

## Demonstrações Contábeis Societárias

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2021 e 2020**  
 (Em milhares de Reais)

<b>ATIVO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2021</b>	<b>31/12/2020</b>
<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5	322.437	392.601
Títulos e valores mobiliários	6	3.568	757.705
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	1.403.690	1.405.990
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	14.001	3.367
Outros tributos a compensar	8	99.338	80.543
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1	478.204	-
Derivativos	32	103.613	486.476
Ativo financeiro setorial	9	595.997	188.331
Estoques		18.507	19.273
Outros ativos	12	411.022	220.396
<b>Total do circulante</b>		<b>3.450.376</b>	<b>3.554.682</b>
<b>Não circulante</b>			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	79.690	108.877
Depósitos judiciais	21	106.144	123.808
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	2.751	2.565
Outros tributos a compensar	8	114.026	91.657
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1	2.283.726	-
Ativo financeiro setorial	9	253.379	-
Derivativos	32	289.343	398.645
Créditos fiscais diferidos	10	539	167.303
Ativo financeiro da concessão	11	5.904.078	4.513.915
Outros ativos	12	4.566	5.947
Ativo contratual	13	650.777	618.617
Intangível	14	2.340.592	2.458.397
<b>Total do não circulante</b>		<b>12.029.611</b>	<b>8.489.733</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>15.479.987</b>	<b>12.044.415</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2021 e 2020**  
**(Em milhares de Reais)**

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>Nota</b>	<b>31/12/2021</b>	<b>31/12/2020</b>
	<b>explicativa</b>		
<b>Circulante</b>			
Fornecedores	15	1.090.239	1.052.529
Empréstimos e financiamentos	16	435.612	1.803.770
Debêntures	17	159.762	129.898
Entidade de previdência privada	18	-	35
Taxas regulamentares	19	142.599	23.658
Imposto de renda e contribuição social a recolher	20	17.875	3.045
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	20	159.921	167.986
Mútuos com coligadas, controladas e controladora	29	126.750	-
Dividendo e juros sobre capital próprio	23	-	163.307
Obrigações estimadas com pessoal		34.070	30.884
Outras contas a pagar	22	442.046	372.556
<b>Total do circulante</b>		<b>2.608.874</b>	<b>3.747.668</b>
<b>Não circulante</b>			
Fornecedores	15	221.283	189.578
Empréstimos e financiamentos	16	3.283.120	2.471.467
Debêntures	17	2.376.098	1.268.228
Entidade de previdência privada	18	160.542	176.409
Imposto de renda e contribuição social a recolher	20	8.802	3.148
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	21	215.196	231.817
Mútuos com controladora	29	-	300.019
Derivativos	32	24.133	-
Passivo financeiro setorial	9	-	8.654
PIS/COFINS devolução consumidores	8.1	2.768.506	-
Outras contas a pagar	22	117.810	106.797
<b>Total do não circulante</b>		<b>9.175.490</b>	<b>4.756.118</b>
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>23</b>		
Capital social		2.831.534	2.820.677
Reserva de capital		173.962	184.819
Reserva legal		234.784	185.950
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		-	489.922
Dividendo		591.850	-
Resultado abrangente acumulado		(136.508)	(140.739)
		<b>3.695.623</b>	<b>3.540.630</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>15.479.987</b>	<b>12.044.415</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**

**Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020**

(Em milhares de Reais, exceto lucro por ação)

	<b>Nota explicativa</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>25</b>	<b>10.660.448</b>	<b>8.222.080</b>
<b>Custo do serviço</b>			
<b>Custo com energia elétrica</b>	<b>26</b>	<b>(6.208.132)</b>	<b>(4.809.605)</b>
<b>Custo com operação</b>		<b>(758.938)</b>	<b>(696.555)</b>
Amortização		(321.866)	(297.715)
Outros custos com operação	27	(437.072)	(398.841)
<b>Custo do serviço prestado a terceiros</b>	<b>27</b>	<b>(1.218.554)</b>	<b>(995.543)</b>
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>2.474.824</b>	<b>1.720.377</b>
<b>Despesas operacionais</b>			
<b>Despesas com vendas</b>		<b>(279.085)</b>	<b>(251.506)</b>
Amortização		(5.494)	(4.945)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(110.853)	(79.683)
Outras despesas com vendas	27	(162.739)	(166.879)
<b>Despesas gerais e administrativas</b>		<b>(289.298)</b>	<b>(305.359)</b>
Amortização		(33.239)	(35.529)
Outras despesas gerais e administrativas	27	(256.059)	(269.830)
<b>Outras despesas operacionais</b>		<b>(149.498)</b>	<b>(125.687)</b>
Amortização do intangível da concessão		(52.099)	(52.099)
Outras despesas operacionais	27	(97.398)	(73.587)
<b>Resultado do serviço</b>		<b>1.756.943</b>	<b>1.037.826</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>28</b>		
Receitas financeiras		284.251	223.271
Despesas financeiras		(560.854)	(308.800)
		<b>(276.603)</b>	<b>(85.529)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>		<b>1.480.339</b>	<b>952.297</b>
Contribuição social	10	(134.381)	(70.065)
Imposto de renda	10	(369.273)	(194.621)
		<b>(503.655)</b>	<b>(264.687)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>976.685</b>	<b>687.610</b>
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	24	867,83	610,98

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**

**Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020**

**(Em milhares de Reais)**

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>976.685</b>	<b>687.610</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>		
<b>Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:</b>		
Ganhos (perdas) atuariais líquidos dos efeitos tributários	18.405	(526)
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários	(14.174)	(747)
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b><u>980.916</u></b>	<b><u>686.338</u></b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de Reais)

	Reserva de lucros						Dividendo	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva estatutária de retenção de lucros para investimento	Reserva de capital de giro	Dividendo não distribuído				
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>2.809.820</b>	<b>195.676</b>	<b>151.569</b>	<b>46.890</b>	<b>450.356</b>	<b>11.479</b>	<b>424.296</b>	<b>(139.466)</b>	<b>-</b>	<b>3.950.620</b>
<b>Resultado abrangente total</b>										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	687.610	687.610
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	(526)	-	(526)
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	(747)	-	(747)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>										
Constituição da reserva legal	-	-	34.381	-	-	-	-	-	(34.381)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	489.922	-	-	-	(489.922)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>										
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	(424.296)	-	-	(424.296)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(163.307)	(163.307)
Aprovação de dividendos intermediários AGE 20/11/2020	-	-	-	(46.890)	(450.356)	(11.479)	-	-	-	(508.725)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2020</b>	<b>2.820.677</b>	<b>184.819</b>	<b>185.950</b>	<b>-</b>	<b>489.922</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(140.739)</b>	<b>-</b>	<b>3.540.630</b>
<b>Resultado abrangente total</b>										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	976.685	976.685
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	18.405	-	18.405
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	(14.174)	-	(14.174)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>										
Constituição da reserva legal	-	-	48.834	-	-	-	-	-	(48.834)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>										
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	591.850	-	(591.850)	-
Aprovação de dividendos intermediários AGE 07/10/2021 e 11/11/2021	-	-	-	-	(489.922)	-	-	-	(336.000)	(825.922)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2021</b>	<b>2.831.534</b>	<b>173.962</b>	<b>234.784</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>591.850</b>	<b>(136.508)</b>	<b>-</b>	<b>3.695.623</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020**  
(Em milhares de Reais)

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>1.480.339</b>	<b>952.297</b>
<b>Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais</b>		
Amortização	412.698	390.287
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	66.648	79.182
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	110.853	79.683
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	(125.018)	7.356
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	12.896	14.583
Perda (ganho) na baixa de não circulante	95.517	71.805
	<b>2.053.933</b>	<b>1.595.193</b>
<b>Redução (aumento) nos ativos operacionais</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(173.143)	(127.738)
Tributos a compensar	189.930	(10.476)
Depósitos judiciais	20.405	(3.938)
Ativo financeiro setorial	(607.717)	174.731
Contas a receber - CDE	(1.615)	(17.843)
Outros ativos operacionais	(95.119)	(96.442)
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais</b>		
Fornecedores	69.415	309.960
Outros tributos e contribuições sociais	(5.540)	11.198
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(5.395)	(14.808)
Taxas regulamentares	118.942	(35.429)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(112.535)	(96.241)
Passivo financeiro setorial	(268.451)	(12.307)
Contas a pagar - CDE	(6.869)	(36.880)
Outros passivos operacionais	87.106	77.591
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações</b>	<b>1.263.347</b>	<b>1.716.571</b>
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(191.055)	(170.386)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(330.353)	(39.065)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>	<b>741.939</b>	<b>1.507.120</b>
<b>Atividades de investimentos</b>		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	(26.239)	(750.270)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	775.179	463
Adições de ativo contratual	(1.253.015)	(960.056)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimentos</b>	<b>(504.075)</b>	<b>(1.709.863)</b>
<b>Atividades de financiamentos</b>		
Captação de empréstimos e debêntures	2.260.046	1.441.962
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(1.920.552)	(355.176)
Liquidação de operações com derivativos	525.509	67.256
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(989.230)	(933.021)
Captações de mútuos com controladora	-	300.000
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	(183.800)	-
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>	<b>(308.027)</b>	<b>521.021</b>
<b>Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(70.163)</b>	<b>318.278</b>
<b>Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>392.601</b>	<b>74.323</b>
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>322.437</b>	<b>392.601</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020**  
(Em milhares de Reais)

	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>1 - Receita</b>	<b>16.122.687</b>	<b>13.009.027</b>
1.1 Receita de venda de energia e serviços	15.015.776	12.093.840
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	1.217.764	994.869
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(110.853)	(79.683)
<b>2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>(8.679.290)</b>	<b>(6.864.314)</b>
2.1 Custo com energia elétrica	(6.875.202)	(5.323.359)
2.2 Material	(703.038)	(538.899)
2.3 Serviços de terceiros	(802.375)	(722.984)
2.4 Outros	(298.676)	(279.072)
<b>3 - Valor adicionado bruto (1+2)</b>	<b>7.443.397</b>	<b>6.144.713</b>
<b>4 - Retenções</b>	<b>(414.421)</b>	<b>(392.039)</b>
4.1 Amortização	(362.321)	(339.939)
4.2 Amortização do intangível de concessão	(52.099)	(52.099)
<b>5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)</b>	<b>7.028.976</b>	<b>5.752.674</b>
<b>6 - Valor adicionado recebido em transferência</b>	<b>299.669</b>	<b>233.105</b>
6.1 Receitas financeiras	299.669	233.105
<b>7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)</b>	<b>7.328.645</b>	<b>5.985.779</b>
<b>8 - Distribuição do valor adicionado</b>		
<b>8.1 Pessoal e encargos</b>	<b>348.593</b>	<b>331.490</b>
8.1.1 Remuneração direta	201.750	187.138
8.1.2 Benefícios	133.510	131.765
8.1.3 F.G.T.S	13.333	12.586
<b>8.2 Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>5.396.825</b>	<b>4.613.623</b>
8.2.1 Federais	2.228.682	1.884.358
8.2.2 Estaduais	3.166.915	2.727.915
8.2.3 Municipais	1.227	1.351
<b>8.3 Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>606.542</b>	<b>353.056</b>
8.3.1 Juros	572.085	320.255
8.3.2 Aluguéis	34.457	32.801
<b>8.4 Remuneração de capital próprio</b>	<b>976.685</b>	<b>687.610</b>
8.4.1 Dividendos (incluindo adicional proposto)	927.850	163.307
8.4.2 Lucros retidos	48.834	524.303
	<b>7.328.645</b>	<b>5.985.779</b>

# Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da Companhia, com o relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2020, exceto quando especificado de outra forma.

## 1. Considerações iniciais

Em 2021, a RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 3,0 milhões de clientes, em 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 6,9% em relação ao exercício de 2020. Destaca-se a classe Outros, que registrou uma redução de 16,9% ante 2020, devido ao aumento da migração das permissionárias.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

## 2. Comentário sobre a conjuntura

### Ambiente macroeconômico

O ano de 2021 testemunhou o princípio da superação da pandemia de Covid-19. Apesar do mundo ter vivido as ondas mais letais da pandemia, também foi o ano em que as vacinas começaram a ser amplamente disseminadas (ainda que com enorme heterogeneidade, em termos globais). A combinação de vacinação e contaminação prévia tem proporcionado uma proteção importante à população, ainda que novas variantes continuem surgindo, como foi o caso da Delta e, mais recentemente, da Ômicron. Olhando a evolução da pandemia ao longo de 2021, fica claro o alívio gradual vivenciado pelos sistemas de saúde e a retomada da mobilidade. Deve-se notar, no entanto, que este movimento não é uniforme: em alguns países, há maior resistência à vacinação; em outros, há falta de vacinas. Apesar de grandes avanços na superação da pandemia, ainda não se pode dizer que seus impactos econômicos tenham sido totalmente superados em 2021.

A gradativa normalização das atividades não foi suficiente para reverter o movimento de consumo de bens muito superior ao consumo de serviços. Três fatores contribuíram para manter a demanda por bens historicamente elevada durante todo o ano:

- i) os pacotes de estímulos, tanto fiscais quanto monetários, auxiliaram na manutenção da renda e consumo total em 2020 e início de 2021, apesar do aumento substancial da poupança das famílias. Este fenômeno foi reforçado nos EUA em 2021, com os pacotes de recomposição de renda efetuados no início do mandato de Biden;
- ii) a normalização incompleta do consumo de serviços: num ambiente de manutenção de renda, o que não foi direcionado à poupança foi, por exclusão, consumido; como em boa parte do ano as restrições à mobilidade e os temores relativos à pandemia ainda vigoravam, o deslocamento da demanda aos padrões pré-pandemia foi incompleto;
- iii) a readequação dos níveis de estoques ótimos: os gargalos de produção enfrentados ao longo de 2020 continuaram restringindo a oferta em 2021 e a resposta encontrada por fabricantes e varejistas foi elevar seus estoques, de matérias primas a produtos acabados, elevando ainda mais a demanda global.

Assim, ao mesmo tempo em que a demanda permaneceu elevada, a oferta continuou negativamente impactada pelos *lockdowns* e pelas descontinuidades nas cadeias de insumos. Houve progresso na normalização das cadeias, porém é um processo que apenas se iniciou em 2021 e deve se completar apenas em meados de 2022.

A consequência desta normalização incompleta da economia em 2021, com demanda por bens ainda elevada e oferta restrita, resultou em preços mais elevados em todas as etapas da cadeia, de *commodities*, fretes, preços ao produtor e consumidor. A alta inflação, como se viu, deveu-se muito mais à incapacidade de resposta da oferta do que a um crescimento exuberante da economia.

A alta de preços de *commodities*, como seria de se esperar, repercutiu positivamente sobre as exportações brasileiras. No acumulado de 2021, as exportações somaram US\$ 280,4 bilhões, um crescimento de 34%. Com isso, o saldo comercial foi de US\$ 61,0 bilhões, recorde histórico, ajudando a manter a folga nas contas externas.

No Brasil, apesar da folga nas contas externas e da alta de juros no segundo semestre, a intensificação das incertezas fiscais parece ter contribuído para a depreciação da moeda. De fato, para além do movimento esperado pela valorização do dólar frente a outras moedas, as discussões domésticas sobre a PEC dos Precatórios e alteração do teto de gastos, a fim de viabilizar o Auxílio Brasil, parecem ter sido essenciais para amplificar a pressão sobre o real no último trimestre do ano. Apesar das intervenções do BC, a piora do ambiente doméstico e externo fez com que o câmbio passasse de uma média de R\$ 5,23/US\$ no terceiro trimestre de 2021 para R\$ 5,59/US\$ no último trimestre. Em termos reais, a taxa de câmbio brasileira encerrou o ano de 2021 cerca de 35% acima da média verificada entre 2015 e 2019. A depreciação cambial combinada à alta de preços *commodities* resultou num choque inflacionário. Este choque foi visto tanto nos preços no atacado quanto nos preços ao consumidor.

A inflação bem acima da meta e acelerando, com núcleos em patamar desconfortável, fez com que o Banco Central reagisse tempestivamente. O ano se iniciou com a taxa de juros básica em 2% ao ano, mínimo histórico, porém já a partir de março o Banco Central deu partida ao ajuste da política monetária e da taxa de juros, que encerrou 2021 no patamar de 9,25% ao ano.

Apesar da alta dos juros ao longo do ano, o crédito ainda mostrou um bom desempenho em 2021, sendo uma fonte importante de sustentação do consumo. Este último ainda foi favorecido pela recuperação do mercado de trabalho e pela concessão de auxílios governamentais. O Auxílio Emergencial atingiu menos famílias em 2021 do que em 2020 e teve um ticket médio menor, reduzindo o alívio aos orçamentos familiares. Por outro lado, a população ocupada continuou abatida pelas restrições por conta da pandemia no primeiro semestre – mas mostrou uma rápida recuperação no segundo semestre, com o avanço da vacinação e melhora do quadro sanitário.

Dados esses fatores, o consumo cresceu relativamente pouco em 2021, na comparação com o patamar final de 2020. Chegou a ultrapassar o consumo de 2019, pré-pandemia, em vários meses, mas perdeu fôlego nos últimos meses do ano.

## Tarifas de energia elétrica

### Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2021:

Em 15 de junho de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.880, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 15,23%, sendo 16,68% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e - 1,45% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 9,95% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 5,88% e da Parcela B de 10,81%.

Em 1º de setembro de 2021, por meio da Resolução nº 3/2021, entrou em vigor a “Bandeira Escassez Hídrica”, no valor de R\$ 14,20 a cada 100 kWh, que irá vigorar até abril de 2022. A escassez hídrica onerou o caixa das distribuidoras no fim de 2021, dado que os custos de energia se elevaram em função do despacho de termelétricas movidas a combustível fóssil, e a Bandeira Tarifária Vermelha II não foi suficiente para cobrir tal déficit.

## 3. Desempenho operacional

**Clientes:** a RGE encerrou o ano com 3,0 milhões de clientes, com acréscimo de 55 mil consumidores, representando um crescimento de 1,9%.

### Vendas de energia

Em 2021, as vendas para o mercado cativo totalizaram 12.934 GWh, uma queda de 6,9% em relação a 2020.

A participação das principais classes de consumo no total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora em 2021 foi de 44,3% para a classe residencial, 14,2% para a classe comercial e 10,7% para a classe industrial. Para essas classes de consumo destaca-se:

- Classe Residencial: queda de 1,5%, refletindo o efeito da temperatura, que foi menor que em 2020 ao longo do ano e o crescimento da geração distribuída na área de concessão da distribuidora;
- Classes Comercial e Industrial: reduções de 2,4% e 1,1%, respectivamente, refletindo os impactos trazidos pela restrição de atividades devido à pandemia da covid-19, o efeito da temperatura, que foi menor que em 2021 ao longo do ano, o crescimento da geração distribuída na área de concessão da distribuidora e o efeito da movimentação de clientes para o mercado livre.

### Qualidade dos serviços prestados

**Atendimento ao cliente:** a RGE obteve em 2021 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 68,8, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia

Elétrica – ABRADÉE, resultado 12,7 pontos abaixo do resultado de 2020. O índice foi superior à média nacional de 65,5, porém a RGE perdeu posições no ranking de sua categoria, passando a ocupar 13º lugar, após vencer o prêmio em 2019 e ocupar o 5º lugar em 2020.

**Fornecimento de energia:** a RGE desenvolve iniciativas para aprimorar a gestão operacional e a logística de serviços de rede. Também realiza um programa intenso de inspeções e manutenções preventivas dos ativos elétricos. Em 2021, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 10,84 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 4,83 vezes.

## 4. Desempenho Econômico-Financeiro

Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras e notas explicativas.

**Receita operacional:** a receita operacional bruta foi de R\$ 16.234 milhões em 2021, representando um aumento de 24,0% (R\$ 3.145 milhões), decorrente dos seguintes aumentos: (i) de 13,4% no fornecimento de energia elétrica (R\$ 1.263 milhões); (ii) de R\$ 892 milhões no ativo e passivo financeiro setorial; (iii) de 200,6% na atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 340 milhões); (iv) de 17,1% em outras receitas (R\$ 312 milhões); (v) de 22,4% na receita com construção de infraestrutura (R\$ 223 milhões); e (vi) de 19,7% no suprimento de energia elétrica (R\$ 114 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 5.573 milhões em 2021, representando um aumento de 14,5% (R\$ 706 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 10.660 milhões em 2021, representando um aumento de 29,7% (R\$ 2.438 milhões).

**Geração operacional de caixa (EBITDA):** em 2021, o EBITDA foi de R\$ 2.170 milhões, representando um aumento de 51,9% (R\$ 742 milhões), devido ao aumento de 29,7% (R\$ 2.438 milhões) na receita líquida. Esta variação foi parcialmente compensada pelos seguintes aumentos: (i) de 29,1% no custo com energia elétrica (R\$ 1.399 milhões); (ii) de 22,4% (R\$ 223 milhões) nos custos com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor; e (iii) de 7,6% (R\$ 75 milhões) no PMSO (despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Outros Custos/Despesas Operacionais e Entidade de Previdência Privada). O aumento no PMSO deve-se aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 5,1% (R\$ 17 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 25,7% (R\$ 17 milhões) nas despesas com material;
- ✓ Aumento de 3,9% (R\$ 10 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 10,4% (R\$ 33 milhões) em outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Redução de 11,6% (R\$ 2 milhões) no item Entidade de Previdência Privada.

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</i>		
	2021	2020
<b>Lucro Líquido</b>	<b>976.685</b>	<b>687.610</b>
Amortização	412.698	390.287
Resultado Financeiro	276.604	85.529
Contribuição Social	134.381	70.065
Imposto de Renda	369.273	194.621
<b>EBITDA</b>	<b>2.169.641</b>	<b>1.428.113</b>

\*Conforme Instrução CVM nº 527, de 4/10/2012

**Lucro líquido:** a RGE apurou lucro líquido de R\$ 977 milhões em 2021, representando um aumento de 42,0% (R\$ 289 milhões), refletindo principalmente o aumento 51,9%N no EBITDA (R\$ 742 milhões). Esta variação foi parcialmente compensada pelos seguintes aumentos: (i) de 223,4% nas despesas financeiras (R\$ 191 milhões); e (ii) de 90,3% no imposto de renda e contribuição social (R\$ 239 milhões).

**Endividamento:** no final de 2021, a dívida financeira (incluindo derivativos) da RGE atingiu R\$ 5.886 milhões, representando um aumento de 22,9%.

## 5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 1.253 milhões na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

## 6. Sustentabilidade e aspectos ESG (ambientais, sociais e de governança)

A RGE desenvolve iniciativas que buscam gerar valor para a empresa e os públicos de relacionamento, de forma a garantir competitividade, com excelência nas operações, e contribuir com o desenvolvimento sustentável das áreas de abrangência. Alinhada ao Plano Estratégico do Grupo CPFL, a estratégia de sustentabilidade é incorporada aos processos decisórios, ações e investimentos, conforme destaques a seguir.

**Plano de sustentabilidade:** organizado em três pilares – Energia sustentável, Soluções inteligentes e Valor compartilhado com a sociedade – e em habilitadores fundamentais - Ética, Transparência, Desenvolvimento de pessoas e inclusão, se desdobra em 15 compromissos públicos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas.

**Plataforma de sustentabilidade:** ferramenta de gestão da performance em sustentabilidade sob a perspectiva dos principais públicos de relacionamento, com indicadores e metas alinhados ao Plano Estratégico e ao Plano de Sustentabilidade.

**Comitê de sustentabilidade:** instância da diretoria executiva responsável por monitorar o Plano e a Plataforma de sustentabilidade, avaliar e recomendar a inclusão de critérios e diretrizes de sustentabilidade em processos decisórios, monitorar tendências e temas críticos para a empresa.

**Mudanças do Clima:** estamos comprometidos com a transição para uma economia de baixo carbono e enfrentamos o desafio das mudanças climáticas com senso de urgência, responsabilidade e determinação.

**Gestão ambiental:** nosso modelo de negócio demanda uma ampla capacidade de gestão dos impactos ambientais. A empresa foi certificada na norma ISO 14001 em 2020 e suas unidades operacionais (Estações Avançadas e Subestações) são periodicamente avaliadas quanto aos riscos e requisitos legais. Possui contrato para atendimento a situações de emergência ambiental, além de seguro específico. Realiza projetos visando aprimorar o desempenho ambiental nos municípios, como o Arborização + Segura.

**Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE):** O Programa de Integridade do Grupo CPFL, além de ter como base as diretrizes, valores e princípios do Grupo, formaliza o seu compromisso em conduzir os negócios pautados pela integridade e pelos mais altos parâmetros de Governança Corporativa. O programa possui 4 pilares compostos por dispositivos que evidenciam o tom e a prática do discurso pela alta administração, a existência de procedimentos e diretrizes como o Código de Conduta Ética, além de ações de comunicação e treinamentos para colaboradores e fornecedores. O programa conta, ainda, com o canal de ética, independente e gerido por empresa terceira, bem como com mecanismos de avaliação e monitoramento de suas ações. Ao longo de 2021, destacamos as seguintes ações executadas: (i) a manutenção do Selo Pró-Ética 2020/2021 que é um prêmio concedido pela Controladoria Geral da União (CGU) a um seleto grupo de empresas, que fomentam a adoção voluntária de medidas de integridade e comprometidas em implementar ações voltadas à prevenção, detecção e remediação de atos de corrupção e fraude; (ii) os treinamentos presenciais e virtuais sobre temas do Programa de Integridade para colaboradores e fornecedores; (iii) a divulgação da Conversa Mensal de Integridade – CMI em todas as unidades do grupo CPFL com temas como Assédio Sexual, Conflito de Interesses, Tratamento Desrespeitoso, Discriminação e Preconceito e Brindes Presente e Hospitalidades; e (iv) a comemoração do Dia da Integridade, com evento online que contou com a participação do convidado Max Gehringer para reflexão sobre o valor deste tema para a CPFL. Além disso, foram realizadas 12 reuniões do Comitê de Ética em 2021, para tratar de temas relacionados à gestão da ética, considerando sugestões, consultas e denúncias recebidas no período.

**Relacionamento com a Comunidade:** entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a RGE atua, destacam-se: **(i) CPFL Jovem Geração:** foram executados projetos de transformação social através da cultura e esporte em 3 cidades; **(ii) CPFL nos Hospitais:** foram executados projetos de melhoria na infraestrutura, pesquisas oncológicas e humanização hospitalar (realizados em formato digital, alcance nacional) em 07 cidades. Ao todo, a frente atingiu 285 mil pessoas digitalmente; **(iii) CPFL Intercâmbio Brasil-China (programação digital – alcance nacional):** foram executados projetos digitais que visam as trocas culturais, fortalecendo os diálogos entre os dois países; **(iv) Circuito CPFL (atividades suspensas em 2021 e postergadas para 2022 devido à pandemia de COVID-19):** A frente Circuito CPFL promove atividades culturais e esportivas itinerantes em todo o país como sessões de cinema movidos a energia solar (CineSolar) e etapas de corrida. Em função da pandemia da Covid-19 as atividades do CineSolar foram adaptadas ao formato digital através da mostra digital “A brincadeira tá on”, que selecionou 56 curta-metragens em 14 estados (alcance nacional); **(v) Café Filosófico CPFL (programação digital -alcance nacional):** foram executadas lives do programa Café Filosófico CPFL, exibidas ao vivo nas redes sociais do Instituto e posteriormente na TV Cultura. Mais de 170 milhões de pessoas foram impactadas com essas atividades; **(vi) Outros investimentos sociais:** foi executado 1 projeto voltado às pessoas com deficiência, além do apoio a dois editais (FAC das Artes e FEAIP – Fundo Estadual de Apoio à Inclusão Produtiva), que apoiou

projetos de geração de renda e de auxílio às pessoas em situação de vulnerabilidade social; **(vii) Voluntariado** – Em 2021, foram desenvolvidas 8 ações que envolveram cerca de 329 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em 2 cidades (Santa Rosa e São Leopoldo) da área de concessão beneficiaram aproximadamente 610 pessoas diretamente; e **(viii) Eficiência Energética (0,5% da ROL)** – Foram investidos R\$ 68,8 milhões em projetos de eficiência energética, dos quais destacam-se: R\$ 12,0 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na (a) regularização de 1.476 clientes; substituição de (b) 4.000 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED); e (c) 3.206 trocadores de calor. Foi também executado projeto educacional (d) RGE nas Escolas, que capacitou 127.988 alunos do ensino fundamental no uso consciente e seguro da energia elétrica, com um investimento de R\$ 1,9 milhões. Também desenvolveu (e) projeto bônus residencial com a substituição de 2.498 geladeiras ineficientes por geladeiras econômicas da tecnologia inverter, com um investimento de R\$ 2,2 milhões. Executou ainda (f) projetos de Iluminação Pública, que proporcionaram a substituição de 8.440 pontos de Iluminação por LED, com um investimento total de R\$ 9,6 milhões. Por fim, (g) investiu R\$ 36,1 milhões no Programa de Hospitais, que está implementando Sistemas de Geração Fotovoltaica e realizando a Substituição de lâmpadas por LED em Hospitais Públicos e Filantrópicos da área de concessão.

**Gestão de Recursos Humanos:** Em 2021, treinamos 4.025 pessoas. Da base ativa de colaboradores, 97% já passou por algum treinamento. Foram 20,9 mil horas de treinamento online. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com 14 Escolas para formação de eletricitistas concluídas ao longo do ano, e 5 em andamento/finalização; a previsão é de 298 pessoas treinadas e mais de 8 mil horas de desenvolvimento.

**Rede de Valor:** em 2021, foram realizados 2 encontros da Rede de Valor, que contaram com a participação de 80 parceiros e no qual foram abordados os seguintes temas: Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD), Segurança da Informação, ESG, Código de Ética para Fornecedores e Segurança do Trabalho. Assim como em 2020, os encontros de 2021 também foram em formato online por causa da pandemia.

## 7. Auditores Independentes

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela RGE para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a KPMG prestou, em 2021, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 6% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária e regulatória).

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, a KPMG prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços:

Natureza	Contratação	Duração
Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Revisão da ECD Contábil do ano calendário 2019	01/06/2020	24 meses

Contratamos um total de R\$ 37 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 6% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias referentes ao exercício social de 2021 da Companhia.

A contratação dos auditores independentes, conforme Estatuto Social, é recomendada pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

Conforme previsto pela Instrução CVM nº 381/03, a KPMG declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

## **8. Agradecimentos**

A Administração da RGE Sul agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na Companhia no ano de 2021. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidas.

### ***A Administração***

**Para mais informações sobre o desempenho desta e de outras empresas do Grupo CPFL Energia, acesse o endereço [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).**

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**  
**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020**  
**(Valores expressos em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)**

**( 1 ) CONTEXTO OPERACIONAL**

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede da Companhia está localizada na Av. São Borja, 2.801, CEP 93032-525 - Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 6 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 381 municípios no Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais municípios estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo aproximadamente 3 milhões de consumidores.

**1.1 Impactos do COVID-19**

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou que o coronavírus (COVID-19) é uma pandemia. O surto desencadeou decisões significativas de governos e entidades do setor privado, que somadas ao impacto potencial do surto à época, aumentaram de certa forma o grau de incerteza para os agentes econômicos e podem gerar impactos nas demonstrações financeiras. As principais economias do mundo e os principais blocos econômicos vêm estudando e implementando pacotes de estímulos econômicos para minimizar impactos econômicos que o COVID -19 vem provocando e ainda possa provocar.

A Administração tem avaliado de forma constante o impacto do surto nas operações e na posição patrimonial e financeira da Companhia, com o objetivo de implementar medidas apropriadas para mitigar os impactos nas operações. Até a data de autorização para emissão dessas demonstrações financeiras, as seguintes medidas foram tomadas e os principais assuntos que estão sob monitoramento constante estão listados a seguir:

- Implementação de medidas temporárias no quadro de funcionários, tais como planos de home office, adequação dos espaços coletivos para evitar aglomerações, e demais medidas aplicáveis, relacionadas à saúde;
- Negociação com fornecedores de equipamentos para avaliação de prazos de entregas tendo em vista o cenário da pandemia, sem que haja, até o momento, indicativos de riscos relevantes de atraso que possam impactar nas operações;
- Avaliação das condições contratuais com instituições financeiras relacionadas a empréstimos e financiamentos e pagamento com fornecedores, para mitigar eventuais riscos de liquidez;
- Monitoramento das variações de indexadores de mercado que poderiam afetar empréstimos, financiamentos e debêntures;
- Avaliação de eventuais renegociações com clientes, em função de retração macroeconômica. Tais renegociações estão sendo direcionadas, em sua maioria, através de deslocamentos temporais nas quantidades contratadas;

- Monitoramento de redução do mercado faturado pelo fechamento, assim como a retomada após as medidas de flexibilização, de estabelecimentos comerciais e industriais decorrente das medidas de enfrentamento à pandemia;
- Monitoramento de sobrecontratação em função da redução da carga e consequentes sobras de energia superiores aos 5% previstos nos requisitos regulatórios;
- Monitoramento da inadimplência, especialmente sob a luz da suspensão dos cortes por inadimplência para as subclasses residenciais de baixa renda a partir de 1 de abril até 30 de junho de 2021, o qual foi prorrogado até 30 de setembro de 2021, conforme REN nº 936 da ANEEL. Além de regras específicas a serem atendidas para que possam ser efetuados os cortes nas demais classes consumidoras e restrições na cobrança de multa e juros por inadimplência.

Devido à relevância dos potenciais impactos mencionados, as autoridades do Setor Elétrico Brasileiro, em especial o Ministério de Minas e Energia (MME) e a ANEEL, adotaram algumas medidas durante o período:

- Isenção aos consumidores de baixa renda com consumo mensal de até 220 quilowatt-hora (kWh/mês) do pagamento da conta de energia elétrica, no período entre 1º de abril a 30 de junho de 2020, conforme previsto na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, custeada por meio de aportes da União ao fundo setorial CDE, conforme previsto na Medida Provisória nº 949, de 8 de abril de 2020;
- Reconhecimento das sobras resultantes da redução de carga das distribuidoras, decorrente dos efeitos da pandemia de COVID 19, como exposição contratual involuntária, a ser regulamentada pela ANEEL, conforme previsto na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, e no Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020;
- Criação da Conta COVID por meio da Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020 e regulamentada por meio do Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, e da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020.

A Conta COVID destinou-se a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas, total ou parcialmente, às concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, referentes: i) aos efeitos da sobrecontratação de abril a dezembro de 2020; ii) à constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA entre a data de homologação do último processo tarifário e dezembro de 2020; iii) à neutralidade dos encargos setoriais de abril a dezembro de 2020; iv) à postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data, enquanto perdurarem os efeitos da postergação; v) saldo da CVA reconhecido e diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, que não tenham sido totalmente amortizados; e vi) antecipação do ativo regulatório relativo à “Parcela B”.

A disponibilização de tais recursos (exceto para o item “iv” apresentado acima) foi limitada aos efeitos da pandemia estimados pela ANEEL para cada distribuidora, sendo: i) redução de faturamento e de arrecadação, até dezembro de 2020, decorrentes dos efeitos do estado de calamidade pública; e ii) valores estimados de diferimentos e parcelamentos de obrigações vencidas e vincendas relativas ao faturamento da demanda contratada para unidades consumidoras do Grupo A.

A CCEE contratou a operação de crédito para aportar recursos à Conta COVID e efetuou o repasse às distribuidoras até janeiro de 2021, conforme a necessidade declarada por elas individualmente, limitada aos valores homologados pela ANEEL. O pagamento dos recursos provenientes da operação de crédito está sendo feito por meio de encargo, denominado CDE COVID, homologado pela ANEEL e cobrado dos consumidores a partir dos processos tarifários de 2021 durante o tempo necessário para a quitação da referida operação.

Em julho de 2020 a Companhia declarou sua necessidade por meio de protocolo digital juntamente com o Termo de Aceitação constante do Anexo I da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020, considerando os itens “i” a “iii” citados acima em valor máximo equivalente à soma das reduções de faturamento e de arrecadação

decorrente dos efeitos da calamidade pública, até dezembro de 2020, estimados pela ANEEL e constantes do Anexo II da mesma Resolução.

