)
Com base em estimativas do departamento de engenharia da Rio Paraná, a Administração provisiona o valor que espera despendar com reparos de grandes itens da estrutura da Rio Paraná, necessárias para a operação das unidades geradoras dentro das condições previstas no Edital do Leilão. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo dessa provisão demonstrada no passivo circulante e não circulante totalizou R\$ 1.456.427 mil.
A determinação da provisão depende de estimativas de gastos a serem incorridos em longo prazo, com cronograma que pode sofrer alterações.
Adicionalmente, a confirmação dessas estimativas de valores é realizada apenas após os geradores serem desmontados. Portanto, os valores podem variar de forma relevante.
Em decorrência do descrito acima, bem como pela relevância dos valores envolvidos, consideramos essa área como um dos principais assuntos de auditoria.
Nossas respostas de auditoria envolveram, entre outros procedimentos, o entendimento dos critérios e premissas utilizados para a mensuração dos saldos provisionados e conferência matemática dos cálculos efetuados.

Discutimos com o departamento de engenharia e com a Administração, conforme apropriado, sobre o andamento do projeto, os motivos que determinaram revisões nos gastos a incorrer e no cronograma da obra.
Adicionalmente, em base amostral, testamos os gastos incorridos pela Rio Paraná necessários para a operação das unidades geradoras, bem como analisamos a razoabilidade das premissas determinadas pela Administração para constituir a provisão.
Consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração são razoáveis para a determinação da provisão para grandes reparos, e que as divulgações efetuadas são consistentes com as informações obtidas dos engenheiros e da Administração.

Outros assuntos
Demonstrações do Valor Adicionado
As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - “Demonstração do Valor Adicionado”. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.
Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor
A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.
Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas
A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessárias para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de e a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.
Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.
Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas
Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:
• Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, contendo, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
• Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
• Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
• Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação a capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
• Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
• Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.
Comunicamos-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.
Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.
Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.
São Paulo, 26 de agosto de 2022



PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP-000160/O-5
Adriano Formosinho Correia
Contador - CRC 1BA029904/O-5



Esta publicação é certificada pelo Estadão, e foi publicada na página de Relação com o Investidor, o Estadão RI.
Sua autenticidade pode ser conferida no QR Code ao lado ou pelo site:
<https://estadao.ri.estadao.com.br/publicacoes/>