O efeito financeiro e econômico para a Companhia ao longo dos próximos meses dependerá do desfecho da crise e seus impactos macroeconômicos. A Companhia continuará monitorando constantemente os efeitos da crise e os impactos nas suas operações e nas demonstrações financeiras.

### **Reequilíbrio Econômico Financeiro**

Em decorrência dos efeitos das medidas restritivas adotadas pelo governo para conter o avanço da pandemia, a Companhia, assim como outras concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, sofreu impactos extraordinários e imediatos, sendo os principais a queda da receita em função da retração do mercado consumidor e redução da arrecadação pelo aumento da inadimplência.

Considerando os efeitos da pandemia e, tendo como base o contrato de concessão entre a Companhia e o Poder Concedente, por intermédio da ANEEL, assim como os artigos 9º e 10º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dentre outras previsões legais aplicáveis, a Companhia possui o direito ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, de forma que, em uma situação em que ônus gerados por eventos alheios à gestão dos riscos inerentes à operação, tais como, mas sem se limitar, a eventos categorizados como caso fortuito ou força maior, ou mesmo determinações do Poder Concedente que impactem a Companhia, devem ser ressarcidos à Companhia para reequilibrar a saúde econômico-financeira do contrato de concessão.

O Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, que regulamenta a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, prevê a análise pela ANEEL, em processo administrativo específico, da necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica, mediante solicitação das interessadas. Nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 885, de 23 de junho de 2020, a Agência, instaurou segunda fase da Consulta Pública nº 35 de 2020 (“CP35/2020”) no período entre 18 de agosto e 05 de outubro de 2020, com o objetivo de regular a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica.

Em continuidade ao processo de definição da regulamentação do restabelecimento do equilíbrio econômico das concessionárias distribuidoras durante a pandemia, a ANEEL abriu a 3ª Fase da Consulta Pública nº 35 no fim de 2020, na qual também foi discutido sobre as regras de alocação dos custos do empréstimo da Conta Covid e da sobrecontratação involuntária para o ano civil de 2020, reflexo do cenário de pandemia.

Concluída a terceira e última fase da CP35/2020, a Agência definiu as metodologias referentes à sobrecontratação involuntária de 2020, ao reequilíbrio econômico em função da queda de mercado e aumento da inadimplência durante a pandemia, bem como sobre o rateio do custo financeiro da Conta COVID, consubstanciadas na Resolução Normativa ANEEL nº 952, de 23 de novembro de 2021. A Companhia continua analisando os impactos causados pela pandemia e definirá quanto à necessidade de solicitar a recomposição do equilíbrio econômico em até 60 dias após a publicação, pela ANEEL, da projeção da receita irrecuperável realizada nos meses de março a dezembro de 2020, conforme definido no parágrafo 7 do Submódulo 2.10 do PRORET, homologado por meio da referida resolução normativa. Ademais, foi estimada e registrada a parcela do custo financeiro da Conta COVID a ser alocada nos processos tarifários de 2022.

## **( 2 ) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

### **2.1 Base de preparação**

As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”).

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras e somente elas, estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

As demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (“www.aneel.gov.br”) e da Companhia (“www.cpfl.com.br”) a partir da data estabelecida pelo Órgão Regulador.

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 14 de março de 2022.

## **2.2 Base de mensuração**

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais que são mensurados a cada data de reporte e registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 32 de Instrumentos Financeiros.

## **2.3 Uso de estimativas e julgamentos**

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis podem divergir dos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 7 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados);
- Nota 9 – Ativo e passivo financeiro setorial (critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens);
- Nota 10 – Débitos e créditos fiscais diferidos (reconhecimento de ativos em função de disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados);
- Nota 11 – Ativo financeiro da concessão (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos, nota 32);
- Nota 12 – Outros ativos (provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada);
- Nota 13 – Ativo contratual (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 14– Intangível (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 16 – Empréstimos e financiamentos (principais premissas para determinação do valor justo);
- Nota 17 – Debêntures (principais premissas para determinação do valor justo);

- Nota 18 – Entidade de previdência privada (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
- Nota 20 – Imposto de renda e contribuição social a recolher: incertezas sobre os tributos sobre o lucro;
- Nota 21 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos); e
- Nota 32 – Instrumentos Financeiros - derivativos (principais premissas para determinação do valor justo).

#### **2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação**

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

#### **2.5 Segmento operacional**

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica, na prestação de serviços de distribuição e disponibilidade de energia elétrica, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade. Conseqüentemente, a Companhia concluiu que a sua demonstração de resultados e as demais informações constantes nestas notas explicativas, apresentam as informações requeridas sobre seu único segmento operacional.

#### **2.6 Demonstração do valor adicionado**

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### **( 3 ) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS**

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

#### **3.1 Caixa e equivalentes de caixa**

Nas demonstrações de fluxo de caixa, caixa e equivalentes de caixa incluem saldos negativos de contas garantidas que são exigíveis imediatamente e são parte integrante da gestão de caixa da Companhia.

Caixa e equivalentes de caixa compreendem os saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo no momento de sua liquidação e são utilizados pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

A determinação da composição de caixa e equivalentes de caixa da Companhia tem como objetivo a manutenção de caixa suficiente que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto e longo prazo, mantendo o retorno de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas.

#### **3.2 Contratos de concessão**

O ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão estabelece diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e são aplicáveis para situações em que o Poder Concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura ao final do prazo da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura da Companhia é segregada e movimentada como ativo contratual, desde a data de sua construção até a completa finalização das obras e melhorias, cumprindo as determinações existentes nos CPCs, de modo que, quando em operação, sejam reclassificados nas demonstrações financeiras de ativo contratual para as rubricas de (i) ativo intangível, correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos e (ii) ativo financeiro correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização), mediante reversão dos ativos ao término da concessão.

O valor do ativo financeiro da concessão é determinado com base em seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no valor justo, tomando por base principalmente os fatores como valor novo de reposição e atualização pelo IPCA. O ativo financeiro enquadra-se na categoria valor justo por meio do resultado e as mudanças nos valores justos têm como contrapartida a conta de receita operacional (notas 4 e 25).

O montante remanescente é registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo com o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, tendo como contrapartida um ativo financeiro, correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais são classificados como ativo intangível, que serão amortizados pelo prazo da concessão, de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

Em função (i) do modelo tarifário que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, (ii) da forma como a Companhia gerencia as construções, através do alto grau de terceirização e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio da Companhia, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes e portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

### 3.3 Instrumentos financeiros

#### - Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos.

Mensuração subsequente e ganhos e perdas:

**Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado (VJR):** esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros é reconhecido no resultado.

**Ativos financeiros a custo amortizado:** estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por *impairment*. As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e *impairment* são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é reconhecido no resultado.

**Instrumentos de dívida ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA):** esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Os resultados líquidos são reconhecidos em outros resultados abrangentes, com exceção dos rendimentos de juros calculados utilizando o método de juros efetivos, ganhos e perdas cambiais e *impairment* que devem ser reconhecidos no resultado. No momento do desreconhecimento, o efeito acumulado em outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado. A Companhia não detém ativos financeiros desta classificação.

**Instrumentos patrimoniais ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes:** esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Todas as variações são reconhecidas em outros resultados abrangentes e nunca serão reclassificadas para o resultado. A Companhia não detém ativos financeiros desta classificação.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que a Companhia mude o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros, e neste caso todos os ativos financeiros afetados são reclassificados no primeiro dia do período de apresentação posterior à mudança no modelo de negócios.

**Custo amortizado:** Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

**Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA):** Um instrumento de dívida é mensurado ao VJORA se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são apenas pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, a Companhia pode optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em outros resultados abrangentes, sendo essa escolha feita investimento por investimento.

Todos os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como ao VJR. Isso inclui todos os ativos financeiros derivativos (nota 32). No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

**Avaliação do modelo de negócio:**

A Companhia realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. As informações consideradas incluem as políticas e objetivos estipulados para a carteira e o funcionamento prático dessas políticas. Eles incluem a questão de saber se:

- a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos;
- como o desempenho da carteira é avaliado e reportado à Administração da Companhia;
- os riscos que afetam o desempenho do modelo de negócios (e o ativo financeiro mantido naquele modelo de negócios) e a maneira como aqueles riscos são gerenciados;
- como os gerentes do negócio são remunerados - por exemplo, se a remuneração é baseada no valor justo dos ativos geridos ou nos fluxos de caixa contratuais obtidos; e
- a frequência, o volume e o momento das vendas de ativos financeiros nos períodos anteriores, os motivos de tais vendas e suas expectativas sobre vendas futuras.

Os ativos financeiros mantidos para negociação ou gerenciados com desempenho avaliado com base no valor justo são mensurados ao valor justo por meio do resultado.

Avaliação sobre se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos de principal e de juros:

Para fins dessa avaliação, o 'principal' é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os 'juros' são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos do principal e de juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém um termo contratual que poderia mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição. Ao fazer essa avaliação, a Companhia considera:

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa;
- termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e
- os termos que limitam o acesso da Companhia a fluxos de caixa de ativos específicos (por exemplo, baseados na performance de um ativo).

#### **- Passivos financeiros**

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. As classificações dos passivos financeiros são como segue:

- i. Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício e qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos que seja atribuível a alterações no risco de crédito do passivo é registrada contra outros resultados abrangentes.
- ii. Mensurados ao custo amortizado: são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Para as dívidas contratadas a partir do primeiro trimestre de 2020, devido à características na época das contratações, a Companhia reconheceu os ganhos ou as perdas decorrentes dos empréstimos em moeda estrangeira mensurados a valor justo no resultado (nota 16).

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 32.

#### **- Capital social**

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários.

### 3.4 Intangível e Ativo contratual

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como, direito de exploração de concessões, *softwares* e servidão de passagem.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões é originado dos investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão) em serviço em função do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica firmado pela Companhia, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que a Companhia possui de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.2.

Os bens e instalações utilizados nas atividades de distribuição são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, doados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL, através da Resolução nº 20 de 3 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa (“REN”) nº 691 de 8 de dezembro de 2015, dispensa as concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica de prévia anuência para desvinculação de bens considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação depositado em conta bancária vinculada para aplicação dos recursos na aquisição de novos bens vinculados aos serviços de energia elétrica.

Os ativos de infraestrutura da concessão em curso da Companhia foram classificados como ativos de contrato durante o período de construção ou de melhoria de acordo com os critérios do CPC 47.

### 3.5 Redução ao valor recuperável (“*impairment*”)

#### - Ativos financeiros

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para determinados recebíveis tanto no nível individualizado, como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

A Companhia reconhece provisões para perdas esperadas de crédito sobre: (i) ativos financeiros mensurados ao custo amortizado; (ii) investimentos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável; e (iii) ativos de contrato.

A Companhia mensura a provisão para perda utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento em um montante igual à perda de crédito esperada para a vida inteira, exceto para os títulos de dívida com baixo risco de crédito na data do balanço, que são mensurados como perda de crédito esperada para 12 meses.

Ao determinar se o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o reconhecimento inicial e ao estimar as perdas de crédito esperadas, a Companhia considera uma abordagem simplificada de avaliação da inadimplência baseada em mensurar a perda esperada de um ativo financeiro equivalente às perdas de crédito esperadas para toda a vida de um ativo, contemplando informações razoáveis e passíveis de suporte que são relevantes e disponíveis sem custo ou esforço excessivo. Isso inclui informações e análises quantitativas e qualitativas, com base na experiência histórica da Companhia, na avaliação de crédito e considerando informações prospectivas (*forward-looking*).

A Companhia considera um ativo financeiro como em *default* quando o devedor não cumpriu com sua obrigação contratual de pagamento e é pouco provável que quite suas obrigações.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a definição de um percentual de perda baseado em suas taxas de inadimplência historicamente observadas ao longo da vida estimada do contas a receber de clientes para estimar as perdas de créditos esperadas para toda a vida do ativo, onde o histórico de perdas é ajustado para considerar efeitos das condições atuais e suas previsões de condições futuras que não afetaram o período em que se baseiam os dados históricos.

A metodologia desenvolvida pela Companhia resultou em um percentual de perda esperada para os títulos de consumidores, concessionárias e permissionárias que está aderente com o CPC 48 descrita como perda de

crédito esperada (*Expected Credit Losses*), contemplando em um único percentual da probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla a chance de perda ("PD" - *Probability of Default*), exposição financeira no momento do não cumprimento ("EAD" - *Exposure At Default*) e a perda dada pela inadimplência ("LGD" - *Loss Given Default*).

Em cada data de balanço, a Companhia avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável, estão com problemas de recuperação. Um ativo financeiro possui "problemas de recuperação" quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro.

Evidência objetiva de que ativos financeiros tiveram problemas de recuperação inclui os seguintes dados observáveis:

- dificuldades financeiras significativas do emissor ou do mutuário;
- quebra de cláusulas contratuais;
- reestruturação de um valor devido a Companhia em condições que não seriam aceitas em condições normais;
- a probabilidade que o devedor entrará em falência ou passará por outro tipo de reorganização financeira; ou,
- o desaparecimento de mercado ativo para o título por causa de dificuldades financeiras.

As perdas por *impairment* relacionadas à consumidores, concessionárias e permissionárias reconhecidas em ativos financeiros e outros recebíveis, incluindo ativos contratuais, são registradas no resultado do exercício.

#### **- Ativos não financeiros**

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida como o ágio, são testados anualmente para a verificação se seus valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos (ex: ágio, intangível de concessão) são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – "UGC"). Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

### **3.6 Provisões**

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

### **3.7 Benefícios a empregados**

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão sendo considerada Patrocinadora deste plano. Apesar dos planos possuírem particularidades, têm as seguintes características:

- i. Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada, não possuindo qualquer responsabilidade sobre as

insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do exercício em que os serviços são prestados.

- ii. Plano de Benefício Definido: a obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes, sob responsabilidade da Administração, através do método da unidade de crédito projetada. Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes, conforme ocorrem. Os juros líquidos (receita ou despesa) são calculados aplicando a taxa de desconto no início do período ao valor líquido do passivo ou ativo de benefício definido. O registro de custos de serviços passados, quando aplicável, é efetuado imediatamente no resultado.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

### **3.8 Dividendo e juros sobre capital próprio**

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social. Apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os montantes excedentes ao dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei nº 6.404/76, são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações financeiras.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente compete a Assembleia Geral a declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários na data base 30 de junho, quando houver, só é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia após a data de deliberação da Assembleia Geral.

Os juros sobre capital próprio recebem o mesmo tratamento do dividendo e também estão demonstrados na mutação do patrimônio líquido. O imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio é sempre contabilizado a débito no patrimônio líquido em contrapartida ao passivo no momento de sua deliberação, mesmo que ainda não aprovado, por atenderem o critério de obrigação no momento da proposição pela Administração.

### **3.9 Reconhecimento de receita**

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é medida pela contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços.

O CPC 47 estabelece um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Desta forma, a receita é reconhecida somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação é efetivamente transferido ao cliente.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura do consumo de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e fatura mensalmente o consumo de MWh baseada nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como “Não Faturado”.

Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia da Companhia disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que a obrigação de desempenho é satisfeita, regida por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas com a satisfação da obrigação de desempenho ao longo do tempo, considerando o atendimento de um dos critérios abaixo:

- (a) o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados pelo desempenho por parte da entidade à medida que a entidade efetiva o desempenho;
- (b) o desempenho por parte da entidade cria ou melhora o ativo (por exemplo, produtos em elaboração) que o cliente controla à medida que o ativo é criado ou melhorado;
- (c) o desempenho por parte da entidade não cria um ativo com uso alternativo para a entidade e a entidade possui direito executável (enforcement) ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente

Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

### **3.10 Imposto de renda e contribuição social**

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação e para prejuízos fiscais e base negativa e reflete a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

A Companhia registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social. A Companhia registrou, também, créditos fiscais referentes ao benefício do intangível incorporado, os quais estão sendo amortizados linearmente pelo prazo remanescente do contrato de concessão.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de relatório anual e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

### **3.11 Resultado por ação**

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do exercício atribuível ao acionista controlador e a média ponderada das ações no respectivo exercício.

### **3.12 Subvenção governamental - CDE**

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pela Companhia. São registradas no resultado dos exercícios nos quais a Companhia reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda, outros descontos

tarifários, bem como os subsídios referente os valores recebidos para compensar a Companhia por despesas incorridas (Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares - nota 25.3).

As subvenções recebidas referentes à compensação de descontos concedidos têm a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato nos termos do CPC 07.

As subvenções que visam compensar a Companhia por despesas incorridas são registradas em uma base sistemática durante os períodos em que as despesas correlatas são incorridas, a menos que as condições para o recebimento da subvenção sejam atendidas após o reconhecimento das despesas relacionadas. Nesse caso, a subvenção é reconhecida quando se torna recebível.

### **3.13 Ativo e passivo financeiro setorial**

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica da Companhia devem considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando a Companhia autorizada a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada cinco anos, de acordo com cada concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. A receita da Companhia é afetada pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela A (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela Companhia, classificável como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela B (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos previstos (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos previstos e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

### **3.14 Novas normas e interpretações ainda não efetivas**

Novas normas e emendas às normas foram emitidas pela CVM e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021. A Companhia não adotou essas alterações de forma antecipada na preparação destas demonstrações financeiras:

#### **a) Determinação de estimativas contábeis (alterações ao CPC 23):**

Em fevereiro de 2021, o CVM emitiu alterações ao CPC 23, no qual introduz a definição de 'estimativas contábeis'. As alterações esclarecem a distinção entre mudanças nas estimativas contábeis e mudanças nas políticas contábeis e correção de erros. Além disso, eles esclarecem como as entidades usam as técnicas de medição e inputs para desenvolver as estimativas contábeis.

As alterações serão vigentes para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2023 e aplicarão para mudanças nas políticas e estimativas contábeis que ocorrerem em, ou após, o início desse período.

A Companhia está avaliando as alterações do pronunciamento, mas não espera impactos relevantes sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras.

**b) Divulgação de políticas contábeis (alterações ao CPC 26):**

Em fevereiro de 2021, a CVM emitiu alterações ao CPC 26 (R1) no qual fornece guias e exemplos para ajudar entidades a aplicar o julgamento da materialidade para a divulgação de políticas contábeis. As alterações são para ajudar as entidades a divulgarem políticas contábeis que são mais úteis ao substituir o requerimento para divulgação de políticas contábeis significativas para políticas contábeis materiais e adicionando guias para como as entidades devem aplicar o conceito de materialidade para tomar decisões sobre a divulgação das políticas contábeis.

As alterações são aplicáveis para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2023.

A Companhia está avaliando as alterações do pronunciamento, mas não espera impactos relevantes sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras.

**c) Outras normas:**

Não se espera que as seguintes normas novas e alteradas tenham um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia:

- Alterações de aluguel relacionadas à COVID-19 (alterações ao CPC 06); e
- Classificação do Passivo em Circulante ou Não Circulante (alterações ao CPC 26).

Com base em avaliação preliminar, a Administração acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras.

#### **( 4 ) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO**

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

A Companhia determinou o valor justo como o valor pelo qual um ativo pode ser negociado, ou um passivo liquidado, entre partes interessadas, conhecedoras do negócio e independentes entre si, com a ausência de fatores que pressionem para a liquidação da transação ou que caracterizem uma transação compulsória.

**- Intangível e ativo contratual**

O valor justo dos itens do ativo intangível e do ativo contratual é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado.

**- Instrumentos financeiros**

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 32) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

O direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia, ao final do seu prazo de concessão são classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado. A metodologia adotada para valorização a valor justo destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária da Companhia. Este processo, realizado a cada cinco anos, consiste na avaliação ao preço de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL. Esta base de avaliação também é utilizada para estabelecer a tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IPCA como melhor estimativa para ajustar o valor original até o próximo processo de revisão tarifária.

#### **( 5 ) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA**

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Saldos bancários	55.033	73.273
Aplicações financeiras	<u>267.404</u>	<u>319.328</u>
Títulos de crédito privado (a)	261.053	82.086
Operações compromissadas (b)	<u>6.351</u>	<u>237.242</u>
<b>Total</b>	<b><u>322.437</u></b>	<b><u>392.601</u></b>

- a) Corresponde a operações de curto prazo em CDBs no montante de R\$ 261.053 (R\$ 82.086 em 31 de dezembro de 2020), realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101,93% do CDI (98,61% do CDI em 31 de dezembro de 2020).
- b) Representa valores aplicados em operações compromissadas em debêntures e remuneração equivalente, na média de 86,50% do CDI (79,46% do CDI em 31 de dezembro de 2020), possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito.

#### **( 6 ) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS**

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Aplicação direta	<u>3.568</u>	<u>757.705</u>
<b>Total</b>	<b><u>3.568</u></b>	<b><u>757.705</u></b>

Representa valores em debêntures de emissão própria mantidas em tesouraria com remuneração equivalente, na média de 109,75% do CDI e em 31 de dezembro de 2020 são valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira do Tesouro ("LFT") e títulos de capitalização, cuja remuneração é equivalente, à média de 100% da SELIC.

## ( 7 ) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2021	31/12/2020
<b>Circulante</b>					
Classes de consumidores					
Residencial	420.391	198.489	24.183	643.063	537.550
Industrial	16.021	16.006	16.684	48.711	51.909
Comercial	98.333	30.998	18.876	148.207	125.739
Rural	67.803	17.110	10.453	95.366	79.825
Poder público	23.879	1.753	7.471	33.103	26.495
Iluminação pública	30.711	291	1.005	32.008	22.023
Serviço público	16.878	336	2	17.216	15.149
<b>Faturado</b>	<b>674.015</b>	<b>264.985</b>	<b>78.674</b>	<b>1.017.675</b>	<b>858.690</b>
Não faturado	380.271	-	-	380.271	495.286
Parcelamento de débito de consumidores	67.904	27.700	13.415	109.018	101.986
Operações realizadas na CCEE	78.421	-	-	78.421	-
Concessionárias e permissionárias	22.653	-	-	22.653	29.800
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica	(96.476)	-	-	(96.476)	-
Outros	2.508	-	-	2.508	2.125
	<b>1.129.295</b>	<b>292.685</b>	<b>92.089</b>	<b>1.514.069</b>	<b>1.487.887</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(110.379)	(81.897)
<b>Total</b>				<b>1.403.690</b>	<b>1.405.990</b>
<b>Não circulante</b>					
Precatórios	36.263	-	-	36.263	55.338
Parcelamento de débito de consumidores	43.427	-	-	43.427	53.539
<b>Total</b>	<b>79.690</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>79.690</b>	<b>108.877</b>

**Parcelamento de débitos de consumidores** – refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores das classes residencial, comercial, industrial, rural e poder público. As regras de parcelamento seguem as políticas internas da Companhia.

**Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica:** criado pelo Governo Federal no âmbito da Câmara de Regras Excepcionais para a Gestão Hidroenergética (CREG) como uma das medidas para enfrentamento do pior cenário de escassez hídrica da história do país. Os consumidores que reduziram o consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10% (dez por cento), limitado a 20% (vinte por cento), no período de setembro a dezembro de 2021 comparado ao de setembro a dezembro de 2020, receberam bônus no valor de R\$ 50,00 (cinquenta reais) para cada 100 (cem) kWh reduzido, desde que possuíssem histórico de medição. O referido bônus será custeado por encargo setorial específico, denominado Encargos de Serviço do Sistema (ESS), a ser repassado pela CCEE às distribuidoras. A Companhia registrou um crédito no montante de R\$ 96.478 em ativo em Consumidores, concessionárias e permissionárias, referente ao bônus concedido aos consumidores em função do citado programa, sendo que desde montante, R\$ 2 já foram pagos durante o exercício de 2021, em contrapartida de um ativo em Outros Créditos no mesmo montante. O bônus será concedido aos consumidores nas faturas de janeiro e fevereiro de 2022, sendo que o reembolso às distribuidoras se dará na contabilização da CCEE de janeiro, a ser liquidada em março deste mesmo ano.

### Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base na perda esperada utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, baseada em histórico e probabilidade futura de inadimplência. O detalhamento da metodologia de provisão está descrito na nota 32 (e).

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir:

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros ativos (nota 12)	Total
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>(78.461)</b>	<b>(17.022)</b>	<b>(95.483)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(129.188)	114	(129.074)
Recuperação de receita	49.391	-	49.391
Baixa de contas a receber provisionadas	76.360	-	76.360
<b>Saldo em 31/12/2020</b>	<b>(81.897)</b>	<b>(16.908)</b>	<b>(98.805)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(170.141)	(191)	(170.332)
Recuperação de receita	59.479	-	59.479
Baixa de contas a receber provisionadas	82.180	-	82.180
<b>Saldo em 31/12/2021</b>	<b>(110.379)</b>	<b>(17.099)</b>	<b>(127.478)</b>

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 32 (e).

## ( 8 ) TRIBUTOS A COMPENSAR

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<b><u>Circulante</u></b>		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	14.001	3.367
<b>Imposto de renda e contribuição social a compensar</b>	<b>14.001</b>	<b>3.367</b>
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	20.857	14.546
ICMS a compensar	77.027	64.368
Programa de integração social - PIS	249	280
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	1.149	1.293
Instituto nacional de seguridade social - INSS	8	8
Outros	48	48
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>99.338</b>	<b>80.543</b>
<b>Total circulante</b>	<b>113.339</b>	<b>83.911</b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
Contribuição social a compensar - CSLL	174	125
Imposto de renda a compensar - IRPJ	2.576	2.440
<b>Imposto de renda e contribuição social a compensar</b>	<b>2.751</b>	<b>2.565</b>
ICMS a compensar	108.726	86.436
Programa de integração social - PIS	826	812
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.802	3.738
Outros	671	671
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>114.026</b>	<b>91.657</b>
<b>Total não circulante</b>	<b>116.777</b>	<b>94.222</b>

**Imposto de renda e contribuição social a compensar** – referem-se principalmente a constituição de crédito de imposto sobre lucro líquido e retenções de órgão público.

**Imposto de renda retido na fonte – IRRF** - refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras.

**ICMS a compensar** – refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos intangíveis e ativos financeiros.

## 8.1 Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS

<u>Ativo</u>	<u>31/12/2021</u>
<u>Circulante</u>	
PIS sobre ICMS	84.190
COFINS sobre ICMS	394.014
<b>Total circulante</b>	<b>478.204</b>
<u>Não circulante</u>	
PIS sobre ICMS	411.080
COFINS sobre ICMS	1.872.647
<b>Total não circulante</b>	<b>2.283.726</b>
<u>Passivo</u>	<u>31/12/2021</u>
<u>Não circulante</u>	
PIS/COFINS devolução consumidores	(2.768.506)
<b>Total não circulante</b>	<b>(2.768.506)</b>

Em fevereiro de 2021, a Companhia obteve o trânsito em julgado em sua ação judicial, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de junho de 2002). Como resultado no 1º trimestre de 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores outras contas a pagar no montante de R\$ 2.197.769.

Em junho de 2021 no reajuste tarifário foi considerada a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário de R\$ 228.800 (nota 9). Do montante destacado anteriormente já foram compensados ao longo de 2021 R\$ 236.556.

Tendo em vista (i) a decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE nº 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (ii) nos termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, no 2º trimestre 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores no montante de R\$ 739.273, relacionado a RGE (empresa incorporada em dezembro de 2018), embora a ação desta empresa ainda não tenha transitado em julgado.

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, a Companhia entende que a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos após o trânsito em julgado de ação judicial está limitada ao prazo prescricional dos últimos 10 anos. Tal posicionamento foi inclusive externado pela Companhia através de contribuição apresentada no processo da Consulta Pública da ANEEL nº 05/2021, ainda sem conclusão por aquele Órgão.

Logo, a decisão contábil da Companhia de, neste momento, não registrar qualquer crédito tributário em seu favor não significa qualquer renúncia de direito, mas serve tão somente para refletir o posicionamento da referida Consulta Pública em andamento pela ANEEL.

## ( 9 ) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

A composição dos saldos e a movimentação do exercício do ativo e passivo financeiro setorial são como segue:

	Saldo em 31/12/2020			Receita operacional (nota 25)		Resultado financeiro (nota 28)	Homologação da devolução do crédito de PIS/COFINS	Recebimento conta de Comercialização de Itaipu	Saldo em 31/12/2021		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária			Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	288.048	25.605	313.654	767.593	(154.220)	31.861	-	(95.186)	700.474	163.228	863.702
CVA (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CDE (**)	(7.822)	35.024	27.202	(1.758)	(53.056)	746	-	-	(42.531)	15.666	(26.865)
Custos energia elétrica	(51.031)	(155.087)	(206.119)	(163.092)	240.409	4.359	-	-	(41.058)	(83.385)	(124.443)
ESS e EER (***)	67.438	(103.034)	(35.596)	419.232	51.995	3.292	-	-	395.388	43.536	438.924
Proinfa	(3.154)	(6.877)	(10.031)	17.044	(649)	433	-	-	-	6.798	6.798
Rede básica	84.155	36.397	120.551	54.096	(78.574)	4.202	-	-	61.972	38.303	100.275
Repasse de Itaipu	221.545	195.847	417.392	544.016	(284.327)	19.951	-	(95.186)	467.677	134.170	601.847
Transporte de Itaipu	15.527	7.040	22.567	(4.371)	(12.610)	564	-	-	(939)	7.089	6.150
Neutralidade dos encargos setoriais	(18.772)	2.886	(15.885)	8.096	5.938	44	-	-	6.546	(8.353)	(1.807)
Sobrecontratação	(19.838)	13.410	(6.428)	(105.670)	(23.346)	(1.730)	-	-	(146.581)	9.406	(137.175)
<b>Outros componentes financeiros</b>	<b>(135.783)</b>	<b>1.806</b>	<b>(133.977)</b>	<b>244.600</b>	<b>(9.529)</b>	<b>(228.800)</b>	<b>(228.800)</b>	<b>-</b>	<b>101.841</b>	<b>(116.167)</b>	<b>(14.326)</b>
Devolução crédito de PIS e COFINS	-	-	-	-	116.958	(6.003)	(228.800)	-	-	(117.845)	(117.845)
Outros	(135.783)	1.806	(133.977)	244.600	(3.579)	(3.526)	-	-	101.841	1.678	103.519
<b>Total</b>	<b>152.266</b>	<b>27.411</b>	<b>179.677</b>	<b>1.012.194</b>	<b>(40.841)</b>	<b>22.332</b>	<b>(228.800)</b>	<b>(95.186)</b>	<b>802.315</b>	<b>47.061</b>	<b>849.376</b>
Ativo circulante			188.331								595.997
Ativo não circulante			-								253.379
Passivo não circulante			(8.654)								-

(\*) Conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A"

(\*\*) Conta de desenvolvimento energético

(\*\*\*) Encargo do serviço do sistema ("ESS") e Encargo de energia de reserva ("EER")

**Recebimento da conta de Comercialização de Itaipu:** Em função do saldo positivo da Conta de Comercialização de ITAIPU em 2020, a Companhia recebeu dessa conta o montante de R\$ 95.186 para minimizar o impacto tarifário a todos os consumidores no Reajuste Tarifário Anual – RTA de junho de 2021, conforme disposto no Decreto nº 10.665/21. Tal recurso será cobrado posteriormente de todos os consumidores para devolução à Conta de Comercialização de ITAIPU, quando então será oferecido como bônus aos consumidores residenciais e rurais, nos termos do art. 21 da Lei nº 10.438/02.

**CVA:** referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.13. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

**Neutralidade dos encargos setoriais:** refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre a receita relativa a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

**Sobrecontratação:** as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

**Outros componentes financeiros:** refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica; (ii) diferimento de ativos regulatórios (Parcela A) e (iii) Homologação da devolução do crédito de PIS/COFINS: Em 15 de junho de 2021, no RTA da Companhia foi considerado o reconhecimento do passivo regulatório, decorrente da antecipação de créditos de PIS/COFINS, relativo a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, no valor de R\$ 228.800, que será atualizado pela SELIC. Este valor estava registrado em outras contas a pagar e foi transferido para o grupo dos ativos e passivos financeiros setoriais.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

## (10) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

### 10.1- Composição dos créditos fiscais diferidos:

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<b><u>Crédito de contribuição social</u></b>		
Bases negativas	52.952	92.836
Benefício fiscal do intangível incorporado	39.513	41.629
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(97.561)</u>	<u>(95.979)</u>
<b>Subtotal</b>	<b>(5.096)</b>	<b>38.486</b>
<b><u>Crédito de imposto de renda</u></b>		
Prejuízos fiscais	149.240	259.286
Benefício fiscal do intangível incorporado	127.397	136.137
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(271.002)</u>	<u>(266.607)</u>
<b>Subtotal</b>	<b>5.635</b>	<b>128.817</b>
<b>Total</b>	<b><u>539</u></b>	<b><u>167.303</u></b>

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de bases negativas e prejuízo fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis e benefício fiscal do intangível incorporado, está baseada nas projeções de lucros tributáveis futuros.

### 10.2 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. Nos exercícios de 2021 e 2020, a taxa anual de amortização aplicada foi de 4,11%.

### 10.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	31/12/2021		31/12/2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	19.782	54.951	21.195	58.874
Entidade de previdência privada	531	1.476	(791)	(2.198)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	11.940	33.165	9.364	26.011
Provisão energia livre	313	870	313	870
Programas de P&D e eficiência energética	1.261	3.502	4.897	13.604
Provisão relacionada a pessoal	1.439	3.996	1.465	4.071
Marcação a Mercado- Derivativos	8.271	22.975	(6.318)	(17.550)
Marcação a Mercado- Dívidas	(12.102)	(33.618)	3.074	8.538
Derivativos	(42.225)	(117.291)	(74.327)	(206.465)
Registro da concessão - ajuste do intangível	1.830	5.083	2.144	5.954
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(116.636)	(323.990)	(70.726)	(196.460)
Perdas atuariais	-	-	644	1.790
Outros	14.842	41.228	503	1.396
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado</b>				
Perdas atuariais	13.987	38.852	15.310	42.527
Marcação a Mercado- Derivativos	196	545	421	1.169
Marcação a Mercado- Dívidas	(988)	(2.745)	(3.146)	(8.739)
<b>Total</b>	<b>(97.561)</b>	<b>(271.002)</b>	<b>(95.979)</b>	<b>(266.607)</b>

### 10.4 – Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no não circulante, decorrentes de bases negativas, prejuízos fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado, estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

#### Expectativa de recuperação

2023	242.055
2024	132.896
2025	61.054
2026	44.792
2027	169.340
<b>Total</b>	<b>650.136</b>

## 10.5 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2021 e 2020:

	2021		2020	
	CSSL	IRPJ	CSSL	IRPJ
<b>Lucro antes dos tributos</b>	1.480.339	1.480.339	952.297	952.297
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Amortização de intangível adquirido	-	44	-	44
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(10.628)	(10.628)	(10.881)	(10.881)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	52.935	52.935	44.506	44.506
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(29.916)	(45.596)	4.308	4.248
<b>Base de cálculo</b>	<b>1.492.730</b>	<b>1.477.093</b>	<b>990.230</b>	<b>990.213</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Débito fiscal apurado</b>	<b>(134.346)</b>	<b>(369.273)</b>	<b>(89.121)</b>	<b>(247.553)</b>
Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido	-	-	19.055	52.932
<b>Total</b>	<b>(134.381)</b>	<b>(369.273)</b>	<b>(70.065)</b>	<b>(194.621)</b>
Corrente	(90.189)	(244.397)	(4.297)	(9.965)
Diferido	(44.192)	(124.876)	(65.768)	(184.656)

(\*) Programa de Incentivo de inovação tecnológica

A despesa de imposto de renda e contribuição social e diferidos registrados no resultado do exercício de R\$ 169.068 (R\$ 250.424 em 2020), referem-se a, (i) benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 10.856 (R\$ 10.856 em 2020), (ii) diferenças temporárias de R\$ 8.281 (R\$ 305.243 em 2020) e (iii) prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 149.931 (créditos R\$ 65.675 em 2020).

## 10.6 - Imposto de renda e contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no patrimônio líquido:

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2021 e 2020 foram os seguintes:

	2021		2020	
	CSSL	IRPJ	CSSL	IRPJ
<b>Perdas (ganhos) atuariais</b>	<b>(11.413)</b>	<b>(11.413)</b>	<b>(9.904)</b>	<b>(9.904)</b>
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	(12.024)	(12.024)	9.069	9.069
<b>Base de cálculo</b>	<b>(23.437)</b>	<b>(23.437)</b>	<b>(835)</b>	<b>(835)</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Tributos apurados</b>	<b>2.109</b>	<b>5.860</b>	<b>75</b>	<b>210</b>
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	(787)	(2.185)	297	822
<b>Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais</b>	<b>1.322</b>	<b>3.675</b>	<b>372</b>	<b>1.032</b>
<b>Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros</b>	<b>21.476</b>	<b>21.476</b>	<b>1.132</b>	<b>1.132</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Tributos apurados sobre o risco de crédito</b>	<b>(1.933)</b>	<b>(5.369)</b>	<b>(102)</b>	<b>(283)</b>
<b>Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes</b>	<b>(612)</b>	<b>(1.694)</b>	<b>269</b>	<b>749</b>

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

## (11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>3.801.382</b>
Transferência - ativo contratual	553.989
Transferência - intangível em serviço	(728)
Ajuste ao valor justo	176.385
Baixas	(17.112)
<b>Saldo em 31/12/2020</b>	<b>4.513.915</b>
Transferência - ativo contratual	898.439
Transferência - intangível em serviço	9.010
Ajuste ao valor justo	522.435
Baixas	(39.721)
<b>Saldo em 31/12/2021</b>	<b>5.904.078</b>

O saldo refere-se ao ativo financeiro, correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização, no momento da reversão dos ativos ao Poder Concedente ao término da concessão mensurados a valores justos.

Conforme modelo tarifário vigente, a remuneração deste ativo é reconhecida no resultado mediante faturamento aos consumidores e sua realização ocorre no momento do recebimento das contas de energia elétrica. Adicionalmente, a diferença para ajustar o saldo ao valor justo (valor novo de reposição “VNR” – nota 4) é registrada como contrapartida na conta de receita operacional (nota 25) no resultado do exercício.

Em 2021, o valor das baixas de R\$ 39.721 (R\$ 17.112 em 2020) refere-se a baixa da atualização relacionada ao ativo de R\$ 12.316 (R\$ 7.703 em 2020) e a baixa do ativo de R\$ 27.405 (R\$ 9.409 em 2020).

## (12) OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Adiantamentos - fornecedores	9.876	505	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	11.613	54	-	70
Ordens em curso	153.090	97.651	-	-
Serviços prestados a terceiros	10.368	7.494	-	-
Despesas antecipadas	29.326	21.130	4.566	5.877
Contas a receber - CDE	62.917	61.302	-	-
Adiantamentos a funcionários	6.483	6.165	-	-
Arrendamentos e alugueis	17.278	12.078	-	-
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica a receber (nota 7)	96.478	-	-	-
Outros	30.691	30.925	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(17.099)	(16.908)	-	-
<b>Total</b>	<b>411.022</b>	<b>220.396</b>	<b>4.566</b>	<b>5.947</b>

**Ordens em curso** - compreende a custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética (“PEE”) e Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”). Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em outras contas a pagar (nota 22).

**Despesas antecipadas** - refere-se a antecipação de despesas com licença de software, IPTU e PROINFA.

**Contas a receber – CDE** – refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 11.877 (R\$ 9.260 em 31 de dezembro de 2020); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 51.040 (R\$ 52.042 em 31 de dezembro de 2020) (nota 25.3).

### ( 13 ) ATIVO CONTRATUAL

<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>445.157</b>
Adições	974.889
Transferência - Intangível em serviço	(247.439)
Transferência - Ativo financeiro	(553.989)
<b>Saldo em 31/12/2020</b>	<b>618.617</b>
Adições	1.267.697
Transferência - Intangível em serviço	(337.098)
Transferência - Ativo financeiro	(898.439)
<b>Saldo em 31/12/2021</b>	<b>650.777</b>

Referem-se aos ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

### ( 14 ) INTANGÍVEL

	Direito de concessão			Total
	Adquirido em combinações de negócio	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Outros ativos intangíveis	
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>410.081</b>	<b>2.215.499</b>	<b>3.331</b>	<b>2.628.911</b>
Custo histórico	1.923.048	5.244.727	37.643	7.205.418
Amortização acumulada	(1.512.967)	(3.029.228)	(34.312)	(4.576.507)
Amortização	(52.099)	(338.181)	(1.758)	(392.038)
Transferência - ativo contratual	-	244.530	2.909	247.439
Transferência - ativo financeiro	-	728	-	728
Baixa e transferência - outros ativos	-	(26.643)	-	(26.643)
<b>Saldo em 31/12/2020</b>	<b>357.982</b>	<b>2.095.935</b>	<b>4.481</b>	<b>2.458.397</b>
Custo histórico	1.923.048	5.320.419	40.552	7.284.020
Amortização acumulada	(1.565.066)	(3.224.484)	(36.071)	(4.825.623)
Amortização	(52.099)	(361.109)	(1.212)	(414.421)
Transferência - ativo contratual	-	336.460	639	337.098
Transferência - ativo financeiro	-	(9.010)	-	(9.010)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(31.473)	-	(31.473)
<b>Saldo em 31/12/2021</b>	<b>305.882</b>	<b>2.030.802</b>	<b>3.907</b>	<b>2.340.592</b>
Custo histórico	1.923.048	5.322.726	41.191	7.286.965
Amortização acumulada	(1.617.166)	(3.291.924)	(37.284)	(4.946.373)

**Adquirido em Combinações de Negócios:** Refere-se principalmente ao intangível decorrente de incorporações da AES Guaíba Empreendimentos e DOC 3 Participações S.A. A amortização deste intangível é efetuada pelo método linear conforme revisão do CPC 04 – Ativo Intangível.

Os valores de amortização dos ativos intangíveis de infraestrutura de distribuição estão registrados na demonstração do resultado na rubrica de “amortização”.

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção para os ativos qualificáveis. No exercício de 2021 foram capitalizados R\$ 12.959 (R\$ 13.082 em 2020), a uma taxa média de 8,09% a.a. em janeiro e fevereiro de 2021 e 7,02% a.a. a partir de março de 2021 (8,09% a.a em 2020) (nota 28).

#### **Teste de redução ao valor recuperável dos ativos**

Para todos os exercícios apresentados, a Companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros.

Para os exercícios de 2021 e 2020, com base na avaliação mencionada de eventuais indicativos, não houve necessidade de provisão de recuperação.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

#### **( 15 ) FORNECEDORES**

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<b><u>Circulante</u></b>		
Encargos de serviço do sistema	275.751	90.038
Suprimento de energia elétrica	528.074	701.106
Encargos de uso da rede elétrica	108.695	102.251
Materiais e serviços	177.718	159.134
<b>Total</b>	<b><u>1.090.239</u></b>	<b><u>1.052.529</u></b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
Suprimento de energia elétrica	157.525	132.030
Encargos de uso da rede elétrica	60.275	50.520
Materiais e serviços	3.483	7.029
<b>Total</b>	<b><u>221.283</u></b>	<b><u>189.578</u></b>

Os montantes de suprimento de energia elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 35).

## ( 16 ) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2020	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2021
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Moeda nacional</b>							
Pós Fixado							
TJLP	1.451	-	(1.022)	43	-	(45)	427
IPCA	1.196.305	661.480	(104.293)	210.977	-	(60.742)	1.903.727
<b>Total ao custo</b>	<b>1.197.755</b>	<b>661.480</b>	<b>(105.315)</b>	<b>211.021</b>	<b>-</b>	<b>(60.787)</b>	<b>1.904.154</b>
<b>Gastos com captação</b>	<b>(20.357)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.178</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(17.179)</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Moeda estrangeira</b>							
Dólar	2.474.018	340.000	(1.246.053)	46.968	133.421	(55.652)	1.692.701
Euro	644.243	-	(444.184)	3.138	(12.473)	(3.385)	187.339
Marcação a mercado	(20.422)	-	-	(27.862)	-	-	(48.284)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>3.097.839</b>	<b>340.000</b>	<b>(1.690.237)</b>	<b>22.244</b>	<b>120.948</b>	<b>(59.037)</b>	<b>1.831.756</b>
<b>Total</b>	<b>4.275.237</b>	<b>1.001.480</b>	<b>(1.795.552)</b>	<b>236.443</b>	<b>120.948</b>	<b>(119.825)</b>	<b>3.718.732</b>
<b>Circulante</b>	<b>1.803.770</b>						<b>435.612</b>
<b>Não circulante</b>	<b>2.471.467</b>						<b>3.283.120</b>

Modalidade	Saldo em 31/12/2019	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2020
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Moeda nacional</b>							
Pré Fixado	57.451	-	(57.357)	1.204	-	(1.298)	-
Pós Fixado							
TJLP	38.075	-	(36.506)	1.402	-	(1.519)	1.451
IPCA	701.300	527.000	(73.073)	84.651	-	(43.573)	1.196.305
Selic	34.696	-	(35.257)	1.049	-	(488)	-
CDI	2.021	-	(2.047)	26	-	-	-
Outros	6.580	-	(6.580)	153	-	(153)	-
<b>Total ao custo</b>	<b>840.122</b>	<b>527.000</b>	<b>(210.820)</b>	<b>88.485</b>	<b>-</b>	<b>(47.032)</b>	<b>1.197.755</b>
<b>Gastos com captação</b>	<b>(15.652)</b>	<b>(7.451)</b>	<b>-</b>	<b>2.746</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(20.357)</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Moeda estrangeira</b>							
Dólar	1.165.647	928.777	(144.356)	70.248	516.611	(62.908)	2.474.018
Euro	455.023	-	-	4.906	189.112	(4.798)	644.243
Marcação a mercado	(138)	-	-	(20.284)	-	-	(20.422)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>1.620.532</b>	<b>928.777</b>	<b>(144.356)</b>	<b>54.870</b>	<b>705.723</b>	<b>(67.706)</b>	<b>3.097.839</b>
<b>Total</b>	<b>2.445.002</b>	<b>1.448.325</b>	<b>(355.176)</b>	<b>146.101</b>	<b>705.723</b>	<b>(114.738)</b>	<b>4.275.237</b>
<b>Circulante</b>	<b>242.854</b>						<b>1.803.770</b>
<b>Não circulante</b>	<b>2.202.148</b>						<b>2.471.467</b>

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	31/12/2021	31/12/2020	Faixa de vencimento	Garantia
<b>Mensuradas ao custo</b>					
<b>Moeda nacional</b>					
<b>Pós Fixado</b>					
TJLP					
FINEP	TJLP + 6%	427	1.451	2017 a 2022	Fiança Bancária
		<u>427</u>	<u>1.451</u>		
IPCA					
FINEM	IPCA + 4,27% a 4,74%	1.903.727	1.196.305	2020 a 2027	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
		<u>1.903.727</u>	<u>1.196.305</u>		
<b>Total moeda nacional</b>		<u>1.904.154</u>	<u>1.197.755</u>		
<b>Gastos com captação</b>		<u>(17.179)</u>	<u>(20.357)</u>		
<b>Mensuradas ao valor justo</b>					
<b>Moeda estrangeira</b>					
<b>Dólar</b>					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + 0,87% a 0,95% (a)	229.372	282.980	2019 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 1,84% a 3,65%	1.463.329	2.191.038	2021 a 2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
		<u>1.692.701</u>	<u>2.474.018</u>		
<b>Euro</b>					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + de 0,79 a 0,80%	187.339	644.243	2021 a 2022	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
		<u>187.339</u>	<u>644.243</u>		
<b>Marcação a mercado</b>		<u>(48.284)</u>	<u>(20.422)</u>		
<b>Total moeda estrangeira</b>		<u>1.831.756</u>	<u>3.097.839</u>		
<b>Total</b>		<u>3.718.732</u>	<u>4.275.237</u>		

Determinados empréstimos bancários, principalmente os contratos em moeda estrangeira possuem swap convertendo variação cambial e taxa pré-fixada para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 32.

Taxa efetiva a.a.:

(a) De 60% a 110% do CDI

Em consonância com o CPC 48, os gastos com captação referem-se aos custos diretamente atribuíveis as dívidas e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado, e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente, reduzindo o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia, exceto pela variação no valor justo em função do risco de crédito, que a depender das características das dívidas na época das contratações, pode ser registrada em outros resultados abrangentes ou no resultado do exercício.

Em 31 de dezembro de 2021 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 48.284 (R\$ 20.422 em 31 de dezembro de 2020), que reduzidos das perdas não realizadas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 33.874 (R\$ 20.500 em 31 de dezembro de 2020), contratados para proteção da variação cambial (nota 32), geraram um ganho total líquido não realizado de R\$ 14.410 (R\$ 40.922 em 31 de dezembro de 2020).

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante têm vencimentos assim programados:

<b>Ano de vencimento</b>	
2023	494.591
2024	532.868
2025	853.698
2026	366.529
2027	1.079.517
<b>Subtotal</b>	<b>3.327.204</b>
Marcação a mercado	(44.085)
<b>Total</b>	<b>3.283.120</b>

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

Indexador	Variação acumulada %		% da dívida	
	2021	2020	31/12/2021	31/12/2020
TJLP	4,80	4,87	0,01	0,03
IPCA	10,06	4,52	50,73	27,51
CDI	4,40	2,78	49,26	72,46
			100,00	100,00

#### Adições no exercício:

Modalidade	Total aprovado	Montantes liberados	Pagamento de juros	Amortização do principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
		em 2021						
<b>Moeda estrangeira</b>								
Empréstimo bancário (Lei 4.131)	340.000	340.000	Semestral	Duas parcelas em 06/2025 e 06/2026	Capital de Giro	USD + 1,8258%	USD + 1,8258%	CDI+1,26%
<b>Moeda nacional</b>								
Empréstimo bancário (IPCA - BNDES)	353.019	157.183	Trimestral até 07/2023	Mensal após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,27%	IPCA + 4,34%	-
Empréstimo bancário (IPCA - BNDES)	1.132.601	504.297	Trimestral	Parcela única em junho de 2027	Investimento	IPCA + 4,27%	IPCA + 4,34%	-
	<b>1.825.620</b>	<b>1.001.480</b>						

#### Condições restritivas:

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Algumas cláusulas contratuais estão vinculadas à índices financeiros da controladora CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") Ainda o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2021.

#### Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4,00.

#### Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e,
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA na controladora CPFL Energia, para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida direta ou indiretamente (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2021, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

## ( 17 ) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2020	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2021
<b>Mensuradas ao custo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
CDI	993.236	603.000	(125.000)	52.872	(34.211)	1.489.897
IPCA	152.292	-	-	23.944	(8.073)	168.163
<b>Total ao custo</b>	<b>1.145.528</b>	<b>603.000</b>	<b>(125.000)</b>	<b>76.815</b>	<b>(42.284)</b>	<b>1.658.060</b>
<b>Gastos com captação</b>	<b>(5.464)</b>	<b>(24.434)</b>	<b>-</b>	<b>3.062</b>	<b>-</b>	<b>(26.836)</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
IPCA	244.804	680.000	-	105.948	(28.946)	1.001.805
Marcação a mercado	13.258	-	-	(110.426)	-	(97.169)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>258.062</b>	<b>680.000</b>	<b>-</b>	<b>(4.478)</b>	<b>(28.946)</b>	<b>904.637</b>
<b>Total</b>	<b>1.398.126</b>	<b>1.258.566</b>	<b>(125.000)</b>	<b>75.399</b>	<b>(71.230)</b>	<b>2.535.860</b>
<b>Circulante</b>	<b>129.898</b>					<b>159.762</b>
<b>Não circulante</b>	<b>1.268.228</b>					<b>2.376.098</b>

Modalidade	Saldo em 31/12/2019	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2020
<b>Mensuradas ao custo</b>				
<b>Pós fixado</b>				
CDI	998.542	29.383	(34.689)	993.236
IPCA	145.901	14.043	(7.652)	152.292
<b>Total ao custo</b>	<b>1.144.443</b>	<b>43.426</b>	<b>(42.341)</b>	<b>1.145.528</b>
<b>Gastos com captação</b>	<b>(7.066)</b>	<b>1.602</b>	<b>-</b>	<b>(5.464)</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>				
<b>Pós fixado</b>				
IPCA	234.538	23.571	(13.306)	244.804
Marcação a mercado	24.873	(11.615)	-	13.258
<b>Total ao valor justo</b>	<b>259.411</b>	<b>11.957</b>	<b>(13.306)</b>	<b>258.062</b>
<b>Total</b>	<b>1.396.788</b>	<b>56.985</b>	<b>(55.648)</b>	<b>1.398.126</b>
<b>Circulante</b>	<b>16.393</b>			<b>129.898</b>
<b>Não circulante</b>	<b>1.380.395</b>			<b>1.268.228</b>

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2021	31/12/2020	Faixa de vencimento	Garantia
<b>Mensuradas ao custo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
CDI	De 107% a 109,75% do CDI	(a)	1.489.897	993.236	2021 a 2024	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA+ 5,3473%	(b)	168.163	152.292	2023 a 2024	Fiança da CPFL Energia
<b>Total mensuradas ao custo</b>			<b>1.658.060</b>	<b>1.145.528</b>		
<b>Gastos com captação</b>			<b>(26.836)</b>	<b>(5.464)</b>		
<b>Mensuradas ao valor justo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
IPCA	IPCA + 5,80% (1)	(b)	270.320	244.804	2024 a 2025	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + 4,30% (1)	(c)	731.485	-	2029 a 2031	Fiança da CPFL Energia
<b>Marcação a mercado</b>			<b>(97.169)</b>	<b>13.258</b>		
<b>Total mensuradas ao valor justo</b>			<b>904.637</b>	<b>258.062</b>		
<b>Total</b>			<b>2.535.860</b>	<b>1.398.126</b>		

(1) Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 32.

**Taxa efetiva a.a.:**

(a) De 107,84% a 109,75% do CDI  
(b) IPCA + 5,49 a 6,31%  
(c) CDI + 1,48%

Em consonância com o CPC 48, os gastos com emissão referem-se aos custos diretamente atribuíveis à emissão das debêntures e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros de debêntures mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas debêntures, de modo a reduzir o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas debêntures são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia, exceto pelo componente de cálculo de risco de crédito que é registrado em outros resultados abrangentes.

Em 31 de dezembro de 2021 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 97.169 (perdas de R\$ 13.258 em 31 de dezembro de 2020), que deduzidos das perdas obtidas não realizadas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 66.571 (R\$ 38.659 em 31 de dezembro de 2020), contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 32), geraram um ganho total líquido não realizado de R\$ 30.598 (ganho R\$ 25.401 em 31 de dezembro de 2020).

O saldo de principal de debêntures registrado no passivo não circulante tem seus vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	
2023	452.446
2024	577.276
2025	128.770
2026	197.823
2027	198.377
2028 a 2032	918.574
<b>Subtotal</b>	<b>2.473.267</b>
Marcação a mercado	(97.169)
<b>Total</b>	<b>2.376.098</b>

#### Adições no exercício:

Modalidade	Quantidade emitida	Montantes R\$ mil		Pagamento de juros	Amortização do principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
		Liberado em 2021	Liberado líquido dos gastos de emissão						
Moeda nacional - IPCA									
11ª Emissão	680.000	680.000	659.490	Semestral	03 parcelas anuais a partir de maio de 2029	(a)	IPCA + 4,3%	CDI + 8,20%	CDI + 0,43%
12ª Emissão	603.000	603.000	599.076	Semestral	03 parcelas anuais a partir de setembro de 2026	(a)	CDI + 1,4%	CDI + 1,58%	Não se aplica
	<u>1.283.000</u>	<u>1.283.000</u>	<u>1.258.566</u>						

(a) Plano de investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro da Companhia.

#### Condições restritivas

As debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras da sua controladora CPFL Energia.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2021.

#### Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75.
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2021, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

## ( 18 ) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação Família Previdência de Previdência Privada, que são distintos entre os

colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A.), sendo conforme abaixo:

#### 18.1 – Características:

**“Plano 1” (Plano Único da incorporada):** Plano do tipo “benefício definido” com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde 1997. Este plano estava registrado na extinta Rio Grande Energia S.A. até o agrupamento das distribuidoras aprovado em 31 de dezembro de 2018, conforme mencionado na nota 1; e

**“Plano 2” (Plano Único da incorporadora):** Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação Família Previdência.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação Família Previdência, foram implantados planos de previdência privada na modalidade de “contribuição definida”, sendo Bradesco Vida e Previdência para colaboradores contratados entre 1997 e 2018 pela extinta Rio Grande Energia S.A., e Itauprev para os colaboradores contratados pela companhia a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

Ao final do exercício de 2021 a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial dos planos adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

#### 18.2 - Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2021		31/12/2020	
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	472.498	622.201	452.237	670.330
Valor justo dos ativos do plano	(451.414)	(482.743)	(463.399)	(493.886)
<b>Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos</b>	<b>21.084</b>	<b>139.458</b>	<b>(11.162)</b>	<b>176.444</b>
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	11.162	-
<b>Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço</b>	<b>21.084</b>	<b>139.458</b>	<b>-</b>	<b>176.444</b>

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos e passivos do plano são como segue:

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2019</b>	<b>464.335</b>	<b>681.363</b>
Custo do serviço corrente bruto	(24)	1.873
Juros sobre obrigação atuarial	34.289	50.135
Contribuições de participantes vertidas no exercício	1.423	1.263
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(18.607)	(24.665)
Benefícios pagos no exercício	(29.179)	(39.639)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2020</b>	<b>452.237</b>	<b>670.330</b>
Custo do serviço corrente bruto	(1.167)	1.142
Juros sobre obrigação atuarial	33.746	50.085
Contribuições de participantes vertidas no exercício	205	554
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	25.026	14.221
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(9.252)	(76.057)
Benefícios pagos no exercício	(28.297)	(38.074)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2021</b>	<b>472.498</b>	<b>622.201</b>

	<u>Plano 1</u>	<u>Plano 2</u>
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2019</b>	<b>(466.390)</b>	<b>(503.857)</b>
Rendimento esperado no exercício	(34.598)	(37.129)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(1.423)	(1.263)
Contribuições de patrocinadoras	(7.853)	(6.948)
Perda (ganho) atuarial	17.686	15.682
Benefícios pagos no exercício	29.179	39.639
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2020</b>	<b>(463.399)</b>	<b>(493.876)</b>
Rendimento esperado no exercício	(34.980)	(36.792)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(205)	(554)
Contribuições de patrocinadoras	(2.160)	(3.201)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	21.033	13.616
Benefícios pagos no exercício	28.297	38.074
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2021</b>	<b>(451.414)</b>	<b>(482.733)</b>

### 18.3 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<u>31/12/2021</u>		<u>31/12/2020</u>	
	<u>Plano 1</u>	<u>Plano 2</u>	<u>Plano 1</u>	<u>Plano 2</u>
<b>Passivo atuarial no início do exercício</b>	-	<b>176.444</b>	-	<b>177.506</b>
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(1.539)	14.435	(295)	14.879
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(2.160)	(3.201)	(7.853)	(6.948)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	25.026	14.221	-	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(9.252)	(76.057)	(18.607)	(24.665)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	21.033	13.616	17.686	15.638
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(12.024)	-	9.069	-
<b>Passivo atuarial no fim do exercício</b>	<b>21.084</b>	<b>139.458</b>	-	<b>176.409</b>
Outras contribuições	-	-	-	35
<b>Total passivo</b>	<b>21.084</b>	<b>139.458</b>	-	<b>176.444</b>
Circulante	-	-	-	35
Não circulante	-	160.542	-	176.409

### 18.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2022 estão apresentadas no montante de R\$ 2.246 (plano 1) e R\$ 3.329 (plano 2).

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação Família Previdência nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

<u>Ano de pagamento</u>	<u>Plano 1</u>	<u>Plano 2</u>
2022	35.308	44.490
2023	36.542	46.213
2024	37.730	47.768
2025	38.958	49.297
2026 a 2031	258.945	330.231
<b>Total</b>	<b>407.483</b>	<b>517.999</b>

Em 31 de dezembro de 2021, a duração média da obrigação do benefício definido foi 10 anos (Plano 1) e 10,5 anos (Plano 2).

### 18.5- Receitas e despesas com entidade de previdência privada

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2022 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2021 e 2020, são como segue:

	2022 estimadas		2021 realizadas		2020 realizadas	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Custo do serviço	(79)	1.367	(1.167)	1.142	(24)	1.873
Juros sobre obrigações atuariais	42.801	56.456	33.746	50.085	34.289	50.135
Rendimento esperado dos ativos do plano	(40.933)	(43.517)	(34.980)	(36.792)	(34.598)	(37.129)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	-	-	862	-	38	-
<b>Total da despesa (receita)</b>	<b>1.789</b>	<b>14.306</b>	<b>(1.539)</b>	<b>14.435</b>	<b>(295)</b>	<b>14.879</b>

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	Planos 1 e 2	
	31/12/2021	31/12/2020
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,41% a.a.	7,72% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,41% a.a.	7,72% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,74% a.a.(*)	5,48% a.a.(*)
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	3,75% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	4,00% a.a.	3,75% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light média	Light média
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

(\*) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE (Plano 1) foi de 5,22% em 2021 e de 4,96% em 2020.

### 18.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2021 e 2020, administrados pela Fundação Família Previdência. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2022, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2021.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2021	2020	2021	2020
<b>Renda fixa</b>	<b>78%</b>	<b>78%</b>	<b>77%</b>	<b>74%</b>
Títulos públicos federais	68%	63%	65%	64%
Títulos privados (instituições financeiras)	4%	10%	5%	5%
Títulos privados (instituições não financeiras)	3%	3%	3%	3%
Fundos de investimento multimercado	4%	4%	4%	2%
<b>Renda variável</b>	<b>12%</b>	<b>18%</b>	<b>14%</b>	<b>21%</b>
Fundos de investimento em ações	12%	18%	14%	21%
<b>Investimentos estruturados</b>	<b>7%</b>	<b>-</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>
Fundos imobiliários	-	-	-	1%
Fundos de investimento multimercado	7%	-	5%	-
<b>Cotados em mercado ativo</b>	<b>98%</b>	<b>97%</b>	<b>97%</b>	<b>96%</b>
<b>Imóveis</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>
<b>Operações com participantes</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>
<b>Outros ativos</b>	<b>-1%</b>	<b>-</b>	<b>-1%</b>	<b>-</b>
Depósitos judiciais e outros	-1%	-	-1%	-
<b>Não cotados em mercado ativo</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>	<b>4%</b>

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano.

	Meta 2022 - Fundação Família Previdência	
	Plano 1	Plano 2
Renda fixa	72%	69%
Renda variável	14%	17%
Imóveis	2%	2%
Empréstimos e financiamentos	2%	3%
Investimentos estruturados	7%	5%
Investimentos no exterior	3%	4%
	<b>100%</b>	<b>100%</b>

A meta de alocação para 2022 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação Família Previdência, efetuada ao final de 2021 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2022, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para a Fundação Família Previdência determinar a alocação de recursos e com isso atingir os objetivos de gestão de investimentos é o Estudo de *Asset Liability Management* – ALM (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano. Os estudos levam em consideração, além do risco histórico dos ativos, a projeção de rentabilidade dos mesmos e o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) dos planos previdenciários administrados pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos que compreende as participações alvo nos segmentos das classes de ativo de interesse, a partir da identificação de portfólios eficientes. O exercício matemático considera as projeções de risco e retorno juntamente com as particularidades de cada plano, tal como a existência de passivos (seu fluxo e sua *duration*) e as necessidades de retorno, de sustentabilidade e de liquidez do plano. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nos diferentes segmentos nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos dos planos, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

O Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros objetiva comprovar a adequação e aderência da taxa de juros real anual a ser adotada na avaliação atuarial dos planos e a taxa de retorno real anual projetada dos investimentos, considerando-se os fluxos de receitas e despesas projetados dos mesmos.

Estes estudos servem de base para determinação das premissas de retorno real estimado dos investimentos do plano previdenciário para horizontes de curto e longo prazo, bem como auxiliam na análise da liquidez dos mesmos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais do plano de benefício.

### **18.7 - Análise de sensibilidade**

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33.

· Se a taxa de desconto nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 11.919 no plano 1 e R\$ 16.559 no plano 2 (redução de R\$ 11.410 no plano 1 e R\$ 15.816 no plano 2).

· Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 8.985 no plano 1 e R\$ 12.040 no plano 2 (aumento de R\$ 8.760 no plano 1 e R\$ 11.761 no plano 2).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 9,41% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 9,16% a.a. e 9,66% a.a..

As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

### **18.8 - Risco de investimento:**

Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo). O IPCA é o índice mais próximo do INPC (Índice Nacional de Preços ao Consumidor), indicador que corrige o passivo atuarial (associação entre ativos e passivos) dos planos de benefício definido da Companhia.

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pela Gerência de Investimentos, Comitê Consultivo de Investimentos, Diretoria Executiva e Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias externas e internas. Dentre as tarefas do Comitê Consultivo de Investimentos, está a análise, manutenção, reprovação e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência, o que ocorre ao menos mensalmente.

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe*, *Sharpe Generalizado* e *Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição à risco de mercado dos portfólios dos planos, são calculadas a Exposição Base Ano EBA e realizadas Simulações de Stress. O EBA consiste em uma métrica que expressa a exposição a risco do portfólio como proporção do patrimônio, considerando-se a soma das exposições geradas por cada ativo, a partir da definição de choques sobre os respectivos fatores de risco.

A Política de Investimentos da Fundação Família Previdência determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e estabelecem a estratégia dos planos, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

#### ( 19 ) TAXAS REGULAMENTARES

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	1.114	791
Conta de desenvolvimento energético - CDE	7.937	75
Bandeiras tarifárias e outros	<u>133.549</u>	<u>22.792</u>
<b>Total</b>	<b><u>142.599</u></b>	<b><u>23.658</u></b>

**Bandeiras tarifárias e outros** – O saldo de 31 de dezembro de 2021 refere-se basicamente a bandeira tarifária (vermelha escassez hídrica) faturada em dezembro de 2021 e ainda não homologada. O saldo de 31 de dezembro de 2020 refere-se basicamente a bandeira tarifária (vermelha patamar 2) faturada em dezembro de 2020 e homologada pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) no primeiro trimestre de 2021.

**( 20 ) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER**

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<b><u>Circulante</u></b>		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	10.170	90
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	<u>7.704</u>	<u>2.955</u>
<b>Imposto de renda e contribuição social a recolher</b>	<b><u>17.875</u></b>	<b><u>3.045</u></b>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	115.806	93.360
Programa de integração social - PIS	5.293	11.001
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	24.862	50.889
Outros	<u>13.960</u>	<u>12.736</u>
<b>Outros impostos, taxas e contribuições a recolher</b>	<b><u>159.921</u></b>	<b><u>167.986</u></b>
<b>Total</b>	<b><u>177.796</u></b>	<b><u>171.031</u></b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	6.906	3.148
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	<u>1.896</u>	<u>-</u>
<b>Outros impostos, taxas e contribuições a recolher</b>	<b><u>8.802</u></b>	<b><u>3.148</u></b>
<b>Total Não circulante</b>	<b><u>8.802</u></b>	<b><u>3.148</u></b>

**Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ:** no não circulante, refere-se às provisões para riscos fiscais referentes aos tributos sobre o lucro.

A Companhia possui outros tratamentos incertos de tributos sobre o lucro para os quais a Administração concluiu que é mais provável que sejam aceitos pela autoridade fiscal do que não, cujo efeito de potenciais contingências estão divulgados na nota 21.

**( 21 ) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS**

	31/12/2021		31/12/2020	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	75.682	41.612	81.489	48.885
Cíveis	104.178	24.882	113.576	36.408
Fiscais	19.058	39.649	18.390	38.516
Regulatórios	15.909	-	17.994	-
Outros	369	-	369	-
<b>Total</b>	<b>215.196</b>	<b>106.144</b>	<b>231.817</b>	<b>123.808</b>

A movimentação das provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e outros, está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2020	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2021
Trabalhistas	81.489	25.455	(12.198)	(26.255)	7.192	75.682
Cíveis	113.576	57.675	(13.251)	(84.976)	31.154	104.178
Fiscais	18.390	234	(310)	(2)	746	19.058
Regulatórios	17.994	-	(1.465)	(1.303)	683	15.909
Outros	369	-	-	-	-	369
<b>Total</b>	<b>231.817</b>	<b>83.364</b>	<b>(27.225)</b>	<b>(112.535)</b>	<b>39.774</b>	<b>215.196</b>

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- Trabalhistas** - os processos trabalhistas movidos por ex-funcionários e terceirizados da Companhia requerem, em geral, o pagamento de horas extras, adicional de periculosidade, insalubridade e equiparação salarial. Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a Companhia registrou provisão nas categorias de sub-rogados da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, empregados próprios, terceirizados e ações de indenização;
- Cíveis** - as causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, entre outros;
- Fiscais** - os processos fiscais são relativos a Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Imposto sobre Serviços de qualquer Natureza - ISSQN, SAT e ICMS, cujas discussões são mantidas na esfera administrativa e judicial;

- d. **Regulatórios** - os processos regulatórios estão relacionados a não conformidades na prestação do serviço de distribuição em 2018 e 2019 e a fiscalizações de compartilhamento de infraestrutura entre os setores de energia elétrica e de telecomunicações; e
- e. **Outros** - referem-se a Autos de Infração da AGERGS - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS.

**Perdas possíveis:**

A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2021 e 2020, estavam assim representadas:

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>Principais causas</u>
Trabalhistas	325.171	288.351	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	1.005.363	877.181	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifaria, revisão de contratos
Fiscais	1.056.046	1.044.011	Imposto de Renda e Contribuição Social
Fiscais - Outros	546.262	526.200	INSS, ICMS, PIS e COFINS
Regulatório	48.394	63.764	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
<b>Total</b>	<b><u>2.981.235</u></b>	<b><u>2.799.507</u></b>	

No tocante às contingências trabalhistas o Supremo Tribunal Federal reafirmou em dezembro a aplicação do IPCA-E para os débitos na fase pré-processual e a SELIC para após o ajuizamento das ações, mantendo modulação dos efeitos da decisão, conforme andamento processual, respaldando os pagamentos já realizados com a atualização pela TR. A Administração da Companhia esclarece que realiza a liquidação individualizada dos casos trabalhistas, nos termos das respectivas decisões e não identificou em análise preliminar alteração material. Assim, a Companhia permanece acompanhando a aplicação das decisões do STF aos seus casos até que sobrevenha solução legislativa para alteração da TR.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

**( 22 ) OUTRAS CONTAS A PAGAR**

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Consumidores e concessionárias	112.063	70.947	75.415	63.209
Programa de eficiência energética - PEE	137.480	127.833	-	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	70.116	68.029	1.451	2.548
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	21.560	11.115	-	-
Adiantamentos	15.219	9.072	3.084	4.118
Descontos tarifários - CDE	19.194	26.063	-	-
Folha de pagamento	3.754	2.860	-	-
Participação nos lucros	16.940	18.186	1.933	1.735
Convênios de arrecadação	38.935	31.776	-	-
Garantias	-	-	993	993
Outros	6.786	6.675	34.934	34.194
<b>Total</b>	<b>442.046</b>	<b>372.556</b>	<b>117.810</b>	<b>106.797</b>

(\*) EPE - Empresa de Pesquisa Energética, FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica.

**Consumidores e concessionárias:** referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos. O saldo no passivo não circulante de R\$ 75.415 (R\$ 63.209 em 31 de dezembro de 2020), refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 35).

**Programas de eficiência energética - PEE e Pesquisa e desenvolvimento – P&D:** a Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização. Adicionalmente a Lei nº 14.120 em 1º de março de 2021 e ao Despacho ANEEL nº 904 de 30 de março de 2021, estabelecem que entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, até 30% dos valores previstos para os Programas de P&D e Eficiência Energética, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à Conta de desenvolvimento energético (“CDE”) em favor da modicidade tarifária. Os recolhimentos à CDE são realizados no dia 10 de cada mês, sendo que o primeiro recolhimento foi realizado no mês de abril de 2021.

**Adiantamentos:** referem-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços e adiantamento relativo ao aluguel de postes.

**Descontos tarifários – CDE:** refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE.

**Participação nos lucros:** em conformidade com o acordo coletivo de trabalho, a Companhia implantou programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos.

**Convênios de arrecadação** - referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

## ( 23 ) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2021 e 2020 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações	
	Ordinárias	%
CPFL Energia S/A	1.001.751	89,01
CPFL Comercialização Brasil S/A	123.676	10,99
<b>Total</b>	<b>1.125.427</b>	<b>100,00</b>

### 23.1 - Gestão do capital

A política da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e a estratégia de subida de dividendos da Companhia para o controlador.

A Companhia gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. A Companhia monitora o capital utilizando o índice de alavancagem calculado pela dívida líquida em relação ao EBITDA.

Ao longo de 2021, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,63 vezes o EBITDA em 2021 (3,29 vezes em 2020), no critério de medição dos covenants financeiros da Companhia, menor do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 4,00, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

### 23.2 - Capital social

Através da AGO/E de 29 de abril de 2021, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 10.857, referente capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2020 sem emissão de novas ações.

### 23.3 - Dividendo e Juros sobre capital próprio (“JCP”)

Na AGO/E de 29 de abril de 2021, foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2020, através de (i) dividendo mínimo obrigatório, no montante de R\$ 163.307, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 145,107075377.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2021:

Na AGE de 07 de outubro de 2021, foi aprovada a declaração de dividendos no valor de R\$ 489.922, utilizando-se do saldo da Reserva Reforço de Capital de Giro e R\$ 200.000 de dividendos intermediários, ambos valores a serem imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício social de 2021. Os pagamentos serão efetuados em datas a serem definidas pela Diretoria Executiva, de acordo com a disponibilidade de caixa de cada empresa.

Na AGE de 10 de novembro de 2021, foi aprovada a declaração de dividendos intermediários no valor de R\$ 136.000, a serem imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício social de 2021. Os pagamentos serão efetuados em datas a serem definidas pela Diretoria Executiva, de acordo com a disponibilidade de caixa de cada empresa.

Dividendo adicional proposto no montante de R\$ 591.850, que será deliberado na Assembleia geral ordinária em abril de 2022.

No exercício de 2021, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 989.230 de dividendos.

### 23.4 Reserva de capital

Refere-se benefício fiscal do Intangível Incorporado, oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna e da Rio Grande Energia de R\$ 173.962.

### 23.5 Reserva de lucros

O saldo da Reserva de legal em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 234.784.

### 23.6 Resultado abrangente acumulado

É composto por:

- entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 142.316 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 33 (R2);
- efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros com saldo credor de R\$ 5.808 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 48;

### 23.7 - Destinação do lucro líquido do exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	<u>2021</u>
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>976.685</b>
Reserva legal	(48.834)
Dividendos intermediários	(336.000)
Dividendo adicional proposto	(591.850)

## ( 24 ) LUCRO POR AÇÃO

### Lucro por ação – básico

O cálculo do lucro por ação básico em 31 de dezembro de 2021 e 2020 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os exercícios apresentados:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
<b>Numerador</b>		
Lucro líquido do período atribuído aos acionistas controladores	976.685	687.610
<b>Denominador</b>		
Ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	1.125.427	1.125.427
<b>Lucro líquido básico por ações ordinárias - R\$</b>	<b>867,83</b>	<b>610,98</b>

Nos exercícios de 2021 e 2020 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ações que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

## ( 25 ) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020	2021	2020
<b>Receita de operações com energia elétrica</b>						
<b>Classe de consumidores</b>						
Residencial	2.562.073	2.504.771	5.732	5.817	5.893.062	5.054.865
Industrial	17.843	19.715	1.385	1.400	1.150.286	1.007.286
Comercial	175.366	174.478	1.833	1.879	1.917.877	1.668.518
Rural	248.130	249.383	1.548	1.627	966.324	808.076
Poderes públicos	22.115	22.009	316	300	316.171	257.133
Iluminação pública	539	513	553	570	307.184	244.754
Serviço público	3.780	3.599	313	434	279.012	312.451
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>3.029.846</b>	<b>2.974.468</b>	<b>11.680</b>	<b>12.027</b>	<b>10.829.915</b>	<b>9.353.083</b>
Consumo próprio	225	225	6	6	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	(129.146)	85.062
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(5.215.346)	(4.792.068)
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>3.030.071</b>	<b>2.974.693</b>	<b>11.685</b>	<b>12.033</b>	<b>5.485.423</b>	<b>4.646.077</b>
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			1.249	1.857	400.021	516.015
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(100.162)	(84.202)
Energia elétrica de curto prazo			837	749	293.752	63.698
<b>Suprimento de energia elétrica</b>			<b>2.086</b>	<b>2.606</b>	<b>593.611</b>	<b>495.511</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					5.315.508	4.876.270
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					1.362.721	1.086.836
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(44.240)	(48.800)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					1.217.764	994.869
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					971.353	78.993
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					510.119	169.682
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					697.980	677.845
Outras receitas e rendas					123.301	111.426
<b>Outras receitas operacionais</b>					<b>10.154.506</b>	<b>7.947.121</b>
<b>Total da receita operacional bruta</b>					<b>16.233.540</b>	<b>13.088.709</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>						
ICMS					(3.164.980)	(2.725.610)
PIS					(207.417)	(196.304)
COFINS					(955.379)	(904.188)
ISS					(153)	(307)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(983.845)	(953.809)
Programa de P & D e eficiência energética					(89.768)	(71.063)
PROINFA					(45.989)	(37.610)
Bandeiras tarifárias e outros					(112.599)	32.722
Outros					(12.963)	(10.461)
					<b>(5.573.092)</b>	<b>(4.866.629)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>					<b>10.660.448</b>	<b>8.222.080</b>

### 25.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária (“PRORET”), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de janeiro de 2018, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET.

Em 7 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como (i) passivos financeiros setoriais e (ii) obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas e apresentadas líquido no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

## **25.2 - Reajuste Tarifário Anual (“RTA”)**

Em 15 de junho de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) Nº 2.880, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia em 15,23%, sendo 16,68% referentes ao reajuste tarifário econômico e -1,45% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 9,95%.

Em 17 de junho de 2020, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.697/2020, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, em 15,74%, sendo 10,06% referentes ao reajuste tarifário econômico e 5,67% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores foi de 6,09%.

Como o reajuste tarifário foi suspenso até o dia 30 de junho de 2020, no contexto do estado de emergência de saúde pública de importância internacional em decorrência da pandemia do coronavírus (COVID-19), foi mantida nesse ínterim a aplicação das tarifas definidas em 2019, publicadas pela REH nº 2.557/2019.

A ANEEL reconheceu o direito da Companhia a valor referente à não arrecadação da receita tarifária adicional nesse período, autorizando a Companhia a realizar, dedução proporcional ao período de suspensão do recolhimento das cotas mensais da CDE à CCEE para a competência de julho de 2020.

## **25.3 – Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares**

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2021, foi registrada receita de R\$ 697.980 (R\$ 677.845 em 2020), sendo (i) R\$ 62.083 (R\$ 67.491 em 2020) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 587.451 (R\$ 569.295 em 2020) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 7 (R\$ 231 em 2020) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 48.439 (R\$ 40.828 em 2020) de subvenção CCRBT.

## **25.4 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)**

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.814, de 01 de dezembro de 2020 e REH nº 2.833, de 17 de fevereiro de 2021, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE, relativas à competência de janeiro e fevereiro de 2021, respectivamente.

A REH nº 2.834, de 02 de março de 2021, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE, com vigência a partir da competência de março de 2021 até a aprovação do orçamento anual da CDE 2021 e respectivas quotas anuais.

A REH nº 2.864, de 05 de maio de 2021, efetuou a homologação definitiva das quotas de 2021.

Criada por meio da REN nº 885, de 23 de junho de 2020, a Conta-Covid teve suas quotas homologadas por meio do despacho nº 181 de 26 de janeiro de 2021, posteriormente retificadas por meio do despacho nº 939 de 05 de abril de 2021, os valores são pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário da distribuidora.

**( 26 ) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA**

	GWh		R\$ mil	
	2021	2020	2021	2020
<b><u>Energia comprada para revenda</u></b>				
Energia de Itaipu Binacional	3.315	3.478	1.173.077	1.212.982
PROINFA	314	351	104.659	88.484
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	12.465	13.466	3.814.735	2.933.198
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(456.181)	(375.442)
<b>Subtotal</b>	<b>16.095</b>	<b>17.295</b>	<b>4.636.290</b>	<b>3.859.223</b>
<b><u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u></b>				
Encargos da rede básica			815.126	715.916
Encargos de transporte de Itaipu			95.504	101.659
Encargos de conexão			157.817	105.820
Encargos de uso do sistema de distribuição			7.285	1.876
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			603.967	44.078
Encargos de energia de reserva - EER			52.357	77.901
Crédito de PIS e COFINS			(160.212)	(96.868)
<b>Subtotal</b>			<b>1.571.843</b>	<b>950.382</b>
<b>Total</b>			<b>6.208.132</b>	<b>4.809.605</b>

(\*) Conta de energia de reserva

O aumento no ESS líquido do repasse do CONER representa principalmente o aumento expressivo no custo com segurança energética para fazer frente ao cenário energético desfavorável em 2021.

**( 27 ) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS**

	Despesas operacionais											
	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Vendas		Gerais e administrativas		Outros		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Pessoal	196.337	182.342	-	-	84.879	81.388	63.931	64.635	-	-	345.147	328.365
Entidade de previdência privada	12.896	14.583	-	-	-	-	-	-	-	-	12.896	14.583
Material	71.824	48.509	343	259	8.879	16.019	3.987	2.888	-	-	85.033	67.675
Serviços de terceiros	131.088	133.819	450	416	40.666	39.756	99.969	88.085	-	-	272.174	262.074
Custos com construção da infraestrutura	-	-	1.217.764	994.869	-	-	-	-	-	-	1.217.764	994.869
Outros	24.926	19.588	(3)	(2)	28.315	29.716	88.171	114.223	97.398	73.587	238.807	237.112
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	28.624	29.192	-	-	-	-	28.624	29.192
Arrendamentos e aluguéis	23.066	21.285	-	-	-	-	9.049	9.666	-	-	32.115	30.951
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	5.198	4.517	-	-	5.198	4.517
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	73.527	91.868	-	-	73.527	91.868
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	945	2.043	-	-	945	2.043
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	95.517	71.805	95.517	71.805
Outros	1.861	(1.697)	(3)	(2)	(309)	523	(548)	6.128	1.881	1.782	2.881	6.734
<b>Total</b>	<b>437.072</b>	<b>398.841</b>	<b>1.218.554</b>	<b>995.543</b>	<b>162.739</b>	<b>166.879</b>	<b>256.059</b>	<b>269.830</b>	<b>97.398</b>	<b>73.587</b>	<b>2.171.822</b>	<b>1.904.679</b>

## ( 28 ) RESULTADO FINANCEIRO

	2021	2020
<b>Receitas</b>		
Rendas de aplicações financeiras	24.500	31.787
Acréscimos e multas moratórias	100.063	92.781
Atualização de créditos fiscais	59.191	1.333
Atualização de depósitos judiciais	2.741	2.376
Atualizações monetárias e cambiais	59.588	84.610
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	4.222	3.722
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	22.332	1.319
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(15.418)	(9.834)
Outros	27.032	15.178
<b>Total</b>	<b>284.251</b>	<b>223.271</b>
<b>Despesas</b>		
Encargos de dívidas	(222.955)	(188.462)
Atualizações monetárias e cambiais	(247.767)	(102.644)
(-) Juros capitalizados	12.959	13.082
Outros	(103.091)	(30.776)
<b>Total</b>	<b>(560.854)</b>	<b>(308.800)</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(276.603)</b>	<b>(85.529)</b>

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. em janeiro e fevereiro e 7,02% a.a. a partir de março de 2021 (8,09% a.a. em 2020) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 6.713 (R\$ 761.305 em 2020) (nota 32).

## ( 29 ) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2021, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S/A.  
Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.
- ESC Energia S.A.  
Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S/A.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços de engenharia e consultoria.
- Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** – A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes

relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, vide nota 18 - Entidade de Previdência Privada.

A controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por dois membros independentes e um executivo do Grupo, que avalia as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Administração considerou a proximidade de relacionamento com as partes relacionadas associada a outros fatores para determinar o nível de detalhes de divulgação das transações e acredita que as informações relevantes sobre as transações com partes relacionadas estão adequadamente divulgadas.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2021, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) - Partes Relacionadas foi de R\$ 4.207 (R\$ 6.651 em 2020). Este valor é composto por R\$ 3.250 (R\$ 5.552 em 2020) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 77 (R\$ 215 em 2020) de benefícios pós-emprego e R\$ 880 (R\$ 884 em 2020) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China) referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

#### Transações envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia:

Empresas	Ativo		Passivo		Despesa / Custo	
	31/12/2021	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020	
<b>Encargos - Rede básica</b>						
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	6.180	-	240	86.919	80.887	
<b>Intangível, materiais e prestação de serviço</b>						
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	-	7.706	-	26.608		

**Transações envolvendo entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto da CPFL Energia:**

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa / Custo	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020	2021	2020
<b>Alocação de despesas entre empresas</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	3	-	19	-	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	344	345	2.124	1.868	-	-	23.121	21.113
Companhia Piratininga de Força e Luz	98	107	1.458	1.540	-	-	17.819	16.834
Companhia Jaguari de Energia	88	55	81	128	-	-	362	542
CPFL Energia S.A.	18	33	-	-	-	-	(250)	(193)
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	28	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arrendamento e aluguel</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	61	-	-	-	15	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	147	119
<b>Contrato de Mútuo</b>								
CPFL Energia S.A. (**)	-	-	126.750	300.019	-	-	13.281	24
<b>Dividendos/Juros sobre o capital próprio</b>								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	145.361	-	-	-	-
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	17.946	-	-	-	-
<b>Intangível, materiais e prestação de serviço</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	212	-	-	-	2
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	2
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (*)	281	273	3.335	2.758	-	-	1.551	2.057
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	1.444	1.482	-	-	20.161	20.209
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	549	492	-	-	6.818	6.292
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	687	273	-	-	8.110	5.200
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	579	495	-	-	6.534	5.934
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	399	346	-	-	4.956	4.265
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda. (*)	-	-	744	500	-	-	8.332	5.964
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T	-	-	-	-	-	-	133	-
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	259
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	9	9	-	-	95	91
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	1.217	769	-	-	13.460	3.897
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	97	90	-	-	982	938
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	331	302	-	-	2.648	2.526
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	5.055	2.922	-	-	40.219	38.368
CPFL Renováveis - Consolidado	15	9	361	228	123	110	4.820	4.233
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	62	58
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	68	65
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T	-	-	4.968	-	-	-	85.383	-
<b>Outras operações financeiras</b>								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	2.973	2.014

(\*) A Companhia adquiriu equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e contratação de serviços de informática e construção civil no exercício. Do valor total de dispêndios relacionados a estas operações, foram capitalizados como ativo contratual da Companhia o montante de R\$ 84.811 no exercício de 2021 (R\$ 65.817 em 2020), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(\*\*) O saldo de mútuo passivo, no montante de R\$ 126.750, refere-se substancialmente ao mútuo entre a controladora CPFL Energia com vencimento até dezembro de 2022 e remunerado a 107% do CDI.

## ( 30 ) SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2021</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Riscos nomeados	127.000
Transporte	Transporte nacional	271.614
Responsabilidade civil	Geral e riscos ambientais	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	303.766
Garantia	Seguro Garantia	1.831.427
	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Outros		150.000
<b>Total</b>		<b>2.718.807</b>

Para o seguro de responsabilidade civil dos administradores, a importância segurada é compartilhada entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério do rateio.

## ( 31 ) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

### Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO (*Data Protection Officer*), bem como as áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia:

- Deliberar sobre as propostas de indicadores de risco e as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites.
- Orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia;
- Observar as responsabilidades previstas no Regimento Interno do Conselho de Administração.
- Zelar para que a Diretoria possua mecanismos e controles internos para conhecer e avaliar os Riscos
- Tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva da CPFL Energia para saná-los.

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração, desempenhando seu(s) papel(is) de órgão(s) técnico(s), tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), bem como acompanhar o andamento das ações de mitigação sinalizadas para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos. Adicionalmente, orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

Ao Conselho Fiscal da CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais a Companhia está exposta, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva cabe:

- Recomendar indicadores de risco e metodologias de limite ou limites de risco ao Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberação;
- Observar os limites de risco definidos, devendo tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da CPFL Energia, apresentando ações de mitigação;
- Recomendar alterações no Mapa Corporativo de Riscos ao Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberação;
- Avaliar, pelo menos anualmente, a eficácia desta Política e dos sistemas de gerenciamento de riscos e de controles internos, bem como do programa de integridade/conformidade (*compliance*) e prestar contas ao conselho de administração sobre essa avaliação;
- Submeter ao Conselho de Administração da CPFL Energia assuntos que julgar pertinentes para o efetivo monitoramento dos riscos corporativos.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO é responsável pela (i) coordenação do processo de gestão de riscos da Companhia, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais a Companhia está exposta, (ii) monitoramento periódico das exposições aos riscos e acompanhamento da implantação das ações de mitigação pelos gestores dos negócios, (iii) acompanhamento e reporte dos status dos planos de mitigação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, e (iv) avaliação do ambiente de controles internos da Companhia e interação com os respectivos Gestores dos Negócios, buscando a definição de planos de ação no caso de deficiências identificadas.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

**Risco de taxa de câmbio:** Esse risco decorre de a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 32. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

**Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação:** Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 32.

**Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

**Risco de sub/sobrecontratação:** Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de liquidação das diferenças) inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa

dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

**Risco quanto à escassez de energia hídrica:** A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Em 2021 se observou uma sequência de hidrologia desfavorável, sendo a pior do histórico para o período de abril a setembro, o que acarretou uma série de ações mitigatórias, pelo governo, quanto ao risco de suprimento.

**Risco de aceleração de dívidas:** A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

**Risco regulatório:** As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

#### **Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros**

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado. A avaliação desse potencial impacto, oriundo da volatilidade dos fatores de risco e suas correlações, é realizada periodicamente para apoiar o processo de tomada de decisão a respeito da estratégia de gestão do risco, que pode incorporar instrumentos financeiros, incluindo derivativos.

As carteiras compostas por esses instrumentos financeiros são monitoradas mensalmente, permitindo o acompanhamento dos resultados financeiros e seu impacto no fluxo de caixa.

**Controles para gerenciamento dos riscos:** Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia possui uma assessoria financeira contratada para realizar e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do sistema de software Bloomberg para o auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

## ( 32 ) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria Mensuração	Nível(*)	31/12/2021	
				Contábil	Valor Justo
<b>Ativo</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	322.437	322.437
Titulos e valores mobiliarios	6	(a)	Nível 1	3.568	3.568
Derivativos	32	(a)	Nível 2	392.956	392.956
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	5.904.078	5.904.078
<b>Total</b>				<b>6.623.040</b>	<b>6.623.040</b>
<b>Passivo</b>					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (***)	1.886.975	1.886.975
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	16	(a)	Nível 2	1.831.757	1.831.757
Debêntures - principal e encargos	17	(b)	Nível 2 (***)	1.631.223	1.621.594
Debêntures - principal e encargos (**)	17	(a)	Nível 2	904.637	904.637
Derivativos	32	(a)	Nível 2	24.133	24.133
<b>Total</b>				<b>6.278.725</b>	<b>6.269.095</b>

(\*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo

(\*\*) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 138.289 em 2021 (um ganho de R\$ 18.682 em 2020).

(\*\*\*) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1)

### Legenda

#### Categoria / Mensuração:

(a) - Valor justo contra o resultado

(b) - Mensurados ao custo amortizado

A classificação dos instrumentos financeiros em custo amortizado ou a valor justo contra resultado baseia-se no modelo de negócios e nas características de fluxo de caixa esperado pela Companhia para cada instrumento.

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações financeiras, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) cauções; fundos e depósitos vinculados; (iv) serviços prestados a terceiros; (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial.
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) taxas regulamentares; (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias a pagar, (iv) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, (v) Empresa de Pesquisa Energética - EPE, (vi) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, (vii) convênios de arrecadação, (viii) descontos tarifários – CDE, (ix) passivo financeiro setorial, e (x) mútuo entre coligadas, controladas e controladora.

Adicionalmente, não houve em 2021 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

### a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

## b) Instrumentos derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de uma, é considerada o menor *rating* entre elas. A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (notas 16 e 17). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)					Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nacional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos <sup>(1)</sup>	Ganho (Perda) na marcação a mercado				
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	296.776	-	296.776	327.934	(31.158)	US\$ + (Libor 3 meses + 0,87%) ou (1,84% a 3,47%)	106,95% do CDI ou CDI + 0,8% a 1,26%	jul/21 a jun/26	1.427.369
Empréstimos bancários - Lei 4.131	50.348	-	50.348	53.065	(2.716)	Euro + 0,79%	103,5% do CDI	jun/21 a fev/22	133.000
	<u>347.125</u>	<u>-</u>	<u>347.125</u>	<u>380.999</u>	<u>(33.874)</u>				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	45.831	(24.133)	21.698	88.270	(66.571)	IPCA + 4,3% a 5,80%	104,3% a 111,07% do CDI	ago/24 a maio/31	899.600
<b>Total</b>	<u>392.956</u>	<u>(24.133)</u>	<u>368.823</u>	<u>469.269</u>	<u>(100.446)</u>				
Circulante	103.613	-							
Não circulante	289.343	(24.133)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 16 e 17.

<sup>(1)</sup> Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nacional refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2020	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2021
Para dívidas designadas a valor justo	825.962	168.815	(525.509)	469.269
Marcação a mercado (*)	59.159	(159.605)	-	(100.446)
<b>Total</b>	<u>885.121</u>	<u>9.211</u>	<u>(525.509)</u>	<u>368.823</u>
<b>Ativo circulante</b>	<b>486.476</b>			<b>103.613</b>
<b>Ativo não circulante</b>	<b>398.645</b>			<b>289.343</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>-</b>			<b>(24.133)</b>

(\*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2021 refere-se aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos para as dívidas designadas a valor justo

	Saldo em 31/12/2019	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2020
Para dívidas designadas a valor justo	146.636	743.209	(63.883)	825.962
Para dívidas não designadas a valor justo	-	3.372	(3.372)	-
Marcação a mercado (*)	50.854	8.305	-	59.159
<b>Total</b>	<b>197.490</b>	<b>754.886</b>	<b>(67.256)</b>	<b>885.121</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>14.166</b>			<b>486.476</b>
<b>Ativo não circulante</b>	<b>183.444</b>			<b>398.645</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>(120)</b>			<b>-</b>

(\*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2020 refere-se aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos para as dívidas designadas a valor justo

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida e debêntures para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (notas 16 e 17).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratar de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2021 e 2020 os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de receita e despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais e no resultado abrangente na rubrica risco de crédito na marcação a mercado, este último relativo às dívidas marcadas a valores justos:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente	
	2021	2020	2021	2020
Varição de taxas de juros	69.712	17.243	-	-
Marcação a mercado	(103.507)	3.473	(1.723)	(1.985)
Varição cambial	99.104	729.338	-	-
Marcação a mercado	(58.595)	11.251	4.220	(4.434)
<b>Total</b>	<b>6.713</b>	<b>761.305</b>	<b>2.498</b>	<b>(6.419)</b>

#### c) Ativos financeiros da concessão

Em função da Companhia ter classificado o respectivo ativo financeiro da concessão como valor justo contra resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos (perdas) no resultado do exercício em 2021 de R\$ 522.435 (R\$ 176.385 em 2020), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas nas notas 11 e 25.

#### d) Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado - tais como taxas de câmbio e taxas de juros que irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno. A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

#### Análise de sensibilidade

A Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando

a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, TJLP, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

#### d.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2021 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(1.647.264)		(173.331)	281.818	736.966
Derivativos - swap plain vanilla	1.692.481		178.088	(289.554)	(757.196)
	<b>45.217</b>	baixa dolar	<b>4.757</b>	<b>(7.736)</b>	<b>(20.230)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(184.492)		(21.371)	30.094	81.560
Derivativos - swap plain vanilla	184.722		21.398	(30.132)	(81.662)
	<b>230</b>	baixa euro	<b>27</b>	<b>(38)</b>	<b>(102)</b>
<b>Total</b>	<b>45.447</b>		<b>4.785</b>	<b>(7.773)</b>	<b>(20.332)</b>
<b>Efeitos no resultado abrangente acumulado</b>			<b>70</b>	<b>(105)</b>	<b>(280)</b>
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>			<b>4.715</b>	<b>(7.668)</b>	<b>(20.052)</b>

(a) A taxa de cambio considerada em 31.12.2021 foi de R\$ 5,58 para o dólar e R\$ 6,33 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de cambio considerada de R\$ 6,17 e R\$ 7,06 e a depreciação cambial de 10,52% e 11,58%, do dólar e do euro respectivamente em 31.12.2021.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil Bolsa, Balcão.

Em função da exposição cambial líquida do dólar e do euro ser um ativo, o risco é baixa do dólar e do euro e portanto o câmbio é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

#### d.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2021 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	taxa no período	taxa Cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	279.017				34.012	42.515	51.018
Instrumentos financeiros passivos	(1.616.647)				(197.069)	(246.337)	(295.604)
Derivativos - swap plain vanilla	(2.490.277)				(303.565)	(379.456)	(455.347)
	<b>(3.827.907)</b>	alta CDI	<b>4,40%</b>	<b>12,19%</b>	<b>(466.622)</b>	<b>(583.278)</b>	<b>(699.933)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(427)				(26)	(32)	(39)
	<b>(427)</b>	alta TJLP	<b>4,80%</b>	<b>6,08%</b>	<b>(26)</b>	<b>(32)</b>	<b>(39)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(2.976.527)				(160.732)	(120.549)	(80.366)
Derivativos - swap plain vanilla	981.897				53.022	39.767	26.511
Ativo financeiro da concessão	5.904.078				318.820	239.115	159.410
	<b>3.909.448</b>	baixa IPCA	<b>10,06%</b>	<b>5,40%</b>	<b>211.110</b>	<b>158.333</b>	<b>105.555</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	849.376				103.539	77.654	51.769
Instrumentos financeiros ativos	3.568				435	326	217
	<b>852.944</b>	baixa SELIC	<b>4,40%</b>	<b>12,19%</b>	<b>103.974</b>	<b>77.980</b>	<b>51.986</b>
<b>Total</b>	<b>934.059</b>				<b>(151.564)</b>	<b>(346.997)</b>	<b>(542.431)</b>
<b>Efeitos no resultado abrangente acumulado</b>					<b>293</b>	<b>87</b>	<b>(120)</b>
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>					<b>(151.857)</b>	<b>(347.084)</b>	<b>(542.311)</b>

(a) Os índices foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

## e) Risco de crédito

Risco de crédito é o de a Companhia incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de instrumentos financeiros da Companhia. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 7 – Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

### Contas a receber e ativos de contrato - Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

A exposição da Companhia ao risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada carteira de clientes. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor (Residencial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos), Outras Receitas e Receita Não Faturada, consistindo em maioria por um grande número de saldos pulverizados.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, fora calculada uma “Receita ajustada”, refletindo a percepção da Companhia sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o intervalo atualmente utilizado na provisão orientada pelos parâmetros regulatórios, como segue:

<b>Classe</b>	<b>Dias</b>	<b>Período</b>
Residencial	90	Receita de 3 meses anteriores ao mês atual
Comercial e outras receitas	180	Receita de 6 meses anteriores ao mês atual
Industrial, rural, poder público em geral	360	Receita de 12 meses anteriores ao mês atual
Não faturado	-	Utiliza receita do próprio mês

Desta forma, com base nas premissas acima, é calculado um índice “Ajustado” de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (“PCLD”) para o mês, que foi determinado dividindo-se a “PCLD Real” pela “Receita Ajustada” de cada mês. Na sequência, a PCLD é estimada mensalmente, considerando a média móvel respectiva dos meses dos índices mensais “Ajustados”, e aplicada sobre a receita real do mês corrente.

Com base neste critério, o percentual de PCLD a ser aplicado é alterado mensalmente, na medida em que é calculada a média móvel.

A metodologia utilizada pela Administração contempla um percentual que está aderente com a regra contábil descrita como *expected credit losses*, contemplando em um único percentual a probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla Probabilidade de Inadimplência (“*Probability of Default - PD*”), Exposição na Inadimplência (“*Exposure at Default - EAD*”) e Perda Dada a Inadimplência (“*Loss Given Default - LGD*”).

### Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pela Companhia para avaliar quais as variáveis que apresentam o índice de correlação com o montante real de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, além dos efeitos da pandemia causada pelo COVID 19 e que estão considerados em nossa metodologia de cálculo, não foram identificados outros índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuísem correlação direta ao nível de inadimplência.

## Caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários

A Companhia limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um *rating* de pelo menos AA- (nota 32 b).

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos *ratings* de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

## Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys Fitch, e em caso de mais de uma, é considerado o menor *rating* entre elas (nota 32 b). A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

## **f) Análise de liquidez**

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2021, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2021	Nota Explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	15	1.088.768	1.471	-	3.483	-	217.800	1.311.522
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	20.715	524.246	290.497	1.472.012	1.427.231	1.113.077	4.847.779
Derivativos	32	-	-	-	24.133	-	-	24.133
Debêntures - principal e encargos	17	-	167.098	137.240	1.347.121	547.871	1.273.170	3.472.499
Taxas regulamentares	19	142.599	-	-	-	-	-	142.599
Outros	22	7.226	146.055	19.277	-	-	75.415	247.973
Consumidores e concessionárias		7.226	104.837	-	-	-	75.415	187.478
EPE / FNDCT / PROCEL		-	2.283	19.277	-	-	-	21.560
Convênio de arrecadação		-	38.935	-	-	-	-	38.935
<b>Total</b>		<b>1.259.309</b>	<b>838.870</b>	<b>447.014</b>	<b>2.846.749</b>	<b>1.975.102</b>	<b>2.679.461</b>	<b>10.046.505</b>

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

## **( 33 ) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA**

A Companhia possuiu no exercício de 2021 um valor de R\$ 12.959 (R\$ 13.082 em 2020) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 28).

Ainda em 2021, houve o aumento do capital social (nota 23) da Companhia no montante de R\$ 10.857 (R\$ 10.857 mesmo período de 2020), sendo este saldo proveniente da capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2020.

## **( 34 ) COMPROMISSOS**

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2021	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 6 anos	2.788.847	6.110.584	5.771.633	2.504.940	17.176.004
Compra de energia de Itaipu	Até 6 anos	1.038.641	2.085.240	1.924.408	783.790	5.832.078
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 6 anos	1.227.574	3.088.327	3.252.377	1.402.779	8.971.057
Projetos de construção de subestação	Até 2 anos	470.527	191.245	-	-	661.773
Fornecedores de materiais e serviços		4.631	1.490	-	-	6.120
<b>Total</b>		<b>5.530.219</b>	<b>11.476.886</b>	<b>10.948.418</b>	<b>4.691.508</b>	<b>32.647.032</b>

## **( 35 ) EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE**

A Companhia é parte ativa no processo nº 2002.34.00.026509-0, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato. A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito no mesmo montante de R\$ 437.800.

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 99.909 (R\$ 128.438 em 31 de dezembro de 2017) (nota 13), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 2002.34.00.026509-0, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante de R\$ 51.332 (R\$ 47.831 em 31 de dezembro de 2018, nota 21).

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo nº 2002.34.00.026509-0, que julgou improcedentes os pedidos da Companhia. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio de exposição deve ser entendida como mandatória – e não facultativa, conforme defendido pela Companhia – e o Despacho nº 288 considerado como legal.

Em 11 de julho de 2012, a Companhia interpôs recurso de apelação contra tal sentença que, em 27 de março de 2014, por maioria de votos (2x1), foi provido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, determinando a ilegalidade do Despacho nº 288. As partes requeridas no processo apresentaram recursos de embargos de declaração contra esta decisão. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada decisão negando provimento aos recursos e mantendo a decisão favorável à Companhia. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recursos de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão favorável obtida pela Companhia. Os recursos aguardam julgamento.

Além da existência da discussão judicial sobre a legalidade do Despacho nº 288, diversos agentes do mercado de energia elétrica ingressaram em juízo contra a Companhia objetivando a cobrança dos valores dos créditos oriundos da liquidação promovida pela CCEE sob os efeitos do Despacho nº 288, sendo que a única ação desta natureza que prosperou foi a ajuizada pela Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A., cuja liquidação ocorreu em 27 de setembro de 2016, encerrando desta forma a ação de cobrança no valor atualizado de R\$ 16.644, sendo de (i) principal R\$ 2.503, (ii) correção monetária e juros R\$ 12.603 e (iii) custas judiciais e honorários de R\$ 1.538.

## **( 36 ) EVENTO SUBSEQUENTE**

### **36.1 Captação Empréstimo BNDES**

**FINEM** – Em 10 de fevereiro de 2022, houve a liberação de R\$ 297.139, referente financiamento junto ao BNDES aprovado em abril de 2020, no montante de R\$ 1.485.619, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, com taxa de juros IPCA + 4,27% a.a. e pagamento de juros trimestrais na fase de carência até junho de 2027, e mensais na fase de amortização, até abril de 2040, visando financiar os investimentos em redes elétricas previstos para os anos de 2020, 2021 e 2022. Não há mais saldo remanescente no contrato.

---

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

---

**LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO**  
Presidente

**YUEHUI PAN**  
Vice Presidente

**FABRÍCIO MANGANELLI KLAFKE**  
Conselheiro

---

**DIRETORIA**

---

**MARCO ANTONIO VILLELA DE ABREU**  
Diretor Presidente

**YUEHUI PAN**  
Diretor Financeiro  
e de Relações com Investidores

**RAFAEL LAZZARETTI**  
Diretor Comercial

**OSVANIL OLIVEIRA PEREIRA**  
Diretor de Operações

**JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES**  
Diretor de Assuntos Regulatórios

**FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO**  
Diretor Administrativo

---

**DIRETORIA DE CONTABILIDADE**

---

**SÉRGIO LUIS FELICE**  
Diretor de Contabilidade  
CT CRC 1SP192.767/O-6 S-RS

**ANA PAULA PERESSIM DE PAULO**  
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras  
CT CRC 1SP217200/O-6



KPMG Auditores Independentes Ltda.  
Av. Coronel Silva Teles, 977, 10º andar, Conjuntos 111 e 112 - Cambuí  
Edifício Dahruj Tower  
13024-001 - Campinas/SP - Brasil  
Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil  
Telefone +55 (19) 3198-6000  
kpmg.com.br

# Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

**Aos Conselheiros e Acionistas da**  
**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
São Leopoldo - RS

## Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (Companhia) que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 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, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo 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 RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2021, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

## 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 dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras”. Somos independentes em relação à Companhia, 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 de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

## Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria 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 como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

### Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

Veja as notas explicativas 3.9 e 25 das demonstrações financeiras

Principal assunto de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
<p>A receita não faturada reconhecida pela Companhia corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura que, em alguns casos, superam o período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada é determinada com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como, o volume de consumo de energia da distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.</p> <p>Devido à complexidade dos dados usados na determinação da estimativa do reconhecimento da receita não faturada que pode impactar o valor das receitas nas demonstrações financeiras, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvermos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.</p> <p>Avaliamos os dados usados na determinação da estimativa de receita não faturada, especificamente, os dados da carga total de energia recebida na rede da distribuidora, da carga efetivamente faturada, segregados por tipo de consumidor, e dos índices de perdas técnicas e comerciais, visando determinar o percentual de aplicação na parcela da receita não faturada, chegando dessa forma na carga cativa líquida por classe de consumo.</p> <p>Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida pela multiplicação desta carga pelas tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades.</p> <p>Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no referido cálculo e efetuamos teste de valorização por meio do confronto dos valores reconhecidos de receita com as expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria.</p> <p>Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras estão de acordo com as normas aplicáveis.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.</p>

## Outros assuntos – Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada 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, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

## Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório dos auditores

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras 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, 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

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determina como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de 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 são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

## Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, 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 da 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,

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, conluio, 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.

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 à 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 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, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

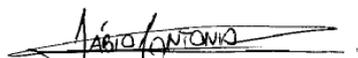
Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, 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.

Campinas, 16 de março de 2022.

KPMG Auditores Independentes Ltda.

CRC 2SP027612/O-4

  
Fábio Antonio

Contador CRC 1SP255184/O-6

## Demonstrações Contábeis Regulatórias

**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
**CNPJ nº 02.416.440/0001-62**  
**Balanco Patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e 2020**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	Notas	31/12/2021	31/12/2020
<b>Ativo</b>			
<b>Ativo Circulante</b>		<b>4.330.365</b>	<b>3.986.394</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	322.437	392.601
Consumidores	6	1.399.093	1.376.190
Concessionárias e Permissionárias	6	101.073	29.800
Serviços em Curso		154.935	93.813
Tributos Compensáveis	7	113.339	83.911
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	7.1	478.204	-
Depósitos Judiciais e Cauções	18	-	54
Almoxarifado Operacional		18.507	19.273
Investimentos Temporários	8	15.181	757.705
Ativos Financeiros Setoriais	9	1.379.455	619.904
Despesas Pagas Antecipadamente		29.326	21.130
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	103.613	486.476
Outros Ativos Circulantes	11	215.202	105.538
<b>Ativo Não Circulante</b>		<b>13.079.375</b>	<b>9.495.817</b>
Consumidores	6	79.690	108.877
Tributos Compensáveis	7	116.776	94.222
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	7.1	2.283.726	-
Depósitos Judiciais e Cauções	18	106.144	123.808
Investimentos Temporários	8	-	70
Tributos Diferidos	10	210.515	157.841
Ativos Financeiros Setoriais	9	900.037	252.274
Despesas Pagas Antecipadamente		4.566	5.877
Bens e Direitos para Uso Futuro		378	378
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	289.343	398.645
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		323.476	375.578
Imobilizado	12	8.511.408	7.736.835
Intangível	12	253.314	241.411
<b>Total do Ativo</b>		<b>17.409.740</b>	<b>13.482.211</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
**CNPJ nº 02.416.440/0001-62**  
**Balanco Patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e 2020**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	Notas	31/12/2021	31/12/2020
<b>Passivo</b>			
<b>Passivo Circulante</b>			
Fornecedores	13	1.090.239	1.052.529
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mutuos	14	722.124	1.933.667
Obrigações Sociais e Trabalhistas		54.763	51.930
Benefício Pós-Emprego	15	-	35
Tributos	17	177.796	171.031
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	21	-	163.307
Encargos Setoriais	16	371.755	230.635
Passivos Financeiros Setoriais	9	783.458	431.573
Outros Passivos Circulantes	19	288.673	144.532
		<b>10.626.908</b>	<b>5.741.571</b>
<b>Passivo Não Circulante</b>			
Fornecedores	13	221.283	189.578
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mutuos	14	5.659.218	4.039.714
Benefício Pós-Emprego	15	160.542	176.409
Provisão para Litígios	18	223.998	234.966
Encargos Setoriais	16	1.451	2.548
Passivos Financeiros Setoriais	9	646.658	260.928
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	24.133	-
PIS/COFINS devolução consumidores	7.1	2.768.506	-
Outros Passivos Não Circulantes	19	116.359	104.249
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	20	804.760	733.179
		<b>14.115.716</b>	<b>9.920.811</b>
<b>Total do Passivo</b>			
<b>Patrimônio Líquido</b>			
	<b>21</b>		
Capital Social		2.831.534	2.820.677
Reservas de Capital		173.962	184.819
Outros Resultados Abrangentes		312.995	386.653
Reservas de Lucros		234.784	675.872
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		591.850	-
Lucros ou prejuízos Acumulados		(851.102)	(506.622)
		<b>3.294.023</b>	<b>3.561.399</b>
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>			
<b>Total do Passivo e do Patrimônio Líquido</b>			
		<b>17.409.740</b>	<b>13.482.211</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
**CNPJ nº 02.416.440/0001-62**  
**Demonstrações do Resultado para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	Notas	2021	2020
<b>Receita / Ingresso</b>	<b>22</b>	<b>14.431.091</b>	<b>11.872.040</b>
Fornecimento de Energia Elétrica		5.388.945	4.646.077
Suprimento de Energia Elétrica		299.859	431.813
Energia Elétrica de Curto Prazo		293.752	63.698
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		6.673.684	5.963.106
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		971.353	78.993
Serviços Cobráveis		9.041	10.507
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		794.458	677.845
<b>Tributos</b>		<b>(4.327.931)</b>	<b>(3.826.408)</b>
ICMS		(3.164.983)	(2.725.610)
PIS-PASEP		(207.417)	(196.304)
COFINS		(955.379)	(904.188)
ISS		(153)	(307)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>		<b>(1.245.164)</b>	<b>(1.040.221)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(44.884)	(35.532)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(44.884)	(35.532)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(983.845)	(953.809)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE		(12.963)	(10.461)
Outros Encargos		(158.588)	(4.888)
<b>Receita Líquida / Ingresso Líquido</b>		<b>8.857.996</b>	<b>7.005.410</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>	<b>23</b>	<b>(6.190.994)</b>	<b>(4.783.190)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(4.619.152)	(3.832.808)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(1.571.843)	(950.382)
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>		<b>2.667.002</b>	<b>2.222.220</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>		<b>(1.477.175)</b>	<b>(1.416.259)</b>
Pessoal e Administradores	24	(358.043)	(342.948)
Material		(85.033)	(67.675)
Serviços de Terceiros		(272.174)	(262.074)
Arrendamento e Aluguéis		(32.115)	(30.951)
Seguros		(1.418)	(1.556)
Doações, Contribuições e Subvenções		(945)	(2.043)
Provisões		(68.843)	(79.011)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(110.853)	(79.683)
(-) Recuperação de Despesas		14.579	6.169
Tributos		(3.025)	(2.959)
Depreciação e Amortização		(452.849)	(454.451)
Depreciação		(371.709)	(367.181)
Amortização		(81.140)	(87.270)
Gastos Diversos		(99.921)	(108.657)
Outras Receitas Operacionais		126.044	112.287
Outras Despesas Operacionais		(132.578)	(102.705)
<b>Resultado da Atividade</b>		<b>1.189.827</b>	<b>805.961</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>25</b>	<b>(309.604)</b>	<b>(113.075)</b>
Receitas Financeiras		485.474	989.064
Despesas Financeiras		(795.078)	(1.102.138)
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>		<b>880.223</b>	<b>692.886</b>
Despesa com Impostos sobre o Lucro	10	(298.368)	(174.525)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>		<b>581.855</b>	<b>518.361</b>
Atribuível aos Acionistas Controladores		581.855	518.361

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.  
CNPJ nº 02.416.440/0001-62

Demonstrações dos Resultados Abrangentes para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020  
(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>581.855</b>	<b>518.361</b>
<b>Outros Resultados Abrangentes</b>		
<b>Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:</b>		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	18.405	(526)
<b>Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos</b>	<b>18.405</b>	<b>(526)</b>
<b>Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos</b>	<b><u>600.260</u></b>	<b><u>517.835</u></b>
Atribuível aos Acionistas Controladores	600.260	517.835

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
**CNPJ nº 02.416.440/0001-62**

**Demonstrações dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	2021	2020
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>581.855</b>	<b>518.361</b>
<b>Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Amortização	81.140	87.270
Depreciação	371.709	367.181
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	121.005	94.906
Imposto de renda e Contribuição social	298.368	174.525
Juros e variações monetárias	409.424	179.502
Obrigações pós-emprego	12.896	14.583
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	110.853	79.683
Provisões para litígios	66.684	79.182
	<b>2.053.934</b>	<b>1.595.193</b>
<b>Redução (aumento) de ativos</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(173.143)	(127.738)
Depósitos vinculados a litígios	20.405	(3.938)
Tributos compensáveis	189.930	(10.476)
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(1.615)	(17.843)
Ativos financeiros setoriais	(1.353.985)	67.563
Outros ativos operacionais	(95.119)	(96.443)
<b>Aumento (redução) de passivos</b>		
Encargos setoriais	118.942	(35.429)
Fornecedores	69.415	309.960
Passivos financeiros setoriais	477.818	94.861
Obrigações pós-emprego	(5.395)	(14.808)
Salários e encargos sociais	4.080	(1.087)
Tributos e contribuição social	(5.540)	11.198
Provisões para litígios pagos	(112.535)	(96.241)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(6.869)	(36.880)
Outros passivos operacionais	83.026	78.678
	<b>1.263.347</b>	<b>1.716.571</b>
<b>Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>		
Encargos de dívidas pagos	(191.055)	(170.385)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(330.353)	(39.066)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>	<b>741.939</b>	<b>1.507.120</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimento</b>		
Adições do imobilizado e intangível	(1.446.794)	(1.007.297)
Participação financeira do consumidor	193.778	47.241
Titulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(26.239)	(750.270)
Titulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	775.179	463
<b>Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento</b>	<b>(504.075)</b>	<b>(1.709.863)</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>		
Captação de empréstimos e debêntures	2.260.046	1.441.962
Captação de empréstimos e debêntures	(1.920.552)	(355.176)
Liquidação de operações com derivativos	525.509	67.256
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(989.230)	(933.021)
Captações de mútuos com controladas e coligadas	-	300.000
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	(183.800)	-
<b>Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento</b>	<b>(308.027)</b>	<b>521.021</b>
<b>Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(70.163)</b>	<b>318.278</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		
<b>No início do exercício</b>	<b>392.601</b>	<b>74.323</b>
<b>No fim do exercício</b>	<b>322.437</b>	<b>392.601</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.  
CNPJ nº 02.416.440/0001-62

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Outros Resultados Abrangentes				Reserva de lucros			Dividendo Adicional Proposto	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
	Capital Social	Reservas de Capital	Reserva de Reavaliação	Ganhos (perdas) atuariais	Reserva legal	Dividendo obrigatório não obrigatório	Reserva estatutária - reforço de capital de giro			
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2019</b>	<b>2.809.820</b>	<b>195.676</b>	<b>611.989</b>	<b>(160.195)</b>	<b>151.569</b>	<b>11.479</b>	<b>177.199</b>	<b>424.296</b>	<b>(81.942)</b>	<b>4.139.892</b>
<b>Resultado abrangente total</b>										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	518.361	518.361
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	(526)	-	-	-	-	-	(526)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(97.901)	-	-	-	-	-	97.901	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	33.286	-	-	-	-	-	(33.286)	-
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>										
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	34.381	-	-	-	(34.381)	-
Constituição da reserva de capital de giro	-	-	-	-	-	-	489.922	-	(489.922)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>										
Aprovação de dividendos intermediários AGE 20/11/2020	-	-	-	-	-	-	(177.199)	-	(320.046)	(497.245)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	(424.296)	-	(424.296)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(163.307)	(163.307)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(11.479)	-	-	-	(11.479)
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2020</b>	<b>2.820.677</b>	<b>184.819</b>	<b>547.374</b>	<b>(160.721)</b>	<b>185.950</b>	<b>-</b>	<b>489.922</b>	<b>-</b>	<b>(506.622)</b>	<b>3.561.399</b>
<b>Resultado abrangente total</b>										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	581.855	581.855
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	18.405	-	-	-	-	-	18.405
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(76.287)	-	-	-	-	-	76.287	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	25.937	-	-	-	-	-	(25.937)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(41.714)	-	-	-	-	-	-	(41.714)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>										
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	48.834	-	-	-	(48.834)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>										
Aprovação de dividendos intermediários - AGE 07/10/2021 e 20/12/2021	-	-	-	-	-	-	(489.922)	-	(336.000)	(825.922)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	591.850	(591.850)	-
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2021</b>	<b>2.831.534</b>	<b>173.962</b>	<b>455.311</b>	<b>(142.316)</b>	<b>234.784</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>591.850</b>	<b>(851.102)</b>	<b>3.294.023</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

# Relatório da Administração Regulatório

Senhores Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2021, em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE" ou "Companhia" ou "Concessionária") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

**Considerações Iniciais** - Em 2021, a RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 3,0 milhões de clientes, em 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 6,9% em relação ao exercício de 2020. A classe Residencial registrou queda de 1,5%, refletindo o efeito da temperatura, que foi menor que em 2020 ao longo do ano e o crescimento da geração distribuída na área de concessão da distribuidora. Já as classes Industrial e Comercial, registraram reduções de 1,1% e 2,4%, respectivamente, refletindo os impactos trazidos pela restrição de atividades devido à pandemia da covid-19, o efeito da temperatura, que foi menor que em 2021 ao longo do ano, o crescimento da geração distribuída na área de concessão da distribuidora e o efeito da movimentação de clientes para o mercado livre.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

**Perfil** – A RGE distribui energia elétrica para aproximadamente 7,0 milhões de pessoas, numa área que abrange 381 municípios do Estado de Rio Grande do Sul, entre a região metropolitana de Porto Alegre e a fronteira com o Uruguai e a Argentina, respectivamente nos municípios de Santana do Livramento, Uruguaiana e São Borja. Atende atualmente 3,0 milhões de consumidores cativos e 1.868 consumidores livres. Em 2021, a Concessionária distribuiu 12.928 GWh ao mercado cativo e 6.310 GWh ao mercado livre.

**Ligação de consumidores faturados** – No ano de 2021, o mercado cativo teve 55.378 unidades consumidoras a mais que em 2020. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial (56.834 a mais do que em 2020). Nas classes, comercial, industrial e rural houve reduções de 3.862, 313 e 395 unidades consumidoras, respectivamente, em relação à quantidade faturada de 2020.

Número de Consumidores					
Consumidores	2017	2018 <sup>1</sup>	2019	2020	2021
Residencial	1.121.941	2.397.506	2.447.937	2.504.771	2.562.073
Comercial	88.075	180.373	178.340	174.478	175.366
Industrial	7.221	20.132	20.028	19.715	17.843
Rural	109.005	248.448	249.778	249.383	248.130
Poderes Públicos	9.042	20.766	21.252	22.009	22.115
Iluminação Pública	110	441	450	513	539
Serviço Público	1.005	3.443	3.532	3.599	3.780
<b>Total</b>	<b>1.336.399</b>	<b>2.871.109</b>	<b>2.921.317</b>	<b>2.974.468</b>	<b>3.029.846</b>
<b>Varição</b>	<b>0,0%</b>	<b>114,8%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,9%</b>

1. Considerando as empresas agrupadas.

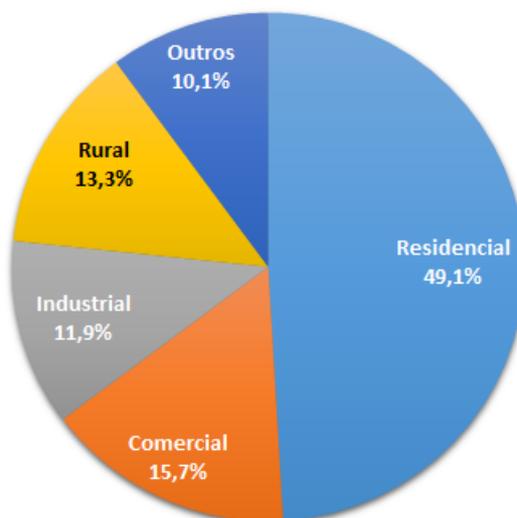
**Comportamento do mercado** – A distribuição de energia da RGE, no período de janeiro a dezembro de 2021, totalizou 19.238 GWh, alta de 24,3% ,sendo 12.928 GWh para o mercado cativo (13.884 GWh em 2020) e 6.310 GWh para o mercado livre (5.075 GWh em 2020).

Na área de concessão, somente a classe Poder Público apresentou desempenho positivo. As classes Residencial, Comercial e Industrial apresentaram quedas de 1,5%, 1,1% e de 2,4%, respectivamente, refletindo principalmente os impactos da pandemia de covid-19 sobre a atividade econômica durante no ano de 2020, as migrações de clientes para o mercado livre, um calendário com menos dias de faturamento para os clientes do grupo A Cativo (REN 863/2019 da ANEEL) e o aumento da geração distribuída.

A seguir são apresentados resultados sobre o consumo e sua variação no período:

Mercado Atendido - GWh					
	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Energia Faturada</b>	<b>6.769</b>	<b>8.177</b>	<b>14.566</b>	<b>13.884</b>	<b>12.928</b>
Fornecimento	6.235	7.422	12.644	12.027	11.679
Residencial	2.657	3.191	5.605	5.817	5.732
Comercial	1.120	1.298	2.227	1.879	1.833
Industrial	893	1.034	1.844	1.400	1.385
Rural	926	1.107	1.548	1.627	1.548
Poder Público	203	239	370	300	316
Iluminação Pública	225	292	578	570	553
Serviço Público	211	262	472	434	313
Suprimento p/ agentes de distribuição	534	755	1.922	1.857	1.250
<b>Uso da Rede de Distribuição</b>	<b>2.095</b>	<b>2.810</b>	<b>5.153</b>	<b>5.075</b>	<b>6.310</b>
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.740	2.417	4.762	5.052	6.310
Consumidores Rede Básica	355	393	391	22	-
<b>Total</b>	<b>8.865</b>	<b>10.987</b>	<b>19.719</b>	<b>18.958</b>	<b>19.238</b>
<b>Varição</b>		<b>23,9%</b>	<b>79,5%</b>	<b>-3,9%</b>	<b>1,5%</b>

**Mercado fornecido**  
**Consumo por classe de consumidores 2021**



**Perdas** – O Plano de Perdas tem sido intensificado nos últimos anos, aumentando os investimentos nos projetos de blindagem, como Caixa Blindada e Conjunto de Medição, além da regularização de consumidores Clandestinos com redes diferenciadas e robustas.

Além disto, a RGE, têm focado na melhoria da qualidade operacional, aprimorando os critérios de seleção dos alvos de inspeção (aumentando a assertividade das seleções), além de executar as inspeções com equipamentos mais precisos, como *fiber scope* e ADR. Entre os anos de 2020 e 2021, as perdas reais foram de 11,36% e 10,83%, respectivamente, considerando perdas na rede básica.

Desconsiderando as perdas na rede básica, não gerenciáveis pela distribuidora, o nível de perdas de distribuição para os anos de 2020 e 2021, foram de 9,70% e 9,20%, respectivamente.

Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2021 recuperou 152,7 GWh, através de inspeções em 124,1 mil unidades consumidoras, recorte de 32,6 mil instalações inativas religadas à revelia, além da implementação das melhorias de qualidade operacional, melhorando o ticket médio de energia. Por fim, a RGE regularizou 1,8 mil consumidores clandestinos, além de blindar mais de 260 em média tensão.

Também foram realizadas ações com a polícia e publicações em mídia alertando aos consumidores que o furto é crime e passível de prisão.

Importante observar que o índice de perdas resultante e mostrado na tabela abaixo além de contabilizar as perdas na rede básica, é obtido com critério diferente, que não considera em sua base o montante de energia decorrente de inversão de fluxo, razão pela qual diverge do valor utilizado pela Agência em outras análises.

Balço Energético					
Energia Requerida	2017	2018 <sup>1</sup>	2019	2020	2021
Venda de Energia	6.772	8.162	14.469	14.027	12.893
Fornecimento	6.242	7.407	12.547	12.170	11.354
Suprimento p/ agentes de distribuição	530	755	1.922	1.857	1.539
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.759	2.395	4.846	5.248	6.592
Consumidores Rede Básica	372	417	480	83	57
<b>Mercado Atendido</b>	<b>8.903</b>	<b>10.974</b>	<b>19.795</b>	<b>19.359</b>	<b>19.542</b>
Perdas na Rede Básica	197	235	409	402	393
Perdas na Distribuição	1.016	1.245	2.120	2.079	1.981
Perdas Técnicas	669	845	1.468	1.445	1.494
Perdas não Técnicas - PNT	348	400	652	634	487
PNT / Energia Requerida %	3,44%	3,21%	2,92%	2,90%	2,22%
<b>Perdas Totais - PT</b>	<b>1.213</b>	<b>1.480</b>	<b>2.529</b>	<b>2.481</b>	<b>2.374</b>
<b>PT / Energia Requerida %</b>	<b>11,99%</b>	<b>11,88%</b>	<b>11,33%</b>	<b>11,36%</b>	<b>10,83%</b>
<b>Total</b>	<b>10.116</b>	<b>12.453</b>	<b>22.324</b>	<b>21.840</b>	<b>21.917</b>
Perdas na D	10,25%	10,19%	9,67%	9,70%	9,20%

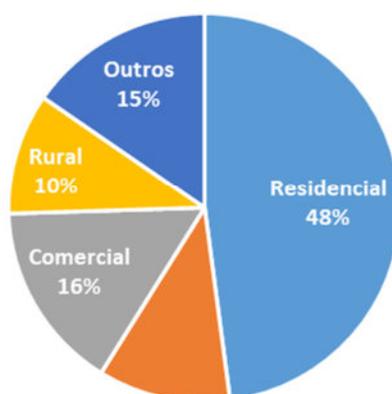
1. Considerando as empresas agrupadas (a partir de novembro de 2018).



**Receita líquida por classe de consumidores** – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 7.774.964 mil, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2020	2021	%
Residencial	3.269.558	3.821.732	16,9%
Industrial	745.149	868.055	16,5%
Comercial	1.068.207	1.238.254	15,9%
Rural	690.303	838.071	21,4%
Outros	1.048.652	1.008.853	-3,8%
<b>Total</b>	<b>6.821.869</b>	<b>7.774.964</b>	<b>14,0%</b>

Receita líquida por classe de consumidores -  
2021



Importante ressaltar que a variação observada na Receita aqui apresentada, contempla não somente os reajustes tarifários observados, mas também a variação do mercado e os impactos da pandemia COVID-19 durante o ano de 2021, conforme apresentado anteriormente.

**Número de consumidores** – O número de consumidores em 2021 apresentou uma queda de 1,8%, conforme tabela abaixo:

Número de Consumidores			
Classe	2020	2021	%
Residencial	2.504.771	2.562.073	-2,2%
Industrial	19.715	17.843	10,5%
Comercial	174.478	175.366	-0,5%
Rural	249.383	248.130	0,5%
Outros	26.121	26.434	-1,2%
<b>Total</b>	<b>2.974.468</b>	<b>3.029.846</b>	<b>-1,8%</b>

**Tarifas** – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica da RGE em 2021, atingiu R\$ 616,46/MWh, com aumento de 8,7% em relação a 2020. Tal variação decorre do efeito do Reajuste

Tarifário Anual (RTA), homologado por meio da Resolução Homologatória (REH) nº 2.697, de 15 de junho de 2020, vigente de 19 de junho de 2020 a 18 de junho de 2021.

Em 15 de junho de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.880, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 15,23%, sendo 16,68% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e - 1,45% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 9,95% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 5,88% e da Parcela B de 10,81%.

Em 1º de setembro de 2021, por meio da Resolução nº 3/2021, entrou em vigor a "Bandeira Escassez Hídrica", no valor de R\$ 14,20 a cada 100 kWh. A escassez hídrica onerou o caixa das distribuidoras no fim de 2021, dado que os custos de energia se elevaram em função do despacho de termelétricas movidas a combustível fóssil, e a Bandeira Tarifária Vermelha II não foi suficiente para cobrir tal déficit.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh <sup>1</sup>
Residencial	666,76
Comercial	675,47
Industrial	626,76
Rural	541,56
Outros	477,02

Para o cálculo das tarifas médias de fornecimento por classe foi considerado a Receita do Consumo e Demanda Ativa bruta e o mercado apurado para cada classe de consumo, conforme quadro mostrado no item "Comportamento de Mercado".

Tarifa por faixa de consumo	de 0 kWh a 50 kWh	Acima de 50 kWh
Tarifas brutas - R\$	944,07	1204,86

Para as tarifas por faixa de consumo foram consideradas as tarifas para a classe residencial de até 50 kWh e acima de 50 kWh, sendo a sua composição formada pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE), com tributos (ICMS, PIS e COFINS).

**Qualidade do fornecimento** – Os dois principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC (duração equivalente de interrupções por consumidor) e o FEC (frequência equivalente de interrupções por consumidor). A evolução desses indicadores é apresentada no quadro a seguir, detalhando os resultados das distribuidoras agrupadas:

Ano	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
2017	15,58	7,62
2018 <sup>1</sup>	14,44	6,10
2019	14,01	6,25
2020	10,83	5,27
2021	10,84	4,83

1. Considerando as empresas agrupadas.

**Atendimento ao consumidor** – A CPFL Energia, em seu compromisso de excelência no atendimento ao consumidor, possui uma ampla estrutura de atendimento presencial voltada para o cliente de baixa tensão, que são as Agências de Atendimento. Essa estrutura está presente em toda a área de concessão do Grupo CPFL, composto de 381 municípios, e é dimensionada para cumprir com qualidade e eficiência e presteza, as diretrizes regulatórias vigentes.

As Agências além de possibilitarem aos consumidores o atendimento às suas necessidades relativas aos serviços de distribuição de energia elétrica, realizam negociações de débitos de contas regulares e de irregularidade, recebem solicitações de ressarcimento de danos ou encaminham, bem como são responsáveis pelo relacionamento com imobiliárias e outros parceiros que também prestam serviços aos clientes.

Na RGE Sul, essa estrutura é composta por 17 agências de atendimento, 327 agentes credenciados (rede conveniada) e 632 imobiliárias, responsáveis por 5.091.993 mil atendimentos em 2021.

Além das Agências de Atendimento presencial e credenciados, as distribuidoras do Grupo CPFL estão sempre inovando na forma de se relacionarem com os consumidores, incentivando a utilização de novas formas de atendimento:

- Aplicativo CPFL Energia;
- Site CPFL;
- SMS;
- Whatsapp;
- Portal CPFL Empresas;
- E-mail;
- Totens de autoatendimento;
- Canais exclusivos para Imobiliárias, Condomínios, Agentes Públicos e Hospitais;
- Mídias Sociais (Facebook, Twitter, Colab, Reclame Aqui e Consumidor.gov).

*Call Center*: com capacidade de atendimento de 50 mil chamadas/dia que, aliado a outros canais de atendimento, absorve 4 milhões/mês de interação com os clientes, sem que com isto ocorra congestionamentos nos canais de atendimento;

**Tecnologia da informação** – O desenvolvimento das diversas áreas de negócios de uma Outorgada de energia depende substancialmente de soluções adequadas de Tecnologia da Informação, a qual permeia e dá suporte a praticamente tudo o que a Outorgada faz, mediante sistemas de informação (*software*), redes de computadores (comunicação lógica) e atendimento ao consumidor (processamento, suporte e infraestrutura).

Em 2021, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: (i) ARRC – Fase I; (ii) SPIR; (iii) PIX; (iv) Gestão de RH – Fase I; (v) Despacho Dinâmico de Serviços; (vi) Nota Fiscal Eletrônica; (vii) Projeto Sapiens; (viii) Projeto ADMS; (ix) CWSI Mitigação de risco; e (x) Projeto ADR.

**Desempenho econômico-financeiro** – Ressaltamos que os dados econômico-financeiros aqui publicados refletem as Demonstrações Contábeis Regulatórias e diferem dos resultados anteriormente publicados em IFRS.

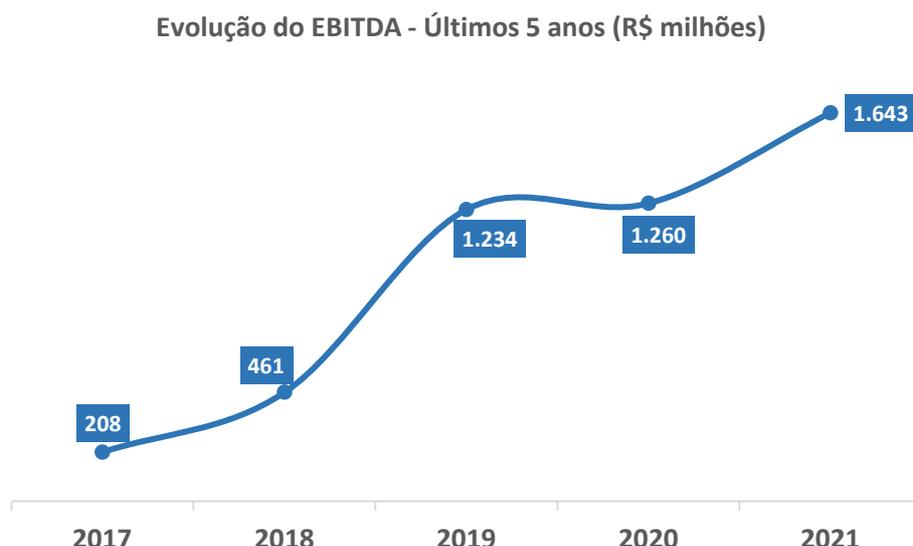
Em 2021, a RGE alcançou receita líquida de R\$ 8.858 milhões, um aumento de 26,4% (R\$ 1.853 milhões), em decorrência principalmente dos seguintes aumentos: (i) de R\$ 892 milhões no ativo e passivo financeiro setorial; (ii) de 16,0% (R\$ 743 milhões) na receita de fornecimento de energia elétrica; (iii) de 11,9% (R\$ 711 milhões) na disponibilização do sistema de transmissão e distribuição; (iv) de 361,2% (R\$ 230 milhões) na energia elétrica de curto prazo; e (v) de 17,2% (R\$ 117 milhões) nas doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos aumentos de 13,1% (R\$ 502 milhões) nos tributos e de 19,7% (R\$ 205 milhões) nos encargos de parcela A, e a redução de 30,6% (R\$ 132 milhões) no suprimento de energia elétrica.

Nos custos não gerenciáveis (Parcela A), houve um aumento de 29,4% (R\$ 1.408 milhões), devido aos aumentos de 20,5% (R\$ 786 milhões) na Energia Elétrica Comprada para Revenda e de 65,4% (R\$ 621 milhões) no Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição.

As despesas operacionais (Parcela B) em 2021 foram de R\$ 1.477 milhões, um aumento de 4,3% (R\$ 61 milhões).

<b>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</b>		
Em R\$ mil	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>581.855</b>	<b>518.361</b>
Amortização	452.849	454.451
Resultado Financeiro	309.604	113.075
Impostos Sobre o Lucro	298.368	174.525
<b>EBITDA</b>	<b>1.642.676</b>	<b>1.260.412</b>

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 1.643 milhões em 2021, um aumento de 30,3% (R\$ 382 milhões). Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:



Em 2021, a RGE apurou um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 310 milhões, um aumento

de 173,8% (R\$ 197 milhões). A Receita Financeira foi de R\$ 485 milhões, uma redução de 50,9% (R\$ 504 milhões), e a Despesa Financeira foi de R\$ 795 milhões, uma redução de 27,9% (R\$ 307 milhões).

Em 2021, a RGE apurou resultado líquido de R\$ 582 milhões, um aumento de 12,3% (R\$ 63 milhões).

**Investimentos** - Em 2021, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na RGE, totalizaram R\$ 1.226 milhões, um aumento de 56,0% em relação à 2020. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 6.690 milhões (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

### Evolução e Projeção dos Investimentos

R\$ em moeda constante de 31 de Dezembro de 2021								
Tab 9 - Plano de Desenvolvimento de Distribuição - R\$ Mil	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	Realizado	Realizado	Realizado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado
<b>AIS Bruto</b>	<b>723.128</b>	<b>785.761</b>	<b>1.226.074</b>	<b>1.488.762</b>	<b>1.077.020</b>	<b>1.123.297</b>	<b>1.383.591</b>	<b>1.617.595</b>
Transformador de Distribuição	69.679	84.701	115.329	36.472	37.887	39.899	41.963	44.166
Medidor	15.432	53.851	30.087	116.320	97.294	115.192	120.883	116.845
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	174.819	178.670	286.664	65.642	52.779	51.104	163.032	168.960
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	349.637	357.340	573.328	779.670	798.869	786.550	833.831	885.302
Redes Alta Tensão (69 kV)	56.007	28.182	51.569	61.650	27.241	14.526	44.989	74.474
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	2.962	4.793	68.206	49.906	14.747	31.400	73.993	108.920
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	9	8	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	68	38	177	755	1.068	809	823	937
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	14.672	41.760	59.033	228.955	13.377	75.582	57.210	95.102
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	6.298	11.911	17.653	149.392	33.758	8.235	46.867	122.889
Subestações Alta Tensão (primário maior igual a 230 kV)	10	71	-	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	33.544	24.436	24.018	-	-	-	-	-
<b>Obrigações Especiais do AIS Bruto</b>	<b>(30.604)</b>	<b>(45.303)</b>	<b>(49.555)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(30.604)	(45.303)	(49.555)	0	0	0	0	0
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros - Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

1. Considerando as empresas agrupadas.

## Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2021R	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P
<b>Plano de Investimentos 2021</b>	1.226.074	1.488.762	1.077.020	1.123.297	1.383.591	1.617.595

R\$ Mil	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
<b>Plano de Investimentos 2020</b>	1.133.913	1.343.895	1.168.404	1.262.859	1.445.135

<b>Diferença</b>	<b>8,1%</b>	<b>10,8%</b>	<b>-7,8%</b>	<b>-11,1%</b>	<b>-4,3%</b>
------------------	-------------	--------------	--------------	---------------	--------------

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2021 e de 2020 da RGE, é importante ressaltar que as obras previstas no PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição) são orientativas e, devido às variações de mercado ou de outros eventos, podem sofrer deslocamento no tempo e/ou alterações em seus escopos.

Adicionalmente, as justificativas dos desvios referentes ao ano de 2021 podem ser obtidas em detalhes através das críticas de obras do banco de dados do PDD disponível na ANEEL.

É importante ressaltar que os valores aqui apresentados diferem da previsão anteriormente publicada junto à CVM (Comissão de Valores Mobiliários), já que neste comparativo, é incluído apenas o PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição), que é somente voltado para ativos elétricos da Distribuição, enquanto os números divulgados junto à CVM incluem também investimentos em ativos não elétricos.

**Captações de recursos** – Para viabilizar o programa de investimentos, a RGE utilizou recursos de financiamentos via BNDES (R\$ 661,48 milhões) e a emissão de debêntures (R\$ 680 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia realizou captações sob amparo da Lei 4131 (R\$ 340 milhões) e a emissão de debêntures (R\$ 603 milhões).

**Valor adicionado** – Em 2021, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela RGE foi de R\$ 7.329 milhões, representando 51% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	<b>2021</b>	
	<u>R\$ mil</u>	<u>%</u>
<b>Pessoal e Encargos</b>	<b>348.593</b>	<b>4,8%</b>
Remuneração direta	201.750	2,8%
Benefícios	133.510	1,8%
F.G.T.S.	13.333	0,2%
<b>Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>5.396.825</b>	<b>73,6%</b>
Federais	2.228.682	30,4%
Estaduais	3.166.915	43,2%
Municipais	1.227	0,0%
<b>Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>606.542</b>	<b>8,3%</b>
Juros	572.085	7,8%
Aluguéis	34.457	0,5%
<b>Remuneração de capital próprio</b>	<b>976.685</b>	<b>13,3%</b>
Dividendo (incluindo adicional proposto)	927.850	12,7%
Lucros retidos	48.834	0,7%
<b>Total</b>	<b>7.328.645</b>	<b>100,0%</b>

Importante ressaltar que a distribuição apresentada na tabela acima, segue o que foi reportado nas Demonstrações Financeiras Societárias e que a Receita Operacional Bruta utilizada para calcular a representatividade do Valor Adicionado é a reportada nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, que em 2021 foi de R\$ 14.431.091 mil.

**Política de reinvestimento e distribuição de dividendos** – De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social.

A Companhia declarou, no exercício de 2021, na Assembleia Geral Extraordinária (AGE) de 07 de outubro, dividendos nos valores de R\$ 489.922 mil, utilizando-se do saldo da Reserva Reforço de Capital de Giro e R\$ 200.000 mil de dividendos intermediários. Na AGE de 10 de novembro foi aprovada a declaração de dividendos intermediários no valor de R\$ 136.000 mil.

O Dividendo adicional proposto, no montante de R\$ 591.850 mil, será deliberado na Assembleia Geral Ordinária (AGO) em abril de 2022.

**Composição acionária** – A RGE é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia, direta e indiretamente (por meio da CPFL Comercialização Brasil S.A.). Em 31 de dezembro de 2021, o capital social da RGE era de R\$ 2.831.534 mil, composto por 1.125.427 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.

**Planejamento Empresarial** – Desde 2002, A Diretoria de Estratégia e Inovação realiza o Planejamento Estratégico e para o grupo CPFL Energia, com aprovação do Conselho de Administração e o desdobramento para cada unidade de negócio e áreas corporativas.

O Plano Estratégico é realizado anualmente, para o ciclo de 5 anos. O processo segue as seguintes etapas:

Definição das macrotendências globais para o setor elétrico, com base em *desk research* e suporte dos especialistas internos;

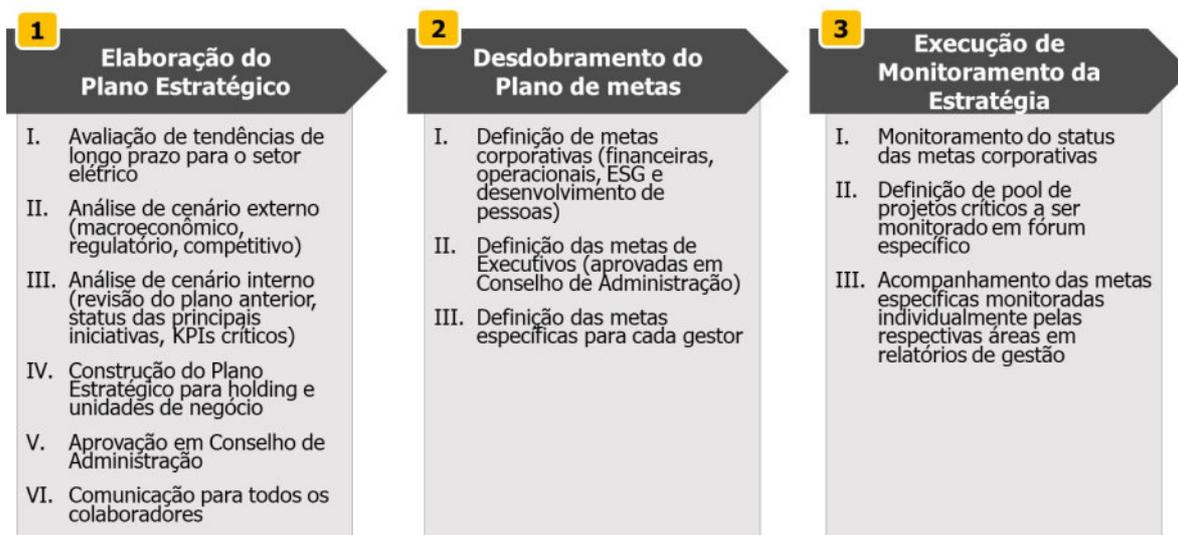
Análise de cenário externo suportadas por especialistas externos em temas críticos (Tendências do Mercado de Energia, Projeções Macroeconômicas; Cenário Competitivo; ESG; Digitalização e experiência do consumidor, entre outros);

Análise interna, com avaliação do status de atingimento das metas traçadas no ciclo anterior de Planejamento;

Construção do Planejamento Estratégico para o próximo ciclo de 5 anos.

Ao longo do processo, cada uma das etapas é validada junto à Diretoria Executiva, com aprovação final em Conselho de Administração, seguindo as melhores práticas de governança.

O desdobramento possibilita a visão de desempenho dos processos sob a responsabilidade de cada uma das VPs e Negócios, e é composto por três principais etapas (figura abaixo):



Paralelamente à elaboração do Plano Estratégico, acontece o planejamento orçamentário plurianual, administrado pela Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores, e submetido ao Conselho de Administração.

**Análises de Cenários Externo & Interno** – Na elaboração do Plano Estratégico, são realizadas análises de cenário externo com a ajuda de profissionais em diversos assuntos, como por exemplo:

- i. Tendências de Mercado (ex: mudanças tecnológicas, mudanças regulatórias, riscos de negócio)
- ii. Análises Macroeconômicas (ex: projeção de aumento de carga, crescimento de PIB, taxas de câmbio,)
- iii. Cenário Competitivo (ex: estratégia aparente de competidores, cenário de oportunidades e riscos em M&A)
- iv. Tendências ESG (ex: impactos socioambientais, governança, diversidade, reputação)
- v. Digitalização e experiência dos clientes (revisão de canais de atendimento, implementação de cultura de data analytics, mapeamento de jornadas do cliente)

O mesmo trabalho é realizado internamente, a partir da atualização das principais iniciativas, metas e indicadores do ciclo anterior. Nesse momento, também, avaliam-se os resultados e objetivos operacionais e financeiros.

A partir dessas análises, as principais tendências e oportunidades de cada negócio são mapeadas para o Planejamento Estratégico.

**Elaboração da Estratégia** – Com os status dos resultados do ano anterior e priorizando indicadores levantados nas avaliações de cenários considerando critérios de segurança, qualidade no atendimento, eficiência operacional, sustentabilidade do negócio e crescimento, são determinadas as novas iniciativas e diretrizes de negócio, com projetos prioritários e planos de ação necessários para atingir os objetivos, até a consolidação no Plano Estratégico, validado e aprovado no Conselho Administrativo.

**Desdobramento em Metas** – A etapa de desdobramento ocorre após a aprovação do Plano Estratégico, quando são analisados os resultados do ano anterior e elaboradas as metas e planos de ação para o próximo ano, alinhados ao orçamento aprovado.

Para o processo de metas e levantamento dos principais utilizadores da empresa, foi incorporado o uso da metodologia BSC (Balanced ScoreCard), dividindo os objetivos em 4 grandes perspectivas:

Financeira/Criação de Valor; Clientes/Partes Interessadas; Processos Internos; Capacidade Organizacional. A partir dessas perspectivas, foram mapeados os principais temas que acompanham a estratégia da empresa, detalhando para cada um desses temas os principais indicadores que podem ser utilizados para acompanhar seu desenvolvimento.

**Divulgação Planejamento Estratégico** – As principais diretrizes da estratégia são disseminadas para todos os colaboradores, incentivando o engajamento do colaborador; de modo a instigá-lo a criar valor e descobrir como sua área pode contribuir para o crescimento organizacional.

Os canais formais de divulgação são:

- Evento de divulgação com participação dos Executivos, com participação ativa dos colaboradores
- Vídeo com o resumo das principais diretrizes e iniciativas do Plano Estratégico
- Workshops nas áreas de negócio
- Campanhas internas – banners e cartazes em diversos locais
- Kit de divulgação para lideranças, com conteúdo sobre plano da holding e materiais customizados para cada unidade de negócio
- Quiz para engajamento dos colaboradores, com reconhecimento para os maiores pontuadores
- Portal de Planejamento Estratégico (intranet) – área onde é disponibilizada uma síntese dos principais direcionadores estratégicos do grupo e dos negócios.

A CPFL Energia conclui a divulgação das principais diretrizes do grupo para todos os stakeholders através da página de Relações com Investidores, por meio do resumo com as orientações fundamentais dos negócios e do grupo.

**Implementação & Monitoramento da Estratégia** – São acompanhadas e monitoradas ao longo do ano pela Diretoria de Estratégia e Inovação e pelas áreas de negócio por meio de ferramentas de gestão customizadas (relatórios de gestão, comitês de projetos com participação dos Executivos e Plataforma de Sustentabilidade), com planos de ação tempestivos elaborados à medida que se faça necessário.

**Sistemas de Gestão e programas da qualidade** – Em 2021, as atividades compreenderam:

- Recertificação das certificações dos Sistemas de Gestão, que compreendem as normas NBR ISO 9001 (Sistema de Gestão da Qualidade), NBR ISO 14001 (Sistema de Gestão Ambiental), ISO 45001 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho) e manutenção da certificação ISO/IEC 27001 (Sistema de Gestão da Segurança da Informação);
- Adesão de 100% das estações avançadas (EAs) ao Programa Colaborativo. As EAs da RGE Sul obtiveram resultado médio de 76% nas avaliações dos pilares do programa referente aos temas de Utilização, Organização e segurança, Limpeza e economia, Disciplina. Das 117 localidades operacionais que participam do programa 63% obtiveram avaliações superior à média e 29% pontuações cima de 90%;
- Prêmio ABRADDEE 2021 – Finalista nas categorias Responsabilidade Socioambiental, Gestão Operacional, Região Sul e Nacional;
- A Norma Zero foi revisada, aprovada em 2019 e publicada em 2020. Posterior, iniciou-se, de forma estruturada e planejada, a revisão e atualização dos 2.472 documentos. No período, ocorreu a atualização de 50% (1.245 documentos) da base.

**Recursos humanos** – Em 2021, a RGE investiu cerca de 4,4 milhões em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

O nosso compromisso é formar e desenvolver pessoas. Por isso, contamos com a Universidade CPFL, que tem o objetivo de preparar os colaboradores para os desafios do futuro e atender às mudanças dos negócios, a fim de promover uma cultura de multinegócios, inovação, agilidade e foco no cliente.

A Universidade atua como facilitadora, incentivando cada colaborador a assumir o protagonismo da própria carreira, por meio do aprendizado de *soft skills*, ou habilidades mentais, emocionais e sociais, que complementem a formação técnica e aprimorem o desenvolvimento. Frente a um ano tão desafiador, a Universidade CPFL estudou diferentes possibilidades de desenvolvimento online, a partir do contexto atual e novos modelos de trabalho remoto, a fim de continuar investindo na educação como caminho para ampliar o potencial de cada colaborador. Diferentes iniciativas foram lançadas nesse período, como: Portfólio Explore o Seu Potencial – cartela de cursos voltado para o autodesenvolvimento; palestras ao vivo com especialistas em temas comportamentais, cursos abertos e gratuitos em parceria com instituições nacionais, além da adaptação dos treinamentos presenciais para os formatos online, buscando inovação em ferramentas, dinamismo na entrega dos conteúdos e aplicação de cases reais e atividades práticas. Essas novidades permearam as ações das quatro escolas de ensino: Excelência Operacional, Excelência no Atendimento, Negócios e Inovação e Liderança.

A partir disso, em 2021, tivemos **+31 mil participações** em treinamentos, com **49 horas de treinamento** por colaborador neste período.

**Sustentabilidade** – A CPFL Santa Cruz mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável e, reforçando este compromisso, a *holding* CPFL Energia elaborou um Plano de Sustentabilidade 2020-2024 que abrange todos os seus negócios, com foco em três pilares – Energia sustentável, Soluções inteligentes e Valor compartilhado com a sociedade –, e em habilitadores fundamentais para nossa atuação - Ética, Transparência, Desenvolvimento de pessoas e inclusão. O Plano de Sustentabilidade 2020-2024 é desdobrado em 15 compromissos públicos e iniciativas de valor em diversas áreas da empresa. Mais informações estão disponíveis no Relatório Anual em [www.grupocpfl.com.br/institucional/relatorio-anual](http://www.grupocpfl.com.br/institucional/relatorio-anual) e [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

## RGE em números

Atendimento	2021	2020	%
Número de consumidores	3.029.846	2.974.468	1,9%
Número de empregados <sup>1</sup>	403	404	-0,2%
Número de consumidores por empregado	7.519	7.363	2,1%
Número de localidades atendidas	381	381	-
Número de agências	17	17	-
Número de postos de atendimento	344	344	-
Número de postos de arrecadação	-	-	-

Número de empregados: = número de atendentes agencia + 1 atendente por rede fácil.

Operacionais	2021	2020	%
Número de subestações	151	150	0,7%
Linhas de transmissão (Km)	4.698	4.620	1,7%
Linhas de distribuição (Km)	153.951	153.167	0,5%

<b>Mercado</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>%</b>
Área de concessão (Km <sup>2</sup> )	182.722	182.722	-
Demanda máxima (MWh/h)	4.151	4.254	-2,4%
Mercado atendido (GWh)	19.238	18.958	1,5%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.237	2.322	-3,7%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	602,31	505,81	19,1%
Residencial	609,31	527,54	15,5%
Comercial	616,86	525,19	17,5%
Industrial	564,84	456,19	23,8%
Rural	517,39	402,23	28,6%
DEC (horas)	10,84	10,83	0,1%
FEC (número de interrupções)	4,83	5,27	-8,3%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	31,28	30,37	3,0%

<b>Financeiros</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>%</b>
Receita operacional bruta (R\$ mil)	14.431.091	11.872.040	84,4%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	8.857.996	7.005.410	92,9%
Resultado da atividade (R\$ mil)	1.189.827	805.961	263,3%
Margem operacional do serviço líquida (%)	13,43%	11,50%	88,3%
EBITDA OU LAJIDA	1.642.676	1.260.412	0,0%
Lucro líquido (R\$ mil)	581.855	518.361	131,2%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	3.294.023	3.561.399	-12,0%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	17,66%	14,55%	162,8%
Endividamento (R\$ mil)	5.988.385	5.088.260	32,7%
Em moeda nacional (%)	76%	57%	-4,2%
Em moeda estrangeira (%)	24%	43%	6,1%

## **Agradecimentos**

Registramos nossos agradecimentos aos membros da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da RGE. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para o cumprimento da missão da RGE.

São Leopoldo, 26 de abril de 2022.

A Administração

**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
**CNPJ nº 02.016.440/0001-62**

**Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias em**  
**31 de dezembro de 2021 e 2020**  
**(Valores expressos em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)**

**1. CONTEXTO OPERACIONAL**

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Av. São Borja, 2.801, Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 381 municípios no Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais municípios estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo aproximadamente 3 milhões de consumidores.

**1.1. Setor Elétrico no Brasil**

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela ANEEL.

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seu contrato de concessão de longo prazo de venda de energia.

De acordo com o contrato de concessão de distribuição, a Companhia está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”); e (2) uma parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subsequentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Companhia, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B (“Ajuste Escalar”) para o período subsequente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Companhia pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Companhia solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

Consumidores livres são aqueles cuja demanda exceda a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento começou após julho de 1995. Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a

distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito através de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

A operação e administração da Rede Básica é atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – (“ONS”), pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL, e integrado pelos titulares de geração, transmissão, distribuição e também pelos consumidores com conexão direta à rede básica. O ONS tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do sistema interligado nacional.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.

## **1.2 Impactos da COVID-19**

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou que o coronavírus (COVID-19) é uma pandemia. O surto desencadeou decisões significativas de governos e entidades do setor privado, que somadas ao impacto potencial do surto à época, aumentaram de certa forma o grau de incerteza para os agentes econômicos e podem gerar impactos nas demonstrações financeiras. As principais economias do mundo e os principais blocos econômicos vêm estudando e implementando pacotes de estímulos econômicos para minimizar impactos econômicos que o COVID -19 vem provocando e ainda possa provocar.

A Administração tem avaliado de forma constante o impacto do surto nas operações e na posição patrimonial e financeira da Companhia, com o objetivo de implementar medidas apropriadas para mitigar os impactos nas operações. Até a data de autorização para emissão dessas demonstrações financeiras, as seguintes medidas foram tomadas e os principais assuntos que estão sob monitoramento constante estão listados a seguir:

- Implementação de medidas temporárias no quadro de funcionários, tais como planos de home office, adequação dos espaços coletivos para evitar aglomerações, e demais medidas aplicáveis, relacionadas à saúde;
- Negociação com fornecedores de equipamentos para avaliação de prazos de entregas tendo em vista o cenário da pandemia, sem que haja, até o momento, indicativos de riscos relevantes de atraso que possam impactar nas operações;
- Avaliação das condições contratuais com instituições financeiras relacionadas a empréstimos e financiamentos e pagamento com fornecedores, para mitigar eventuais riscos de liquidez;
- Monitoramento das variações de indexadores de mercado que poderiam afetar empréstimos, financiamentos e debêntures;
- Avaliação de eventuais renegociações com clientes, em função de retração macroeconômica. Tais renegociações estão sendo direcionadas, em sua maioria, através de deslocamentos temporais nas quantidades contratadas;
- Monitoramento de redução do mercado faturado pelo fechamento, assim como a retomada após as medidas de flexibilização, de estabelecimentos comerciais e industriais decorrente das medidas de enfrentamento à pandemia;
- Monitoramento de sobrecontratação em função da redução da carga e consequentes sobras de energia superiores aos 5% previstos nos requisitos regulatórios;
- Monitoramento da inadimplência, especialmente sob a luz da suspensão dos cortes por inadimplência para as subclasses residenciais de baixa renda a partir de 1 de abril até 30 de junho de 2021, o qual foi prorrogado até 30 de setembro de 2021, conforme REN nº 936 da ANEEL. Além de regras específicas a

serem atendidas para que possam ser efetuados os cortes nas demais classes consumidoras e restrições na cobrança de multa e juros por inadimplência.

Devido à relevância dos potenciais impactos mencionados, as autoridades do Setor Elétrico Brasileiro, em especial o Ministério de Minas e Energia (MME) e a ANEEL, adotaram algumas medidas durante o período:

- Isenção aos consumidores de baixa renda com consumo mensal de até 220 quilowatt-hora (kWh/mês) do pagamento da conta de energia elétrica, no período entre 1º de abril a 30 de junho de 2020, conforme previsto na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, custeada por meio de aportes da União ao fundo setorial CDE, conforme previsto na Medida Provisória nº 949, de 8 de abril de 2020;
- Reconhecimento das sobras resultantes da redução de carga das distribuidoras, decorrente dos efeitos da pandemia de COVID 19, como exposição contratual involuntária, a ser regulamentada pela ANEEL, conforme previsto na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, e no Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020;
- Criação da Conta COVID por meio da Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020 e regulamentada por meio do Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, e da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020.

A Conta COVID destinou-se a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas, total ou parcialmente, às concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, referentes: i) aos efeitos da sobrecontratação de abril a dezembro de 2020; ii) à constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA entre a data de homologação do último processo tarifário e dezembro de 2020; iii) à neutralidade dos encargos setoriais de abril a dezembro de 2020; iv) à postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data, enquanto perdurarem os efeitos da postergação; v) saldo da CVA reconhecido e diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, que não tenham sido totalmente amortizados; e vi) antecipação do ativo regulatório relativo à “Parcela B”.

A disponibilização de tais recursos (exceto para o item “iv” apresentado acima) foi limitada aos efeitos da pandemia estimados pela ANEEL para cada distribuidora, sendo: i) redução de faturamento e de arrecadação, até dezembro de 2020, decorrentes dos efeitos do estado de calamidade pública; e ii) valores estimados de diferimentos e parcelamentos de obrigações vencidas e vincendas relativas ao faturamento da demanda contratada para unidades consumidoras do Grupo A.

A CCEE contratou a operação de crédito para aportar recursos à Conta COVID e efetuou o repasse às distribuidoras até janeiro de 2021, conforme a necessidade declarada por elas individualmente, limitada aos valores homologados pela ANEEL. O pagamento dos recursos provenientes da operação de crédito está sendo feito por meio de encargo, denominado CDE COVID, homologado pela ANEEL e cobrado dos consumidores a partir dos processos tarifários de 2021 durante o tempo necessário para a quitação da referida operação.

Em julho de 2020 a Companhia declarou sua necessidade por meio de protocolo digital juntamente com o Termo de Aceitação constante do Anexo I da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020, considerando os itens “i” a “iii” citados acima em valor máximo equivalente à soma das reduções de faturamento e de arrecadação decorrente dos efeitos da calamidade pública, até dezembro de 2020, estimados pela ANEEL e constantes do Anexo II da mesma Resolução.

O efeito financeiro e econômico para a Companhia ao longo dos próximos meses dependerá do desfecho da crise e seus impactos macroeconômicos. A Companhia continuará monitorando constantemente os efeitos da crise e os impactos nas suas operações e nas demonstrações financeiras societárias e demonstrações contábeis regulatórias.

## **Reequilíbrio Econômico Financeiro**

Em decorrência dos efeitos das medidas restritivas adotadas pelo governo para conter o avanço da pandemia, a Companhia, assim como outras concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, sofreu impactos extraordinários e imediatos, sendo os principais a queda da receita em função da retração do mercado consumidor e redução da arrecadação pelo aumento da inadimplência.

Considerando os efeitos da pandemia e, tendo como base o contrato de concessão entre a Companhia e o Poder Concedente, por intermédio da ANEEL, assim como os artigos 9º e 10º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dentre outras previsões legais aplicáveis, a Companhia possui o direito ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, de forma que, em uma situação em que ônus gerados por eventos alheios à gestão dos riscos inerentes à operação, tais como, mas sem se limitar, a eventos categorizados como caso fortuito ou força maior, ou mesmo determinações do Poder Concedente que impactem a Companhia, devem ser ressarcidos à Companhia para reequilibrar a saúde econômico-financeira do contrato de concessão.

O Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, que regulamenta a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, prevê a análise pela ANEEL, em processo administrativo específico, da necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica, mediante solicitação das interessadas. Nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 885, de 23 de junho de 2020, a Agência, instaurou segunda fase da Consulta Pública nº 35 de 2020 (“CP35/2020”) no período entre 18 de agosto e 05 de outubro de 2020, com o objetivo de regular a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica.

Em continuidade ao processo de definição da regulamentação do restabelecimento do equilíbrio econômico das concessionárias distribuidoras durante a pandemia, a ANEEL abriu a 3ª Fase da Consulta Pública nº 35 no fim de 2020, na qual também foi discutido sobre as regras de alocação dos custos do empréstimo da Conta Covid e da sobrecontratação involuntária para o ano civil de 2020, reflexo do cenário de pandemia.

Concluída a terceira e última fase da CP35/2020, a Agência definiu as metodologias referentes à sobrecontratação involuntária de 2020, ao reequilíbrio econômico em função da queda de mercado e aumento da inadimplência durante a pandemia, bem como sobre o rateio do custo financeiro da Conta COVID, consubstanciadas na Resolução Normativa ANEEL nº 952, de 23 de novembro de 2021. A Companhia continua analisando os impactos causados pela pandemia e definirá quanto à necessidade de solicitar a recomposição do equilíbrio econômico em até 60 dias após a publicação, pela ANEEL, da projeção da receita irrecuperável realizada nos meses de março a dezembro de 2020, conforme definido no parágrafo 7 do Submódulo 2.10 do PRORET, homologado por meio da referida resolução normativa. Ademais, foi estimada e registrada a parcela do custo financeiro da Conta COVID a ser alocada nos processos tarifários de 2022.

## **2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

### **2.1 Base de preparação**

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidas e aprovadas pela ANEEL, as quais constam no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (“MCSE”), aprovado por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014, substituída em 2021 pela Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021, e também seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – (“CPC”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis emitidas e aprovadas pela ANEEL.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica,

faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa, podendo apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias, estas diferenças estão apresentadas e explicadas na nota 32, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas demonstrações contábeis regulatórias preparadas de acordo com estas práticas.

A Administração confirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis regulatórias estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão regulatória da Companhia.

A autorização para a conclusão destas demonstrações contábeis regulatórias foi dada pela Administração em 26 de abril de 2022.

Essas demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)) e da Companhia ([www.cpf.com.br](http://www.cpf.com.br)).

## **2.2 Base de mensuração**

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais, que são mensurados a cada data de reporte e registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo; e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado, cuja classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1 ou 2 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 29 de Instrumentos Financeiros e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

## **2.3 Uso de estimativas e julgamentos**

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Por definição, as estimativas contábeis podem divergir dos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação aos valores recuperáveis e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados);
- Nota 9 – Ativos e passivos financeiros setoriais (critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens);
- Nota 10 – Tributos diferidos: (reconhecimento de ativos em função de disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados);
- Nota 11 – Outros ativos circulantes (provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 12 – Imobilizado e intangível (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);

- Nota 14 – Empréstimos, financiamentos e Debêntures: (principais premissas para determinação do valor justo);
  - Nota 15 – Benefícios Pós-Emprego (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
  - Nota 18 – Provisão para litígios e depósitos judiciais e cauções (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos), e
  - Nota 29 – Instrumentos Financeiros - derivativos (principais premissas para determinação do valor justo).

## **2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação**

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações contábeis regulatórias estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

## **2.5 Segmento operacional:**

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica, na prestação de serviços de distribuição e disponibilidade de energia elétrica, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade. Consequentemente, a Companhia concluiu que a sua demonstração de resultados e as demais informações constantes nestas notas explicativas, apresentam as informações requeridas sobre seu único segmento operacional.

## **3 PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas que as adotadas nas Demonstrações Contábeis societárias apresentadas nas Demonstrações Financeiras de 2021 na nota explicativa 3 – Sumário das principais políticas contábeis, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

### **3.1 Imobilizado em serviço**

Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação regulatória compulsória, conforme determina a Resolução Normativa nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador (nota 12).

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da concessão. O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

### **3.2 Imobilizado em curso**

Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

A Companhia agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando

o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

No reconhecimento do custo do ativo imobilizado, as distribuidoras de energia têm incluído parte dos custos da administração central, o qual por sua vez é incluído no processo de revisão tarifária, ou seja, gerando benefícios econômicos futuros.

Nas demonstrações financeiras societárias, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão ainda em construção são registrados inicialmente como ativos de contrato, considerando o direito da Companhia de cobrar pelos serviços prestados aos consumidores ou receber uma indenização ao final da concessão para os ativos ainda não amortizados, em conformidade com o CPC 47 – Receita de contrato com cliente e com ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão. Os novos ativos são registrados inicialmente como ativos de contrato, mensurados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados. Após a entrada em operação dos ativos fica evidenciada a conclusão da obrigação de desempenho vinculada à construção, sendo os ativos então bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível. A parcela dos ativos da concessão que será integralmente amortizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão, sendo a parcela remanescente registrada como um ativo financeiro e avaliada com base no custo novo de reposição, tendo como referência os valores homologados pela ANEEL da Base de Remuneração de Ativos nos processos de revisão tarifária.

### **3.3 Intangível**

Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear e em conformidade às taxas estabelecidas pelo poder concedente.

Os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, são apropriados aos ativos intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

### **3.4 Obrigações especiais vinculadas à concessão**

Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, acrescidos do valor da reavaliação. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

### **3.5 Reserva de reavaliação e Reavaliação regulatória compulsória**

É realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social - nota explicativa nº 32.3.1.

A constituição da reavaliação se dá por meio do processo de revisão tarifária periódica, que no caso da Companhia ocorre a cada cinco anos. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 e suas atualizações. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela RGE, empresa incorporada pela RGE Sul em 04 de dezembro de 2018 por meio da Resolução Autorizativa ANEEL nº 7.499/2018, no processo de revisão tarifária na data-base 31/12/2017, foi aprovado pela Resolução Homologatória nº 2.401 de 12 de junho de 2018, demonstrado na Nota

Técnica nº 135/2018-SGT/ANEEL, de 07 de junho de 2018, e a última reavaliação registrada pela RGE Sul no processo de revisão tarifária na data-base 31/12/2017, foi aprovado pela Resolução Homologatória nº 2.385 de 17 de abril de 2018, demonstrado na Nota Técnica nº 076/2018-SGT/ANEEL, de 04 de abril de 2018.

### 3.6 Instrumentos financeiros

Em conformidade com o CPC 38, adotado pela ANEEL:

#### a) Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. A Companhia possui os seguintes principais ativos financeiros:

- a) Registrados pelo valor justo por meio do resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia gerencia estes ativos e toma decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Estes ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.
- b) Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após o reconhecimento inicial, reconhecidos pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.

#### b) Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento.

A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

- Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou, (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos, a contrapartida é o resultado.
- Mensurados ao custo amortizado: são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 29.

### 3.7 Redução ao valor recuperável (“*impairment*”)

#### - Ativos financeiros

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável que possa ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo, e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para empréstimos e recebíveis, mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos.

Recebíveis que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração, se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

A tendência histórica da probabilidade de inadimplência segue prazo de vencimento conforme MCSE, que são os critérios abaixo:

<u>Classe</u>	<u>Vencidos acima de:</u>
Residencial	90 dias
Comercial	180 dias
Demais classes	360 dias
Faturas diversas	180 dias
Parcelamento de débitos	90 dias. Em caso de atraso de uma parcela, todo o saldo é provisionado.

Adicionalmente, desde 2018, o saldo da Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa (“PCLD”) é ajustado com o valor da perda esperada, técnica essa utilizada na contabilidade societária a qual convive de forma harmoniosa com as regras do MCSE.

A técnica da contabilidade societária consiste em utilizar uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada de acordo com a classe de consumidor (Residencial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos), Outras Receitas e Receita Não Faturada, que totaliza na maioria um grande número de saldos pulverizados.

As taxas de perda esperada são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, fora calculada uma “Receita Ajustada”, refletindo a percepção da Companhia sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o prazo de vencimento do MCSE, adicionando o não faturado utilizando a receita do próprio mês.

Desta forma, com base nas premissas acima, é calculado um índice “Ajustado” de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa para o mês, que foi determinado dividindo-se a “PCLD Real” pela “Receita Ajustada” de cada mês. Na sequência, a PCLD é estimada mensalmente, considerando a média móvel respectiva dos meses dos índices mensais “Ajustados”, e aplicada sobre a receita real do mês corrente.

Com base neste critério, o percentual de PCLD a ser aplicado é alterado mensalmente, na medida em que é calculada a média móvel.

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro, custo amortizado é reconhecida pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.

#### **- Ativos não financeiros**

Os ativos não financeiros sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos (ex: ágio) são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser

revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

### **3.8 Novo MCSE a partir de janeiro de 2022:**

A ANEEL, através do Despacho nº 2.904 de 17 de setembro de 2021, no uso da atribuição que lhe foi delegada por meio da Resolução Normativa nº 814, de 2018, substituída pela Resolução Normativa nº 933, de 2021, decide: (i) revisar o MCSE, na dimensão procedimental; (ii) revogar a versão 2015 do MCSE, aprovada pela Resolução Normativa nº 605, de 2014, substituída pela Resolução Normativa nº 933/2021; e aprovar a versão 2022 do MCSE, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2022.

As principais alterações são:

- a) Consideração do CPC 06 (R2) Arrendamentos: a aplicação deste CPC deverá se restringir aos bens administrativos, ou seja, aqueles que não estão diretamente vinculados às instalações de energia elétrica;
- b) Alteração da Instrução Contábil 6.3.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa: basicamente em função da consideração do CPC 48 nas demonstrações financeiras regulatórias;
- c) Alteração da Instrução Contábil 6.3.4 Ativo e passivo financeiro setoriais: basicamente para passar a considerar a natureza ativa ou passiva pelo valor líquido de cada ciclo tarifário, sendo os ciclos: (i) ciclo tarifário em diferimento e (ii) ciclo tarifário em amortização. Portanto, haverá saldo ativo ou passivo em constituição para o ciclo em diferimento e saldo ativo ou passivo em amortização para o ciclo homologado;
- d) Alteração da Instrução Contábil 6.3.6.1 Desativações: basicamente criando novas contas com detalhes como a segregação em alienação e desativação e bens reversíveis e não reversíveis;
- e) Alteração da Instrução Contábil 6.3.22 Aspectos socioambientais: basicamente regras para imobilizar ou despesar os gastos;
- f) Alteração da Instrução Contábil 6.3.26 Base de Cálculo das Obrigações Legais de Investimento em Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - EE: basicamente criação de contas;
- g) Bandeiras Tarifárias: conforme técnica de funcionamento 7.2.22. Ativos e passivos financeiros setoriais, a bandeira tarifa faturada, passará a ser registrada como ativo ou passivo financeiro setorial no momento do faturamento, anulando o efeito na Receita operacional bruta. Quando a bandeira for homologada, será uma reclassificação para as contas específicas de CVA conforme despacho da referida homologação;
- h) Variação cambial do fornecedor Itaipu: alteração na técnica de funcionamento 7.2.75 Fornecedores, incluindo a forma de registro para a variação cambial do fornecedor Itaipu que passará a ser em Suprimento de energia elétrica para confronto com a receita de ativos e passivos financeiros setoriais, não afetando, desta forma, o Resultado do Serviço das Companhias.

Com base em avaliação preliminar, a Administração acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras regulatórias.

## **4 DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO**

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

A Companhia determinou o valor justo como o valor pelo qual um ativo pode ser negociado, ou um passivo liquidado, entre partes interessadas, conhecedoras do negócio e independentes entre si, com a ausência de fatores que pressionem para a liquidação da transação ou que caracterizem uma transação compulsória.

## - Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A - Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 29) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

### Valor reavaliado de um ativo:

O ativo imobilizado e intangível é contabilizado pelo custo de aquisição deduzidos da depreciação acumulada. Os valores são acrescidos da parcela de reavaliação de ativo homologado pela ANEEL por meio do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 e suas atualizações.

## 5 CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Saldos bancários	55.033	73.273
Aplicações financeiras	267.404	319.328
Títulos de crédito privado (a)	261.052	82.086
Operações compromissadas (b)	6.351	237.242
<b>Total</b>	<b><u>322.437</u></b>	<b><u>392.601</u></b>

- a) Corresponde a operações de curto prazo em CDBs no montante de R\$ 261.053 (R\$ 82.086 em 31 de dezembro de 2020), realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101,93% do CDI (98,61% do CDI em 31 de dezembro de 2020).
- b) Representa valores aplicados em operações compromissadas em debêntures e remuneração equivalente, na média de 86,50% do CDI (79,46% do CDI em 31 de dezembro de 2020), possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito..

## 6 CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados					Total em 31/12/2021	Total em 31/12/2020	
	Correntes a Vencer		Correntes Vencidas				Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos					
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos			
<b>Fornecimento de Energia</b>	<b>1.036.580</b>	<b>264.985</b>	<b>31.469</b>	<b>10.162</b>	<b>37.043</b>	<b>(58.762)</b>	<b>14.954</b>	<b>71.919</b>	<b>23.965</b>	<b>17.150</b>	<b>(51.617)</b>	<b>1.397.848</b>	<b>1.385.410</b>	
Residencial	406.655	197.687	22.212	555	1.239	(33.813)	14.816	35.989	15.164	7.476	(34.740)	633.243	540.838	
Industrial	14.977	16.000	1.069	2.305	13.308	(8.389)	-	58	175	3.995	(4.916)	38.582	43.679	
Comercial	102.282	30.947	5.353	4.399	9.111	(9.515)	-	12.076	1.498	5.148	(9.597)	151.703	136.098	
Rural	65.810	17.089	2.312	2.185	5.947	(5.386)	129	1.749	461	530	(2.193)	88.633	76.061	
Poderes Públicos	17.588	1.753	341	713	6.417	(1.657)	1	2.735	18	-	(23)	27.885	20.614	
Iluminação Pública	30.461	291	1	-	1.004	-	-	19.299	6.648	-	(148)	57.556	54.238	
Serviço Público	16.862	336	-	-	2	(2)	8	12	-	-	-	17.218	15.147	
Serviço Taxado	2.500	882	180	5	15	-	-	-	-	-	-	3.582	3.891	
Fornecimento Não Faturado	380.271	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	380.271	495.286	
(-) Arrecadação Processo Classif.	(826)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(826)	(443)	
Participação Financeira	809	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	809	811	
Outros consumidores	80.125	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80.125	98.847	
<b>Consumidores</b>	<b>1.117.515</b>	<b>264.985</b>	<b>31.469</b>	<b>10.162</b>	<b>37.043</b>	<b>(58.762)</b>	<b>14.954</b>	<b>71.919</b>	<b>23.965</b>	<b>17.150</b>	<b>(51.617)</b>	<b>1.478.782</b>	<b>1.485.068</b>	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	21.893	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.893	28.932	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	759	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	759	866	
Energia Elétrica de Curto Prazo	78.421	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.421	-	
<b>Concessionárias e Permissionárias</b>	<b>101.073</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>101.073</b>	<b>29.798</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>1.218.588</b>	<b>264.985</b>	<b>31.469</b>	<b>10.162</b>	<b>37.043</b>	<b>(58.762)</b>	<b>14.954</b>	<b>71.919</b>	<b>23.965</b>	<b>17.150</b>	<b>(51.617)</b>	<b>1.579.856</b>	<b>1.514.866</b>	
												<b>Circulante</b>	<b>1.500.166</b>	<b>1.405.990</b>
												<b>Não Circulante</b>	<b>79.690</b>	<b>108.877</b>
													<b>1.579.856</b>	<b>1.514.867</b>

## Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”)

O detalhamento da metodologia de provisão está descrito nas notas 3.7 – Redução ao valor recuperável (“*Impairment*”).

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir

	<b>Consumidores, concessionárias e permissionárias</b>
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>(78.461)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(129.188)
Recuperação de receita	49.391
Baixa de contas a receber provisionadas	76.360
<b>Saldo em 31/12/2020</b>	<b>(81.897)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(170.141)
Recuperação de receita	59.479
Baixa de contas a receber provisionadas	82.180
<b>Saldo em 31/12/2021</b>	<b>(110.379)</b>

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

## 7 TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<b><u>Circulante</u></b>		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	14.001	3.367
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	20.857	14.546
ICMS a compensar	77.027	64.368
Programa de integração social - PIS	249	280
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	1.149	1.293
Instituto nacional de seguridade social - INSS	8	8
Outros	48	48
<b>Total</b>	<b>113.339</b>	<b>83.911</b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
Contribuição social a compensar - CSLL	174	125
Imposto de renda a compensar - IRPJ	2.576	2.440
ICMS a compensar	108.726	86.436
Programa de integração social - PIS	826	812
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.802	3.738
Outros	671	671
<b>Total</b>	<b>116.776</b>	<b>94.222</b>

**Imposto de renda e contribuição social a compensar** – Referem-se principalmente a constituição de crédito de imposto sobre lucro líquido e retenções de órgão público.

**Imposto de renda retido na fonte – IRRF** - Refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras.

**ICMS a compensar** – Refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativo imobilizado.

## 7.1 Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS:

<u>Ativo</u>	<u>31/12/2021</u>
<u>Circulante</u>	
PIS sobre ICMS	84.190
COFINS sobre ICMS	394.014
<b>Total circulante</b>	<b>478.204</b>
<u>Não circulante</u>	
PIS sobre ICMS	411.080
COFINS sobre ICMS	1.872.647
<b>Total não circulante</b>	<b>2.283.726</b>
<u>Passivo</u>	<u>31/12/2021</u>
<u>Não circulante</u>	
PIS/COFINS devolução consumidores	(2.768.506)
<b>Total não circulante</b>	<b>(2.768.506)</b>

Em fevereiro de 2021, a Companhia obteve o trânsito em julgado em sua ação judicial, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de junho de 2002). Como resultado no 1º trimestre de 2021 a Companhia registrou ativo de tributos compensáveis e passivo com consumidores outras contas a pagar no montante de R\$ 2.197.769. Em junho de 2021 no reajuste tarifário foi considerada a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário de R\$ 228.800.

Do montante destacado anteriormente já foram compensados ao longo de 2021 R\$ 236.556.

Tendo em vista (i) a decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE nº 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (ii) nos termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, no 2º trimestre 2021 a Companhia registrou ativo de tributos compensáveis e passivo com consumidores no montante de R\$ 739.273, relacionado a RGE (empresa incorporada em dezembro de 2018), embora a ação desta empresa ainda não tenha transitado em julgado.

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, a Companhia entende que a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos após o trânsito em julgado de ação judicial está limitada ao prazo prescricional dos últimos 10 anos. Tal posicionamento foi inclusive externado pela Companhia através de contribuição apresentada no processo da Consulta Pública da ANEEL nº 05/2021, ainda sem conclusão por aquele Órgão.

Logo, a decisão contábil da Companhia de, neste momento, não registrar qualquer crédito tributário em seu favor não significa qualquer renúncia de direito, mas serve tão somente para refletir o posicionamento da referida Consulta Pública em andamento pela ANEEL.

## 8 INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

	<u>Circulante</u>		<u>Não Circulante</u>	
	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Aplicação direta (a)	3.568	757.705	-	-
Outros (b)	11.613	-	-	70
<b>Total</b>	<b>15.181</b>	<b>757.705</b>	<b>-</b>	<b>70</b>

a) Representa valores em debêntures de emissão própria mantidas em tesouraria com remuneração equivalente, na média de 109,75% do CDI e em 31 de dezembro de 2020 são valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira do Tesouro (“LFT”) e títulos de capitalização, cuja remuneração é equivalente, à média de 100% da SELIC.

b) Em 31 de dezembro de 2021, o saldo representava valores aplicados em títulos da dívida pública, por meio de cotas de fundos de investimentos da CEF – Caixa Econômica Federal, destinando-se a composição de garantias contratuais em financiamentos junto ao BNDES, cujo a remuneração média era equivalente à 100% do CDI.

## 9 ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

A movimentação das contas de Ativos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2020	Adição	Amortização	Atualização monetária	Perdas	Recebimento conta de comercialização de Itaipu (c)	Transferências	Saldo em 31/12/2021	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA Ativa (a)</b>	<b>830.004</b>	<b>1.951.545</b>	<b>(583.420)</b>	<b>47.455</b>	<b>(13.527)</b>	<b>(95.186)</b>	<b>(127.506)</b>	<b>2.009.362</b>	<b>317.206</b>	<b>1.692.156</b>	<b>1.225.870</b>	<b>783.491</b>
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	67.150	679.622	(28.561)	13.341	-	-	(17.095)	714.457	30.252	684.205	397.661	316.796
Custo de Energia Itaipu	512.045	636.635	(362.967)	21.436	(15.213)	(95.186)	-	696.750	175.561	521.189	455.432	241.317
Proinfa	-	15.774	(7.296)	462	-	-	(2.142)	6.798	6.798	-	6.798	-
Transporte de Rede Básica	120.551	54.097	(78.574)	5.422	-	-	(1.221)	100.275	38.303	61.972	71.581	28.694
Transporte de Energia - Itaipu	22.567	(3.400)	(12.510)	728	-	-	(196)	7.090	7.090	-	7.089	-
ESS/EER	72.666	533.438	(40.356)	4.440	1.686	-	(103.545)	468.330	43.536	424.794	271.644	196.686
CDE	35.024	35.379	(53.056)	1.626	-	-	(3.307)	15.666	15.666	-	15.666	-
<b>Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)</b>	<b>42.174</b>	<b>273.483</b>	<b>(37.562)</b>	<b>5.872</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>(13.842)</b>	<b>270.128</b>	<b>18.421</b>	<b>251.707</b>	<b>153.585</b>	<b>116.544</b>
Neutralidade da Parcela A	11.574	2.750	(2.886)	44	2	-	17.177	28.663	-	28.663	15.391	13.271
Sobrecontratação de Energia	14.843	64.867	(23.346)	605	-	-	(47.564)	9.406	9.406	-	9.406	-
Diferimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	-	215.343	(6.678)	5.178	-	-	13.022	226.864	6.321	220.543	124.750	102.114
Outros	15.756	(9.477)	(4.652)	45	-	-	3.523	5.195	2.694	2.501	4.037	1.158
<b>Total Ativos Financeiros Setoriais</b>	<b>872.178</b>	<b>2.225.028</b>	<b>(620.982)</b>	<b>53.327</b>	<b>(13.525)</b>	<b>(95.186)</b>	<b>(141.348)</b>	<b>2.279.492</b>	<b>335.627</b>	<b>1.943.865</b>	<b>1.379.455</b>	<b>900.037</b>

A movimentação das contas de Passivos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2020	Adição	Amortização	Atualização monetária	Perdas	Homologação da devolução do crédito de PIS/COFINS	Transferências	Saldo em 31/12/2021	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA Passiva (a)</b>	<b>199.367</b>	<b>730.159</b>	<b>(149.395)</b>	<b>8.207</b>	<b>(13.522)</b>	<b>-</b>	<b>(127.506)</b>	<b>647.310</b>	<b>-</b>	<b>647.310</b>	<b>347.597</b>	<b>299.713</b>
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	56.561	578.818	(50.397)	4.786	1.760	-	(17.095)	574.432	-	574.432	308.463	265.971
Custo de Energia Itaipu	16.691	(1.389)	-	(20)	(15.282)	-	-	-	-	-	-	-
Proinfa	10.031	(1.270)	(6.647)	28	-	-	(2.142)	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	-	-	-	1.221	-	-	(1.221)	-	-	-	-	-
Transporte de Energia - Itaipu	-	971	-	164	-	-	(196)	939	-	939	504	435
ESS/EER	108.262	115.892	(92.351)	1.148	-	-	(103.545)	29.407	-	29.407	15.791	13.616
CDE	7.822	37.137	-	880	-	-	(3.307)	42.531	-	42.531	22.838	19.692
<b>Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)</b>	<b>493.133</b>	<b>486.179</b>	<b>(430.747)</b>	<b>22.790</b>	<b>(3.507)</b>	<b>228.800</b>	<b>(13.842)</b>	<b>782.806</b>	<b>288.564</b>	<b>494.240</b>	<b>435.861</b>	<b>346.944</b>
Neutralidade da Parcela A	27.459	(5.343)	(8.824)	-	-	-	17.177	30.470	8.353	22.116	20.229	10.240
Sobrecontratação de Energia	21.272	170.538	-	2.336	-	-	(47.564)	146.581	-	146.581	78.712	67.869
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	149.733	(35.170)	(7.751)	8.438	-	-	13.022	128.272	7.338	120.935	8.738	119.534
Outros	294.669	356.154	(414.172)	12.016	(3.507)	228.800	3.523	477.483	272.873	204.609	328.182	149.301
<b>Total Passivos Financeiros Setoriais</b>	<b>692.501</b>	<b>1.216.338</b>	<b>(580.142)</b>	<b>30.995</b>	<b>(17.029)</b>	<b>228.800</b>	<b>(141.348)</b>	<b>1.430.116</b>	<b>288.565</b>	<b>1.141.551</b>	<b>783.458</b>	<b>646.658</b>

### a) CVA - Conta de compensação de variação de custos da “Parcela A”

Refere-se ao mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Atualmente, os principais gastos considerados como custos não gerenciáveis são:

- Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
- Energia Elétrica Comprada para Revenda;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“PROINFA”);
- Encargos de Serviço do Sistema (“ESS”) e Encargos de Energia de reserva (“EER”);
- Rede Básica;
- Repasse de Itaipu;
- Transporte de Itaipu.

Os itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela - CVA” são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, no período de 19 de abril de 2019 a 18 de abril de 2020, entre os valores apurados dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

A recuperação CVA foi iniciada em 19 de junho de 2021, logo após o final da vigência do Reajuste Tarifário anual de junho de 2021 - RTA, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação, ou seja, a RTA não alterou o mecanismo de compensação.

Os créditos da Parcela “A” são atualizados pela variação da SELIC até o mês efetivo da sua compensação, não havendo limite de prazo para sua realização.

À medida que os valores da Parcela “A” são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado.

#### **b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais**

##### **i) Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A**

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre a receita relativa a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

##### **ii) Sobrecontratação**

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

**iii) Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifaria Periódica:** refere-se aos componentes financeiros referentes a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores.

##### **iv) Outros Componentes Financeiros**

Refere-se principalmente à: (i) efeito tarifário decorrente de acordo bilateral entre partes signatárias de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR; (ii) recálculos de processos tarifários anteriores; e (iii) garantias financeiras nas contratações de energia.

**c) Recebimento da conta de Comercialização de Itaipu:** Em função do saldo positivo da Conta de Comercialização de ITAIPU em 2020, a Companhia recebeu dessa conta o montante de R\$ 95.186 para minimizar o impacto tarifário a todos os consumidores no Reajuste Tarifário Anual – RTA de junho de 2021, conforme disposto no Decreto nº 10.665/21. Tal recurso será cobrado posteriormente de todos os consumidores para devolução à Conta de Comercialização de ITAIPU, quando então será oferecido como bônus aos consumidores residenciais e rurais, nos termos do art. 21 da Lei nº 10.438/02.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

## 10 TRIBUTOS DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias são demonstrados como segue:

	31/12/2021		31/12/2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Benefício Fiscal do intangível incorporado</b>	<b>39.513</b>	<b>127.397</b>	<b>41.629</b>	<b>136.137</b>
<b>Bases negativas/Prejuízos Fiscais</b>	<b>52.952</b>	<b>149.240</b>	<b>92.836</b>	<b>259.286</b>
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>	<b>6.123</b>	<b>17.007</b>	<b>(39.151)</b>	<b>(108.752)</b>
Provisões para litígios	19.782	54.951	21.195	58.874
Entidade de previdência privada	531	1.476	(791)	(2.198)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	11.940	33.165	9.364	26.011
Provisão energia livre	313	870	313	870
Programas de P&D e eficiência energética	1.261	3.502	4.897	13.604
Provisão relacionada a pessoal	1.439	3.996	1.465	4.071
Derivativos	(42.225)	(117.291)	(74.327)	(206.465)
Marcação a mercado - Derivativo	8.467	23.520	(5.897)	(16.381)
Marcação a mercado - Dívidas	(13.091)	(36.363)	(72)	(200)
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	2.863	7.953	3.555	9.875
Perdas atuariais (CPC)	-	-	644	1.790
Outros	14.842	41.228	503	1.396
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado</b>	<b>(48.101)</b>	<b>(133.614)</b>	<b>(59.332)</b>	<b>(164.812)</b>
Reavaliação regulatória compulsória	(62.088)	(172.466)	(74.642)	(207.339)
Perdas atuariais (CPC)	13.987	38.852	15.310	42.527
<b>Total</b>	<b>50.485</b>	<b>160.030</b>	<b>35.981</b>	<b>121.860</b>

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de bases negativas e prejuízo fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis e benefício fiscal do intangível incorporado, está baseada nas projeções de resultados futuros.

Os créditos tributários constituídos com base em projeções orçamentárias elaboradas pela administração da Companhia serão realizados até o final do contrato de concessão.

### 10.1 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. Nos exercícios de 2021 e 2020, a taxa anual de amortização aplicada foi de 4,11%.

### 10.2 – Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de bases negativas, prejuízos fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado, estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

### Expectativa de recuperação

2023	242.055
2024	132.896
2025	61.054
2026	44.792
2027 a 2028	173.243
<b>Total</b>	<b>654.040</b>

### 10.3 - Reconciliação das taxas efetivas e nominais da provisão para o imposto de renda e contribuição social

	2021		2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>	<b>880.223</b>	<b>880.223</b>	<b>692.886</b>	<b>692.886</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Amortização de intangível Adquirido	-	44	-	44
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(10.628)	(10.628)	(10.881)	(10.881)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	52.935	52.935	44.506	44.506
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(33.474)	(49.161)	(1.461)	(1.521)
<b>Base de cálculo</b>	<b>889.056</b>	<b>873.412</b>	<b>725.050</b>	<b>725.033</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Crédito (Débito) fiscal apurado</b>	<b>(80.015)</b>	<b>(218.353)</b>	<b>(65.254)</b>	<b>(181.258)</b>
Crédito (Débito) fiscal reconhecido, líquido	-	-	19.055	52.932
	<b>(80.015)</b>	<b>(218.353)</b>	<b>(46.199)</b>	<b>(128.326)</b>
<b>Total</b>				
Corrente	(90.154)	(244.397)	(4.297)	(9.965)
Diferido	10.139	26.044	(41.902)	(118.361)

(\*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

### 10.4 - O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido:

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido, em Outros resultados abrangentes, nos exercícios de 2021 e 2020 foram os seguintes:

	2021		2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Perdas/ (ganhos) atuariais</b>	(11.413)	(11.413)	(9.904)	(9.904)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(12.024)	(12.024)	9.069	9.069
<b>Base de cálculo</b>	<b>(23.437)</b>	<b>(23.437)</b>	<b>(835)</b>	<b>(835)</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Tributos apurados</b>	<b>2.109</b>	<b>5.860</b>	<b>75</b>	<b>210</b>
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	(787)	(2.185)	297	822
<b>Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais</b>	<b>1.322</b>	<b>3.675</b>	<b>372</b>	<b>1.032</b>
Reserva de reavaliação	93.718	93.718	97.901	97.901
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Tributos em outros resultados abrangentes sobre reserva de reavaliação</b>	<b>8.435</b>	<b>23.430</b>	<b>8.811</b>	<b>24.475</b>
<b>Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes</b>	<b>9.757</b>	<b>27.105</b>	<b>9.183</b>	<b>25.507</b>

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

## 11 OUTROS ATIVOS CIRCULANTES

	31/12/2021	31/12/2020
Adiantamentos - fornecedores	11.033	1.662
Serviços prestados a terceiros	10.368	7.494
Contas a receber - CDE	62.917	61.302
Adiantamentos a funcionários	6.483	6.165
Faturas diversas	17.420	19.398
Arrendamentos e alugueis de postes	17.278	12.078
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumidor de Energia Elétrica a receber	96.478	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(18.256)	(18.065)
Outros	11.480	15.503
<b>Total</b>	<b>215.202</b>	<b>105.538</b>

**Contas a receber – CDE** – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 11.877 (R\$ 9.260 em 31 de dezembro de 2020); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 51.040 (R\$ 52.042 em 31 de dezembro de 2020) (nota 22.3).

**Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica a receber:** criado pelo Governo Federal no âmbito da Câmara de Regras Excepcionais para a Gestão Hidroenergética (CREG) como uma das medidas para enfrentamento do pior cenário de escassez hídrica da história do país. Os consumidores que reduziram o consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10% (dez por cento), limitado a 20% (vinte por cento), no período de setembro a dezembro de 2021 comparado ao de setembro a dezembro de 2020, receberam bônus no valor de R\$ 50,00 (cinquenta reais) para cada 100 (cem) kWh reduzido, desde que possuíssem histórico de medição. O referido bônus será custeado por encargo setorial específico, denominado Encargos de Serviço do Sistema (ESS), a ser repassado pela CCEE às distribuidoras. O saldo em Outros ativos circulantes no montante de R\$ 96.478 representa o valor a receber em função do citado programa e o saldo em Outros passivos circulantes representa o bônus concedido aos consumidores, sendo que deste montante R\$ 2 já foram pagos durante o exercício de 2021. O bônus será concedido aos consumidores nas faturas de janeiro e fevereiro de 2022, sendo que o reembolso às distribuidoras se dará na contabilização da CCEE de janeiro, a ser liquidada em março deste mesmo ano.

### **Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”):**

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está detalhada abaixo:

	Outros Ativos Circulantes
Saldo em 31/12/2019	(18.179)
Provisão revertida (constituída) líquida	114
Saldo em 31/12/2020	(18.065)
Provisão revertida (constituída) líquida	(191)
Saldo em 31/12/2021	(18.256)

## 12 IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2021			2020
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
<b>Distribuição</b>	<b>3,85%</b>	<b>13.073.467</b>	<b>(5.278.137)</b>	<b>7.795.331</b>	<b>7.065.333</b>
Custo Histórico		10.217.208	(3.255.118)	6.962.090	6.128.740
Reavaliação		2.856.260	(2.023.019)	833.241	936.592
<b>Administração</b>	<b>10,39%</b>	<b>91.466</b>	<b>(51.893)</b>	<b>39.574</b>	<b>33.586</b>
Custo Histórico		72.295	(35.983)	36.312	29.063
Reavaliação		19.172	(15.910)	3.262	4.523
<b>Subtotal</b>		<b>13.164.934</b>	<b>(5.330.029)</b>	<b>7.834.904</b>	<b>7.098.919</b>
<b>Em Curso</b>					
		676.504	-	676.504	637.916
Distribuição		636.026	-	636.026	606.060
Administração		40.478	-	40.478	31.856
<b>Subtotal</b>		<b>676.504</b>	<b>-</b>	<b>676.504</b>	<b>637.916</b>
<b>Total</b>		<b>13.841.438</b>	<b>(5.330.029)</b>	<b>8.511.408</b>	<b>7.736.835</b>

A composição do intangível é como segue:

Ativo Intangível	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2021			2020
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
<b>Distribuição</b>	<b>18,98%</b>	<b>191.828</b>	<b>(82.875)</b>	<b>108.953</b>	<b>106.896</b>
Custo Histórico		151.566	(70.040)	81.527	79.432
Reavaliação		40.262	(12.835)	27.427	27.464
<b>Administração</b>	<b>20,00%</b>	<b>523.654</b>	<b>(461.946)</b>	<b>61.708</b>	<b>61.368</b>
Custo Histórico		350.630	(288.936)	61.694	61.262
Reavaliação		173.024	(173.009)	14	106
<b>Subtotal</b>		<b>715.482</b>	<b>(544.820)</b>	<b>170.662</b>	<b>168.263</b>
<b>Em Curso</b>					
		82.652	-	82.652	73.147
Distribuição		42.774	-	42.774	28.478
Administração		39.878	-	39.878	44.668
<b>Subtotal</b>		<b>82.652</b>	<b>-</b>	<b>82.652</b>	<b>73.147</b>
<b>Total</b>		<b>798.134</b>	<b>(544.820)</b>	<b>253.314</b>	<b>241.411</b>

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2021	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2021	Valor Líquido em 31/12/2020
<b>Distribuição</b>	<b>12.551.442</b>	<b>849</b>	<b>(716.813)</b>	<b>1.237.419</b>	<b>571</b>	<b>13.073.467</b>	<b>521.455</b>	<b>(5.278.137)</b>	<b>7.795.331</b>	<b>7.065.333</b>
Terrenos	89.786	-	(35)	-	-	89.751	(35)	-	89.751	89.786
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	267.664	-	(2.575)	4.674	-	269.762	2.099	(186.414)	83.349	84.393
Máquinas e Equipamentos	12.017.492	849	(671.993)	1.225.224	15.474	12.587.047	554.080	(5.018.680)	7.568.366	6.825.732
Veículos	147.714	-	(29.038)	6.312	(14.904)	110.083	(22.726)	(63.323)	46.761	58.645
Móveis e Utensílios	28.786	-	(13.172)	1.209	-	16.823	(11.963)	(9.720)	7.103	6.776
<b>Administração</b>	<b>155.475</b>	<b>-</b>	<b>(78.830)</b>	<b>15.392</b>	<b>(571)</b>	<b>91.466</b>	<b>(63.438)</b>	<b>(51.893)</b>	<b>39.574</b>	<b>33.586</b>
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	7.528	-	-	-	-	7.528	-	(3.277)	4.251	4.498
Máquinas e Equipamentos	125.849	-	(70.765)	15.003	(371)	69.717	(55.761)	(38.196)	31.521	24.579
Veículos	9.974	-	(3.802)	368	(200)	6.340	(3.434)	(3.899)	2.441	2.626
Móveis e Utensílios	12.124	-	(4.263)	20	-	7.881	(4.242)	(6.520)	1.362	1.884
<b>Subtotal</b>	<b>12.706.916</b>	<b>849</b>	<b>(795.643)</b>	<b>1.252.811</b>	<b>-</b>	<b>13.164.934</b>	<b>458.017</b>	<b>(5.330.029)</b>	<b>7.834.904</b>	<b>7.098.919</b>
<b>Ativo Imobilizado em Curso</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2020</b>	<b>Adições (A)</b>	<b>Baixas (B)</b>	<b>Transferências (C)</b>	<b>Reclassif.</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2021</b>	<b>Adições Líquidas (A)-(B)+(C)</b>	<b>Depreciação Acumulada</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2021</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2020</b>
<b>Distribuição</b>	<b>606.060</b>	<b>1.252.470</b>	<b>(1.175)</b>	<b>(1.221.329)</b>	<b>-</b>	<b>636.026</b>	<b>29.965</b>	<b>-</b>	<b>636.026</b>	<b>606.060</b>
Máquinas e Equipamentos	388.295	1.144.979	(1.175)	(1.183.318)	-	348.781	(39.514)	-	348.781	388.295
Outros	217.765	107.490	-	(38.011)	-	287.244	69.479	-	287.244	217.765
<b>Administração</b>	<b>31.856</b>	<b>44.003</b>	<b>-</b>	<b>(34.742)</b>	<b>(639)</b>	<b>40.478</b>	<b>9.261</b>	<b>-</b>	<b>40.478</b>	<b>31.856</b>
Máquinas e Equipamentos	19.462	14.629	-	(21.470)	-	12.622	(6.841)	-	12.622	19.462
Outros	12.394	29.374	-	(13.272)	(639)	27.857	16.101	-	27.857	12.394
<b>Subtotal</b>	<b>637.916</b>	<b>1.296.472</b>	<b>(1.175)</b>	<b>(1.256.071)</b>	<b>(639)</b>	<b>676.504</b>	<b>39.226</b>	<b>-</b>	<b>676.504</b>	<b>637.916</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>13.344.833</b>	<b>1.297.322</b>	<b>(796.818)</b>	<b>(3.261)</b>	<b>(639)</b>	<b>13.841.438</b>	<b>497.243</b>	<b>(5.330.029)</b>	<b>8.511.408</b>	<b>7.736.835</b>

A composição das adições ao ativo imobilizado em curso no exercício, por tipo de gastos capitalizado, é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso 2021	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos	Total
<b>Imobilizado em Curso</b>	<b>646.155</b>	<b>504.339</b>	<b>41.857</b>	<b>12.374</b>	<b>1.722</b>	<b>54.820</b>	<b>1.261.268</b>
Terrenos	-	338	-	220	-	21.535	22.092
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	2.019	4.149	-	-	-	-	6.168
Máquinas e Equipamentos	621.096	459.748	36.700	11.207	1.613	29.244	1.159.608
Veículos	21.744	224	-	-	-	-	21.968
Móveis e Utensílios	1.224	-	-	-	-	-	1.224
A Ratear	72	39.880	5.157	947	110	4.041	50.207
<b>Outros - Estoque</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35.204</b>	<b>35.204</b>
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	(4.499)	(4.499)
Material em Depósito	-	-	-	-	-	30.328	30.328
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	304	304
Adiantamentos a Fornecedores	-	-	-	-	-	9.071	9.071
<b>Total das Adições</b>	<b>646.155</b>	<b>504.339</b>	<b>41.857</b>	<b>12.374</b>	<b>1.722</b>	<b>90.025</b>	<b>1.296.472</b>

A movimentação da conta Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição é como segue:

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2021	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
<b>AIS Bruto</b>	<b>12.017.492</b>	<b>849</b>	<b>(671.993)</b>	<b>1.225.224</b>	<b>-</b>	<b>15.474</b>	<b>12.587.047</b>	<b>554.080</b>
Transformador de Distribuição	1.804.689	701	(108.540)	114.627	-	-	1.811.477	6.788
Medidor	656.147	-	(59.373)	30.087	-	-	626.861	(29.286)
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	2.230.089	43	(132.843)	286.621	-	143	2.384.053	153.821
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	4.278.055	86	(265.686)	573.243	-	286	4.585.984	307.643
Redes Alta Tensão (69 kV)	951.537	-	(19.527)	51.569	-	14	983.593	32.042
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	246.363	-	(3.881)	68.206	-	-	310.689	64.326
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	7.333	-	(3)	8	-	-	7.338	5
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	11.265	-	(557)	177	-	(501)	10.384	(379)
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	1.040.504	-	(27.804)	59.033	-	(160)	1.071.573	31.229
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	384.468	-	(7.305)	17.653	-	(584)	394.231	10.347
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	7.163	-	-	-	-	-	7.163	-
Demais Máquinas e Equipamentos	399.878	19	(46.474)	23.999	-	16.277	393.700	(22.456)
<b>Obrigações Especiais Em Serviço Bruto</b>	<b>(978.495)</b>	<b>(2.432)</b>	<b>-</b>	<b>(47.124)</b>	<b>(128.290)</b>	<b>-</b>	<b>(1.156.340)</b>	<b>(49.555)</b>
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(828.508)	(2.432)	-	(47.124)	(128.290)	-	(1.006.353)	(49.555)
<b>Outros</b>	<b>(149.988)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(149.988)</b>	<b>-</b>
Originadas da Receita	(149.988)	-	-	-	-	-	(149.988)	-
Ultrapassagem de demanda	(50.813)	-	-	-	-	-	(50.813)	-
Excedente de reativos	(89.572)	-	-	-	-	-	(89.572)	-
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	(9.603)	-	-	-	-	-	(9.603)	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-

A movimentação do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições (A)	Transferências (B)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2021	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2021	Valor Líquido em 31/12/2020
<b>Ativo Intangível em Serviço</b>									
<b>Distribuição</b>	<b>186.217</b>	<b>1.592</b>	<b>3.380</b>	<b>639</b>	<b>191.828</b>	<b>4.973</b>	<b>(82.875)</b>	<b>108.953</b>	<b>106.896</b>
Servidões	98.195	-	132	-	98.327	132	-	98.327	98.195
Softwares	47.470	1.592	36	-	49.098	1.628	(45.244)	3.854	4.220
Outros	40.552	-	3.212	639	44.403	3.212	(37.631)	6.772	4.481
<b>Administração</b>	<b>497.826</b>	<b>-</b>	<b>25.828</b>	<b>-</b>	<b>523.654</b>	<b>25.828</b>	<b>(461.946)</b>	<b>61.708</b>	<b>61.368</b>
Softwares	497.826	-	25.828	-	523.654	25.828	(461.946)	61.708	61.368
<b>Subtotal</b>	<b>684.043</b>	<b>1.592</b>	<b>29.208</b>	<b>639</b>	<b>715.482</b>	<b>30.801</b>	<b>(544.820)</b>	<b>170.662</b>	<b>168.263</b>
<b>Ativo Intangível em Curso</b>									
<b>Distribuição</b>	<b>28.478</b>	<b>14.836</b>	<b>(541)</b>	<b>-</b>	<b>42.774</b>	<b>14.296</b>	<b>-</b>	<b>42.774</b>	<b>28.478</b>
Servidões	26.563	13.820	(505)	-	39.879	13.316	-	39.879	26.563
Outros	1.915	1.016	(36)	-	2.895	980	-	2.895	1.915
<b>Administração</b>	<b>44.669</b>	<b>20.616</b>	<b>(25.407)</b>	<b>-</b>	<b>39.878</b>	<b>(4.791)</b>	<b>-</b>	<b>39.878</b>	<b>44.669</b>
Outros	44.669	20.616	(25.407)	-	39.878	(4.791)	-	39.878	44.669
<b>Subtotal</b>	<b>73.147</b>	<b>35.452</b>	<b>(25.947)</b>	<b>-</b>	<b>82.652</b>	<b>9.505</b>	<b>-</b>	<b>82.652</b>	<b>73.147</b>
<b>Total do Ativo Intangível</b>	<b>757.190</b>	<b>37.045</b>	<b>3.261</b>	<b>639</b>	<b>798.134</b>	<b>40.306</b>	<b>(544.820)</b>	<b>253.314</b>	<b>241.411</b>

As principais taxas anuais de depreciação/amortização por macro atividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

#### Taxas anuais de depreciação (%)

##### Distribuição

Chave Seccionador, Tensão Igual ou Superior a 69kV	3,33%
Chave Seccionador, Tensão Inferior a 69kV	6,67%
Condutor Classe de Tensão Igual ou Superior a 69kV	2,70%
Condutor Classe de Tensão Inferior a 69kV	3,57%
Estrutura Poste	3,57%
Estrutura Torre	2,70%
Medidor Eletromecânico	4,00%
Medidor Eletrônico	7,69%
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57%
Regulador de Tensão, Igual ou Superior a 69kV	3,45%
Regulador de Tensão, Inferior 69kV	4,35%
Religador	4,00%
Transformador de Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%

##### Administração central

Software	20,00%
Equipamento Geral de Informática	16,67%
Equipamento Geral	6,25%
Veículos	14,29%
Edificações - Outras	3,33%

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

### 13 FORNECEDORES

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<b><u>Circulante</u></b>		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	384.447	192.289
Suprimento de Energia Elétrica	528.074	701.106
Materiais e serviços	177.718	159.134
<b>Total</b>	<b><u>1.090.239</u></b>	<b><u>1.052.529</u></b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	60.275	50.520
Suprimento de energia elétrica	157.525	132.030
Materiais e serviços	3.483	7.029
<b>Total</b>	<b><u>221.283</u></b>	<b><u>189.578</u></b>

Os montantes de suprimento de energia elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 35).

## 14 EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

### 14.1 Abertura de Endividamento total:

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adimplente?	Data Captação / Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pqto Juros	Frequência Pqto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo						Total	
																2023	2024	2025	2026	2027	2028+		
<b>Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira</b>	<b>6.427</b>	<b>316.927</b>	<b>1.508.402</b>	<b>1.831.756</b>												<b>349.515</b>	<b>349.515</b>	<b>670.313</b>	<b>139.059</b>	-	-	<b>1.508.402</b>	
Lei 4131 - The Bank of Nova Scotia	116	133.932	-	134.048	Sim	mar-18	AvaliFiança	US\$	3,4749%	22/03/22	Trimestral	22/03/22	22/03/22	Amortização: 2 parcelas (Mar/21, Mar/22)	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Lei 4131 - BNP	297	-	366.288	366.585	Sim	jun-21	AvaliFiança	US\$	1,8258%	15/12/21	Semestral	16/06/25	15/06/26	Amortização: 2 parcelas (jun/25, jun/26)	Outros	-	-	183.144	183.144	-	-	-	<b>366.288</b>
Lei 4131 - BNP Paribas	144	187.195	-	187.339	Sim	ago-18	AvaliFiança	Euro	0,7928%	25/02/22	Trimestral	25/02/22	25/02/22	Amortização: parcela única em Fev/22	Bulet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-
Lei 4131 - MUFG Bank Ltd	1.773	-	137.654	138.427	Sim	jan-20	AvaliFiança	US\$	2,6350%	10/01/22	Semestral	08/01/25	08/01/25	Amortização: parcela única em Jan/25	Bulet (final)	-	-	137.654	-	-	-	-	<b>137.654</b>
Lei 4131 - Banco de Tokio M&subish	3.860	-	545.377	549.236	Sim	fev-20	AvaliFiança	US\$	2,0715%	02/03/22	Semestral	28/02/23	28/02/25	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outros	181.792	181.792	181.792	-	-	-	<b>545.377</b>	
Lei 4131 - Merrill Lynch	29	-	274.003	274.032	Sim	mar-20	AvaliFiança	US\$	1,8375% no primeiro ano e 1,9375% após	28/03/22	Trimestral	27/03/23	27/02/25	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outros	91.334	91.334	91.334	-	-	-	<b>274.003</b>	
Lei 4131 - Merrill Lynch	206	-	229.166	229.372	Sim	mar-20	AvaliFiança	US\$ Libor	Libor 3m + 0,87%	25/02/22	Semestral	28/02/23	28/02/25	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outros	76.389	76.389	76.389	-	-	-	<b>229.166</b>	
Marcação a mercado	-	(4.199)	(44.085)	(48.284)	Sim	dez-21	Não há	Outros		30/01/21	N.A.	30/01/21	28/02/25	N.A.	Outros	-	-	-	(44.085)	-	-	<b>(44.085)</b>	
<b>Financ. / Emprést. Moeda Nacional</b>	<b>38.796</b>	<b>233.224</b>	<b>4.150.816</b>	<b>4.422.836</b>												<b>593.744</b>	<b>764.570</b>	<b>263.942</b>	<b>333.178</b>	<b>1.278.500</b>	<b>916.881</b>	<b>4.150.816</b>	
Debênture - RGE10	6.281	-	740.000	746.281	Sim	jun-19	AvaliFiança	CDI	107,00%	30/05/22	Semestral	29/05/23	28/05/24	Amortização: duas parcelas (Maio/23 e Maio/24)	Outros	370.000	370.000	-	-	-	-	<b>740.000</b>	
BNDES- FNEM - 18/19	575	46.598	213.575	260.748	Sim	dez-18	AvaliFiança	PCA	4,74%	17/01/22	Trimestral	17/01/22	15/07/27	Durante o período de carência: pagamento de Juros- trimestral. Amortização mensal a partir de abril/20	SAC	46.598	46.598	46.598	46.598	27.182	-	<b>213.575</b>	
BNDES- FNEM - 20/21 - Sub A	609	-	305.437	306.047	Sim	jun-20	AvaliFiança	PCA	4,27%	15/03/22	Trimestral	17/07/23	15/06/27	Mensal após 07/2023	SAC	38.180	76.359	76.359	76.359	38.180	-	<b>305.437</b>	
BNDES- FNEM - 20/21 - Sub B	1.955	-	979.945	981.900	Sim	jun-20	AvaliFiança	PCA	4,27%	15/03/22	Trimestral	15/07/27	15/07/27	Amortização: Final 07/2027	Bulet (final)	-	-	-	-	979.945	-	<b>979.945</b>	
FNEM	1	426	-	427	Sim	abr-17	AvaliFiança	TJLP	6,00%	17/01/22	Mensal	17/01/22	15/05/22	Mensal	SAC	-	-	-	-	-	-	<b>426</b>	
Debênture - AESL17 - IPCA	5.685	-	264.635	270.320	Sim	set-16	AvaliFiança	PCA	5,80%	15/02/22	Semestral	15/08/24	15/08/25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outros	-	132.316	132.316	-	-	-	<b>264.635</b>	
BNDES- FNEM	782	63.448	290.802	355.032	Sim	dez-18	AvaliFiança	PCA	4,74%	17/01/22	Trimestral	17/01/22	15/07/27	Durante o período de carência: pagamento de Juros- trimestral. Amortização mensal a partir de abril/20	Outros	63.448	63.448	63.448	63.448	37.011	-	<b>290.802</b>	
8ª Emissão - RGE28 - CDI	3.451	125.000	-	128.451	Sim	mar-17	AvaliFiança	CDI	109,75% do CDI	15/02/22	Semestral	15/02/22	15/02/22	Amortização: 2 Parcelas- Fev/2021 e Fev/2022	Outros	-	-	-	-	-	-	<b>128.451</b>	
9ª Emissão - RGE18 - IPCA	3.270	-	184.893	188.163	Sim	mar-17	AvaliFiança	PCA	5,35%	15/02/22	Semestral	15/02/23	15/02/24	Amortização: 2 Parcelas- Fev/2023 e Fev/2024	Outros	82.448	82.448	-	-	-	-	<b>188.163</b>	
11ª Emissão - RGEA1	4.022	-	727.464	731.485	Sim	mai-21	AvaliFiança	PCA	4,30%	16/05/22	Semestral	15/05/29	15/05/31	Amortização: 3 Parcelas- Mai/2029, Mai/2030 e Mai/2031	Outros	-	-	-	-	-	727.464	<b>727.464</b>	
12ª Emissão - RGEA2	12.165	-	603.000	615.165	Sim	set-21	AvaliFiança	CDI	CDI + 1,40%	28/03/22	Semestral	28/09/26	27/09/28	Amortização: 3 Parcelas- Set/2026, Set/2027 e Set/2028	Outros	-	-	-	201.000	201.000	201.000	<b>603.000</b>	
Marcação a mercado	-	-	(97.169)	(97.169)	Sim	dez-21	Não há	Outros		31/01/22	N.A.	31/01/22	15/09/27	N.A.	Outros	-	-	(48.584)	(48.584)	-	-	<b>(97.169)</b>	
Gastos com Captação Debêntures	-	(112)	(26.725)	(26.836)	Sim	dez-21	Não há	Outros		31/01/22	N.A.	31/01/22	31/07/25	N.A.	Outros	(3.778)	(3.547)	(3.177)	(2.623)	(2.623)	(10.976)	<b>(26.725)</b>	
Gastos com Captação de Empréstimos	-	(2.136)	(15.043)	(17.179)	Sim	dez-21	Não há	Outros		31/01/22	N.A.	31/01/22	15/09/27	N.A.	Outros	(3.149)	(3.052)	(3.020)	(3.020)	(2.195)	(607)	<b>(15.043)</b>	
<b>Mútuos Passivos</b>	<b>5.744</b>	<b>121.006</b>	<b>-</b>	<b>126.750</b>																			
RGE Sul x CPFL Energia	5.744	121.006	-	126.750	Sim	dez-20	Não há	CDI	107,00%	30/12/22	Outros	30/12/22	30/12/22	Pagamento de juros e principal no vencimento 12/22	Bulet (final)	-	-	-	-	-	-	-	<b>126.750</b>
<b>Total por dívida</b>	<b>50.967</b>	<b>671.157</b>	<b>5.659.218</b>	<b>6.381.342</b>																			
<b>Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira</b>	<b>6.427</b>	<b>316.927</b>	<b>1.508.402</b>	<b>1.831.756</b>																			
<b>Financ. / Emprést. Moeda Nacional</b>	<b>38.796</b>	<b>233.224</b>	<b>4.150.816</b>	<b>4.422.836</b>																			
<b>Mútuos (Empresas Relacionadas )</b>	<b>5.744</b>	<b>121.006</b>	<b>-</b>	<b>126.750</b>																			

## 14.2 Abertura dos Ativos Financeiros:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adim- plente?	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pgto Juros	Frequência Pgto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização				
													2023	2024	2025	2026	Total
<b>Ativos Financeiros</b>	<b>441.231</b>	<b>289.343</b>	<b>730.575</b>										<b>60.720</b>	<b>84.373</b>	<b>107.834</b>	<b>36.417</b>	<b>289.343</b>
Caixa e Aplicações Financeiras	441.231	289.343	730.575										60.720	84.373	107.834	36.417	289.343
Caixa e Equivalentes de Caixa (1101)	322.437	-	322.437										-	-	-	-	-
Investimentos temporários	15.181	-	15.181										-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Scotiabank	-	114.063	114.063	Sim	CDI	CDI + 0,8%	02/03/22	Semestral	28/02/25	28/02/25	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	38.021	38.021	38.021	-	114.063
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Bank of america	50.348	-	50.348	Sim	CDI	103,5% do CDI	25/02/22	Trimestral	25/02/22	25/02/22	Outro, especificar em obs.	Bullet (final)	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Tokyo Mitsubishi	53.264	-	53.264	Sim	CDI	106,95% do CDI	22/03/22	Trimestral	22/03/22	22/03/22	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA MUFG	-	43.660	43.660	Sim	CDI	CDI + 0,85%	28/03/22	Trimestral	27/02/25	27/02/25	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	14.553	14.553	14.553	-	43.660
SWAP VINCULADO À DÍVIDA BNP	-	36.328	36.328	Sim	CDI	CDI + 1,26%	15/06/22	Semestral	16/06/25	15/06/26	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	18.164	36.328
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Citibank	-	38.866	38.866	Sim	CDI	CDI + 0,83%	25/02/22	Semestral	28/02/25	28/02/25	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	-	12.955	12.955	12.955	38.866
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Goldman Sachs	-	24.437	24.437	Sim	CDI	104,30%	15/02/22	Semestral	15/08/24	15/08/25	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	8.146	8.146	8.146	-	24.437
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Goldman Sachs	-	10.959	10.959	Sim	CDI	104,30%	15/02/22	Semestral	15/08/24	15/08/25	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	-	5.480	5.480	-	10.959
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - SAFRA	-	10.435	10.435	Sim	CDI	104,30%	15/02/22	Semestral	15/08/24	15/08/25	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	-	5.218	5.218	-	10.435
SWAP VINCULADO À DÍVIDA BNP	-	10.594	10.594	Sim	CDI	CDI + 1,26%	15/06/22	Semestral	16/06/25	15/06/26	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	-	-	5.297	5.297	10.594

## 14.3 Abertura dos Instrumentos Financeiros Derivativos:

INSTRUMENTO DERIVATIVOS PASSIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Venci- mento	Custo Ponta Ativa	Custo Ponta Passiva	Valor Contratado	Fair Value (*)
<b>TOTAL DERIVATIVOS</b>						<b>2.380.803</b>	<b>368.823</b>
Swap- Debênture	Itaú	20/05/2021	15/05/2031	IPCA + 4,3%	111,07% CDI	680.000	(24.133)
Swap- Lei 4131	SCOTIABANK	28/02/2020	28/02/2025	USD + 2,43%	100% CDI + 0,80%	418.280	114.063
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	12/07/2021	15/06/2026	USD + 2,148%	100% CDI + 1,26%	340.000	10.594
Swap- Lei 4131	MUFG	09/03/2020	27/02/2025	USD + 2,10%	100% CDI + 0,85%	225.497	43.660
Swap- Lei 4131	Citibank	06/03/2020	28/02/2025	USD + 2,20%	100% CDI + 0,83%	185.000	38.866
Swap- Lei 4131	Bank of America	28/12/2018	25/02/2022	EUR + 0,9327%	103,5% CDI	133.130	50.348
Swap- Debênture	Goldman Sachs	06/09/2018	15/08/2025	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	117.090	24.437
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	08/01/2020	08/01/2025	USD + 3,10%	100% CDI + 0,90%	100.000	36.328
Swap- Lei 4131	Banco Tokyo Mitsubishi	26/03/2018	22/03/2022	USD + 3,9703%	106,95% CDI	79.296	53.264
Swap- Debênture	Goldman Sachs	06/09/2018	15/08/2025	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	52.510	10.959
Swap- Debênture	SAFRA	06/09/2018	15/08/2025	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	50.000	10.435

\* positivo derivativo ativo, negativo derivativo passivo.

#### 14.4 Composição do Endividamento e Dívida Líquida:

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Total 2021	Total 2020
<b>Dívida Bruta</b>	<b>50.966</b>	<b>671.157</b>	<b>5.843.893</b>	<b>6.566.017</b>	<b>6.149.790</b>
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	6.427	316.927	1.508.402	1.831.756	3.097.839
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	38.796	233.224	4.150.816	4.422.835	2.575.523
Fundo de Pensão	-	-	160.542	160.542	176.409
Derivativos a pagar	-	-	24.133	24.133	-
Mutuos Passivos (Empresas Ligadas)	5.744	121.006	-	126.750	300.019
<b>(-) Ativos Financeiros</b>	<b>-</b>	<b>(441.231)</b>	<b>(289.343)</b>	<b>(730.575)</b>	<b>(2.035.427)</b>
Alta Liquidez	-	(337.619)	-	(337.619)	(1.150.306)
Derivativos a receber	-	(103.613)	(289.343)	(392.956)	(885.121)
<b>Dívida Líquida</b>	<b>50.966</b>	<b>229.926</b>	<b>5.554.549</b>	<b>5.835.442</b>	<b>4.114.363</b>

#### 14.5 Movimentações dos Empréstimos e financiamentos:

Modalidade	Saldo em 31/12/2020	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2021
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Moeda nacional</b>							
Pós Fixado							
TJLP	1.451	-	(1.022)	43	-	(45)	427
IPCA	1.196.305	661.480	(104.293)	210.977	-	(60.742)	1.903.727
<b>Total ao custo</b>	<b>1.197.755</b>	<b>661.480</b>	<b>(105.315)</b>	<b>211.021</b>	<b>-</b>	<b>(60.787)</b>	<b>1.904.154</b>
Gastos com captação (*)	(20.357)	-	-	3.178	-	-	(17.179)
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Moeda estrangeira</b>							
Dólar	2.474.018	340.000	(1.246.053)	46.968	133.421	(55.652)	1.692.701
Euro	644.243	-	(444.184)	3.138	(12.473)	(3.385)	187.339
Marcação a mercado	(20.422)	-	-	(27.862)	-	-	(48.284)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>3.097.839</b>	<b>340.000</b>	<b>(1.690.237)</b>	<b>22.244</b>	<b>120.948</b>	<b>(59.037)</b>	<b>1.831.756</b>
Mútuos	300.019		(186.549)	13.281	-	-	126.750
<b>Total</b>	<b>4.575.256</b>	<b>1.001.480</b>	<b>(1.982.101)</b>	<b>249.724</b>	<b>120.948</b>	<b>(119.825)</b>	<b>3.845.482</b>
Circulante	1.803.770						562.362
Não circulante	2.771.486						3.283.120

Modalidade	Saldo em 31/12/2019	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2020
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Moeda nacional</b>							
Pré Fixado	57.451	-	(57.357)	1.204	-	(1.298)	-
Pós Fixado							
TJLP	38.075	-	(36.506)	1.402	-	(1.519)	1.451
IPCA	701.300	527.000	(73.073)	84.651	-	(43.573)	1.196.305
Selic	34.696	-	(35.257)	1.049	-	(488)	-
CDI	2.021	-	(2.047)	26	-	-	-
Outros	6.580	-	(6.580)	153	-	(153)	-
<b>Total ao custo</b>	<b>840.122</b>	<b>527.000</b>	<b>(210.820)</b>	<b>88.485</b>	<b>-</b>	<b>(47.032)</b>	<b>1.197.755</b>
<b>Gastos com captação (*)</b>	<b>(15.652)</b>	<b>(7.451)</b>	<b>-</b>	<b>2.746</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(20.357)</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Moeda estrangeira</b>							
Dólar	1.165.647	928.777	(144.356)	70.248	516.611	(62.908)	2.474.018
Euro	455.023	-	-	4.906	189.112	(4.798)	644.243
Marcação a mercado	(138)	-	-	(20.284)	-	-	(20.422)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>1.620.532</b>	<b>928.777</b>	<b>(144.356)</b>	<b>54.870</b>	<b>705.723</b>	<b>(67.706)</b>	<b>3.097.839</b>
<b>Mútuos</b>	<b>-</b>	<b>300.019</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>300.019</b>
<b>Total</b>	<b>2.445.002</b>	<b>1.748.344</b>	<b>(355.176)</b>	<b>146.101</b>	<b>705.723</b>	<b>(114.738)</b>	<b>4.575.256</b>
<b>Circulante</b>	<b>242.854</b>						<b>1.803.770</b>
<b>Não circulante</b>	<b>2.202.148</b>						<b>2.771.486</b>

(\*) Referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo

#### 14.6 Condições restritivas dos empréstimos e financiamentos:

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Algumas cláusulas contratuais estão vinculadas à índices financeiros da controladora CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") Ainda o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso, com base nas demonstrações financeiras societárias. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2021.

#### Índices exigidos nas demonstrações financeiras societárias da Companhia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4,00.

#### Índices exigidos nas demonstrações financeiras societárias consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e,
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA na controladora CPFL Energia, para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida direta ou indiretamente (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2021, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

## 14.7 Movimentações das Debêntures:

Modalidade	Saldo em 31/12/2020	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2021
<b>Mensuradas ao custo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
CDI	993.236	603.000	(125.000)	52.872	(34.211)	1.489.897
IPCA	152.292	-	-	23.944	(8.073)	168.163
<b>Total ao custo</b>	<b>1.145.528</b>	<b>603.000</b>	<b>(125.000)</b>	<b>76.815</b>	<b>(42.284)</b>	<b>1.658.060</b>
Gastos com captação (*)	(5.464)	(24.434)	-	3.062	-	(26.836)
<b>Mensuradas ao valor justo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
IPCA	244.804	680.000	-	105.948	(28.946)	1.001.805
Marcação a mercado	13.258	-	-	(110.426)	-	(97.169)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>258.062</b>	<b>680.000</b>	<b>-</b>	<b>(4.478)</b>	<b>(28.946)</b>	<b>904.637</b>
<b>Total</b>	<b>1.398.126</b>	<b>1.258.566</b>	<b>(125.000)</b>	<b>75.399</b>	<b>(71.230)</b>	<b>2.535.860</b>
Circulante	129.898					159.762
Não circulante	1.268.228					2.376.098

Modalidade	Saldo em 31/12/2019	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2020
<b>Mensuradas ao custo</b>				
<b>Pós fixado</b>				
CDI	998.542	29.383	(34.689)	993.236
IPCA	145.901	14.043	(7.652)	152.292
<b>Total ao custo</b>	<b>1.144.443</b>	<b>43.426</b>	<b>(42.341)</b>	<b>1.145.528</b>
Gastos com captação (*)	(7.066)	1.602	-	(5.464)
<b>Mensuradas ao valor justo</b>				
<b>Pós fixado</b>				
IPCA	234.538	23.571	(13.306)	244.804
Marcação a mercado	24.873	(11.615)	-	13.258
<b>Total ao valor justo</b>	<b>259.411</b>	<b>11.957</b>	<b>(13.306)</b>	<b>258.062</b>
<b>Total</b>	<b>1.396.788</b>	<b>56.985</b>	<b>(55.648)</b>	<b>1.398.126</b>
Circulante	16.393			129.898
Não Circulante	1.380.395			1.268.228

(\*) Referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo

## 14.8 Condições restritivas das debêntures:

As debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras da sua controladora CPFL Energia.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso, com base nas demonstrações financeiras societárias. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2021.

### Índices exigidos nas demonstrações financeiras societárias consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75.

- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2021, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

## 15 BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação Família Previdência de Previdência Privada, que são distintos entre os colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A.), sendo conforme abaixo:

### 15.1 – Características:

**“Plano 1” (Plano Único da incorporada):** Plano do tipo “benefício definido” com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde 1997. Este plano estava registrado na extinta Rio Grande Energia S.A. até o agrupamento das distribuidoras aprovado em 31 de dezembro de 2018, conforme mencionado na nota 1; e

**“Plano 2” (Plano Único da incorporadora):** Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação Família Previdência.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação Família Previdência, foram implantados planos de previdência privada na modalidade de “contribuição definida”, sendo Bradesco Vida e Previdência para colaboradores contratados entre 1997 e 2018 pela extinta Rio Grande Energia S.A., e Itauprev para os colaboradores contratados pela companhia a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

Ao final do exercício de 2021 a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial dos planos adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

### 15.2 - Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2021		31/12/2020	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	472.498	622.201	452.237	670.330
Valor justo dos ativos do plano	(451.414)	(482.743)	(463.399)	(493.886)
<b>Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos</b>	<b>21.084</b>	<b>139.458</b>	<b>(11.162)</b>	<b>176.444</b>
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	11.162	-
<b>Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço</b>	<b>21.084</b>	<b>139.458</b>	<b>-</b>	<b>176.444</b>

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos e passivos do plano são como segue:

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2019</b>	<b>464.335</b>	<b>681.363</b>
Custo do serviço corrente bruto	(24)	1.873
Juros sobre obrigação atuarial	34.289	50.135
Contribuições de participantes vertidas no exercício	1.423	1.263
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(18.607)	(24.665)
Benefícios pagos no exercício	(29.179)	(39.639)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2020</b>	<b>452.237</b>	<b>670.330</b>
Custo do serviço corrente bruto	(1.167)	1.142
Juros sobre obrigação atuarial	33.746	50.085
Contribuições de participantes vertidas no exercício	205	554
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	25.026	14.221
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(9.252)	(76.057)
Benefícios pagos no exercício	(28.297)	(38.074)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2021</b>	<b>472.498</b>	<b>622.201</b>

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2019</b>	<b>(466.390)</b>	<b>(503.857)</b>
Rendimento esperado no exercício	(34.598)	(37.129)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(1.423)	(1.263)
Contribuições de patrocinadoras	(7.853)	(6.948)
Perda (ganho) atuarial	17.686	15.682
Benefícios pagos no exercício	29.179	39.639
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2020</b>	<b>(463.399)</b>	<b>(493.876)</b>
Rendimento esperado no exercício	(34.980)	(36.792)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(205)	(554)
Contribuições de patrocinadoras	(2.160)	(3.201)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	21.033	13.616
Benefícios pagos no exercício	28.297	38.074
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2021</b>	<b>(451.414)</b>	<b>(482.733)</b>

### 15.3 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2021		31/12/2020	
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
<b>Passivo atuarial no início do exercício</b>	-	<b>176.444</b>	-	<b>177.506</b>
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(1.539)	14.435	(295)	14.879
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(2.160)	(3.201)	(7.853)	(6.948)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	25.026	14.221	-	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(9.252)	(76.057)	(18.607)	(24.665)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	21.033	13.616	17.686	15.638
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(12.024)	-	9.069	-
<b>Passivo atuarial no fim do exercício</b>	<b>21.084</b>	<b>139.458</b>	-	<b>176.409</b>
Outras contribuições	-	-	-	35
<b>Total passivo</b>	<b>21.084</b>	<b>139.458</b>	-	<b>176.444</b>
Circulante	-	-	-	35
Não circulante	-	160.542	-	176.409

### 15.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2022 são apresentadas no montante de R\$ 2.246 (plano 1) e R\$ 3.329 (plano 2).

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação Família Previdência nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

<b>Ano de pagamento</b>	<b>Plano 1</b>	<b>Plano 2</b>
2022	35.308	44.490
2023	36.542	46.213
2024	37.730	47.768
2025	38.958	49.297
2026 a 2031	258.945	330.231
<b>Total</b>	<b>407.483</b>	<b>517.999</b>

Em 31 de dezembro de 2021, a duração média da obrigação do benefício definido foi 10 anos (Plano 1) e 10,5 anos (Plano 2).

### 15.5- Receitas e despesas com entidade de previdência privada

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2022 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2021 e 2020, são como segue:

	2022 estimadas		2021 realizadas		2020 realizadas	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Custo do serviço	(79)	1.367	(1.167)	1.142	(24)	1.873
Juros sobre obrigações atuariais	42.801	56.456	33.746	50.085	34.289	50.135
Rendimento esperado dos ativos do plano	(40.933)	(43.517)	(34.980)	(36.792)	(34.598)	(37.129)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	-	-	862	-	38	-
<b>Total da despesa (receita)</b>	<b>1.789</b>	<b>14.306</b>	<b>(1.539)</b>	<b>14.435</b>	<b>(295)</b>	<b>14.879</b>

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	Planos 1 e 2	
	31/12/2021	31/12/2020
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,41% a.a.	7,72% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,41% a.a.	7,72% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,74% a.a. (*)	5,48% a.a. (*)
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	3,75% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	4,00% a.a.	3,75% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light média	Light média
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

(\*) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE (Plano 1) foi de 5,22% em 2021 e de 4,96% em 2020.

### 15.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2021 e 2020, administrados pela Fundação Família Previdência. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2022, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2021.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2021	2020	2021	2020
<b>Renda fixa</b>	<b>78%</b>	<b>78%</b>	<b>77%</b>	<b>74%</b>
Títulos públicos federais	68%	63%	65%	64%
Títulos privados (instituições financeiras)	4%	10%	5%	5%
Títulos privados (instituições não financeiras)	3%	3%	3%	3%
Fundos de investimento multimercado	4%	4%	4%	2%
<b>Renda variável</b>	<b>12%</b>	<b>18%</b>	<b>14%</b>	<b>21%</b>
Fundos de investimento em ações	12%	18%	14%	21%
<b>Investimentos estruturados</b>	<b>7%</b>	<b>-</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>
Fundos imobiliários	-	-	-	1%
Fundos de investimento multimercado	7%	-	5%	-
<b>Cotados em mercado ativo</b>	<b>98%</b>	<b>97%</b>	<b>97%</b>	<b>96%</b>
<b>Imóveis</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>
<b>Operações com participantes</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>
<b>Outros ativos</b>	<b>-1%</b>	<b>-</b>	<b>-1%</b>	<b>-</b>
Depósitos judiciais e outros	-1%	-	-1%	-
<b>Não cotados em mercado ativo</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>	<b>4%</b>

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano.

	Meta 2022 - Fundação Família Previdência	
	Plano 1	Plano 2
Renda fixa	72%	69%
Renda variável	14%	17%
Imóveis	2%	2%
Empréstimos e financiamentos	2%	3%
Investimentos estruturados	7%	5%
Investimentos no exterior	3%	4%
	<b>100%</b>	<b>100%</b>

A meta de alocação para 2022 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação Família Previdência, efetuada ao final de 2021 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2022, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para a Fundação Família Previdência determinar a alocação de recursos e com isso atingir os objetivos de gestão de investimentos é o Estudo de *Asset Liability Management – ALM* (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano. Os estudos levam em consideração, além do risco histórico dos ativos, a projeção de rentabilidade dos mesmos e o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) dos planos previdenciários administrados pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos que compreende as participações alvo nos segmentos das classes de ativo de interesse, a partir da identificação de portfólios eficientes. O exercício matemático considera as projeções de risco e retorno juntamente com as particularidades de cada plano, tal como a existência de passivos (seu fluxo e sua *duration*) e as necessidades de retorno, de sustentabilidade e de liquidez do plano. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nos diferentes segmentos nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos dos planos, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

O Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros objetiva comprovar a adequação e aderência da taxa de juros real anual a ser adotada na avaliação atuarial dos planos e a taxa de retorno

real anual projetada dos investimentos, considerando-se os fluxos de receitas e despesas projetados dos mesmos.

Estes estudos servem de base para determinação das premissas de retorno real estimado dos investimentos do plano previdenciário para horizontes de curto e longo prazo, bem como auxiliam na análise da liquidez dos mesmos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais do plano de benefício.

### **15.7 - Análise de sensibilidade**

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33.

· Se a taxa de desconto nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 11.919 no plano 1 e R\$ 16.559 no plano 2 (redução de R\$ 11.410 no plano 1 e R\$ 15.816 no plano 2).

· Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 8.985 no plano 1 e R\$ 12.040 no plano 2 (aumento de R\$ 8.760 no plano 1 e R\$ 11.761 no plano 2).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 9,41% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 9,16% a.a. e 9,66% a.a..

As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

### **15.8 - Risco de investimento:**

Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo). O IPCA é o índice mais próximo do INPC (Índice Nacional de Preços ao Consumidor), indicador que corrige o passivo atuarial (associação entre ativos e passivos) dos planos de benefício definido da Companhia.

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pela Gerência de Investimentos, Comitê Consultivo de Investimentos, Diretoria Executiva e Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias externas e internas. Dentre as tarefas do Comitê Consultivo de Investimentos, está a análise, manutenção, reprovação e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência, o que ocorre ao menos mensalmente.

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe*, *Sharpe Generalizado* e *Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição à risco de mercado dos portfólios dos planos, são calculadas a Exposição Base Ano EBA e realizadas Simulações de Stress. O EBA consiste em uma métrica que

expressa a exposição a risco do portfólio como proporção do patrimônio, considerando-se a soma das exposições geradas por cada ativo, a partir da definição de choques sobre os respectivos fatores de risco.

A Política de Investimentos da Fundação Família Previdência determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e estabelecem a estratégia dos planos, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente..

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

## 16 ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	1.114	791	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE	7.937	75	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	133.549	22.792	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	156.757	136.913	-	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	70.116	68.029	1.451	2.548
EPE / FNDCT	2.283	2.035	-	-
<b>Total</b>	<b>371.755</b>	<b>230.635</b>	<b>1.451</b>	<b>2.548</b>

**Bandeiras tarifárias e outros** – O saldo de 31 de dezembro de 2021 refere-se basicamente a bandeira tarifária (vermelha escassez hídrica) faturada em dezembro de 2021 e ainda não homologada. O saldo de 31 de dezembro de 2020 refere-se basicamente a bandeira tarifária (vermelha patamar 2) faturada em dezembro de 2020 e homologada pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) no primeiro trimestre de 2021.

**Programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética:** A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização. Adicionalmente a Lei nº 14.120 em 1º de março de 2021 e ao Despacho ANEEL nº 904 de 30 de março de 2021, estabelecem que entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, até 30% dos valores previstos para os Programas de P&D e Eficiência Energética, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à Conta de desenvolvimento energético (“CDE”) em favor da modicidade tarifária. Os recolhimentos à CDE são realizados no dia 10 de cada mês, sendo que o primeiro recolhimento foi realizado no mês de abril de 2021.

## 17 TRIBUTOS

	31/12/2021	31/12/2020
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	115.806	93.360
Programa de integração social - PIS	5.293	11.001
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	24.862	50.889
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	10.170	90
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	7.704	2.955
Outros	13.960	12.736
<b>Total</b>	<b>177.796</b>	<b>171.031</b>

## 18 PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	31/12/2021		31/12/2020	
	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções
Trabalhistas	75.682	41.612	81.489	48.885
Cíveis	104.178	24.882	113.576	36.408
Fiscais	27.860	39.649	21.538	38.516
Regulatório	15.909	-	17.994	-
Outros	369	-	369	54
<b>Total</b>	<b>223.998</b>	<b>106.144</b>	<b>234.966</b>	<b>123.861</b>

A movimentação das provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas e outros, está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2020	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2021
Trabalhistas	81.489	25.455	(12.198)	(26.255)	7.192	75.682
Cíveis	113.576	57.675	(13.251)	(84.976)	31.154	104.178
Fiscais	21.538	5.883	(310)	(2)	751	27.860
Regulatório	17.994	-	(1.465)	(1.303)	683	15.909
Outros	369	-	-	-	-	369
<b>Total</b>	<b>234.966</b>	<b>89.013</b>	<b>(27.225)</b>	<b>(112.535)</b>	<b>39.779</b>	<b>223.998</b>

As provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- f. **Trabalhistas** - os processos trabalhistas movidos por ex-funcionários e terceirizados da Companhia requerem, em geral, o pagamento de horas extras, adicional de periculosidade, insalubridade e equiparação salarial. Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a Companhia registrou provisão nas categorias de sub-rogados da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, empregados próprios, terceirizados e ações de indenização;
- g. **Cíveis** - as causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, entre outros;
- h. **Fiscais** - os processos fiscais são relativos a Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Imposto sobre Serviços de qualquer Natureza - ISSQN, SAT e ICMS, cujas discussões são mantidas na esfera administrativa e judicial;
- i. **Regulatórios** - os processos regulatórios estão relacionados a não conformidades na prestação do serviço de distribuição em 2018 e 2019 e a fiscalizações de compartilhamento de infraestrutura entre os setores de energia elétrica e de telecomunicações; e
- j. **Outros** - referem-se a Autos de Infração da AGERGS - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS.

## Perdas possíveis:

A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2021 e 2020, estavam assim representadas:

	31/12/2021	31/12/2020	Principais causas
Trabalhistas	325.171	288.351	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	1.005.363	877.181	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	1.056.046	1.044.011	Imposto de Renda e Contribuição Social
Fiscais - Outros	546.262	526.200	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatórias	48.394	63.764	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
<b>Total</b>	<b>2.981.235</b>	<b>2.799.507</b>	

No tocante às contingências trabalhistas o Supremo Tribunal Federal reafirmou em dezembro a aplicação do IPCA-E para os débitos na fase pré-processual e a SELIC para após o ajuizamento das ações, mantendo modulação dos efeitos da decisão, conforme andamento processual, respaldando os pagamentos já realizados com a atualização pela TR. A Administração da Companhia esclarece que realiza a liquidação individualizada dos casos trabalhistas, nos termos das respectivas decisões e não identificou em análise preliminar alteração material. Assim, a Companhia permanece acompanhando a aplicação das decisões do STF aos seus casos até que sobrevenha solução legislativa para alteração da TR.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

## 19 OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Consumidores e concessionárias	112.063	70.947	75.415	63.209
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica à receber (nota 11)	96.476	-	-	-
Adiantamentos	15.219	9.072	3.084	4.118
Descontos tarifários - CDE	19.194	26.063	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	246	4	-	-
Convênios de arrecadação	38.935	31.776	-	-
Garantias	-	-	993	993
Outros	6.540	6.671	36.867	35.929
<b>Total</b>	<b>288.673</b>	<b>144.532</b>	<b>116.359</b>	<b>104.249</b>

**Consumidores e concessionárias:** As a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização. O saldo no passivo não circulante de R\$ 75.415 (R\$ 63.209 em 31 de dezembro de 2020), refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 35).

**Descontos tarifários – CDE:** Refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE.

**Convênio de arrecadação:** Referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

## 20 OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições (A)	Transferências (B)	Reavaliação (C)	Valor Bruto em 31/12/2021	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2021
<b>Em serviço</b>	<b>978.495</b>	<b>2.432</b>	<b>47.124</b>	<b>128.290</b>	<b>1.156.340</b>	<b>49.555</b>	<b>(458.172)</b>	<b>698.169</b>
Participação da União, Estados e Municípios	62.774	-	-	-	62.774	-	(31.302)	31.472
Participação Financeira do Consumidor	623.033	820	18.982	128.290	771.125	19.802	(361.822)	409.303
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	97.031	-	28.141	-	125.172	28.141	(16.431)	108.742
Programa de Eficiência Energética - PEE	1.493	-	-	-	1.493	-	(830)	663
Pesquisa e Desenvolvimento	19.068	1.612	-	-	20.679	1.612	(6.632)	14.047
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	25.110	-	-	-	25.110	-	(14.836)	10.274
Outros	<b>149.988</b>	-	-	-	<b>149.988</b>	-	<b>(26.319)</b>	<b>123.668</b>
Ultrapassagem de demanda	50.813	-	-	-	50.813	-	(8.719)	42.094
Excedente de reativos	89.572	-	-	-	89.572	-	(15.151)	74.421
Outros	9.603	-	-	-	9.603	-	(2.449)	7.154
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>	<b>(335.975)</b>	<b>(57.110)</b>	-	<b>(65.086)</b>	<b>(458.172)</b>	<b>(57.110)</b>	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(28.891)	(2.411)	-	-	(31.302)	(2.411)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(254.324)	(42.411)	-	(65.086)	(361.822)	(42.411)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(12.301)	(4.130)	-	-	(16.431)	(4.130)	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(773)	(57)	-	-	(830)	(57)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(5.820)	(812)	-	-	(6.632)	(812)	-	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(13.740)	(1.096)	-	-	(14.836)	(1.096)	-	-
Outros	<b>(20.126)</b>	<b>(6.193)</b>	-	-	<b>(26.319)</b>	<b>(6.193)</b>	-	-
Ultrapassagem de demanda	(6.591)	(2.129)	-	-	(8.719)	(2.129)	-	-
Excedente de reativos	(11.452)	(3.699)	-	-	(15.151)	(3.699)	-	-
Outros	(2.083)	(366)	-	-	(2.449)	(366)	-	-
<b>Em curso</b>	<b>90.659</b>	<b>63.057</b>	<b>(47.124)</b>	-	<b>106.591</b>	<b>15.933</b>	-	<b>106.591</b>
Participação da União, Estados e Municípios	9	-	-	-	9	-	-	9
Participação Financeira do Consumidor	65.476	5.463	3.037	-	73.976	8.500	-	73.976
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	1.933	32.499	(28.141)	-	6.291	4.357	-	6.291
Pesquisa e Desenvolvimento	76	-	-	-	76	-	-	76
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	8.393	-	-	-	8.393	-	-	8.393
Outros	<b>14.771</b>	<b>25.095</b>	<b>(22.020)</b>	-	<b>17.847</b>	<b>3.076</b>	-	<b>17.847</b>
Outros	14.771	25.095	(22.020)	-	17.847	3.076	-	17.847
<b>Total</b>	<b>733.179</b>	<b>8.378</b>	-	<b>63.203</b>	<b>804.760</b>	<b>8.378</b>	<b>(458.172)</b>	<b>804.760</b>

O saldo da reavaliação regulatória das obrigações especiais, bem como a taxa média de amortização são conforme o quadro abaixo:

Obrigações Especiais 2021	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
<b>Em serviço</b>	<b>3,96%</b>	<b>783.888</b>	<b>372.453</b>	<b>1.156.340</b>
Participação da União, Estados e Municípios		62.774	-	62.774
Participação Financeira do Consumidor		398.672	372.453	771.125
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		125.172	-	125.172
Programa de Eficiência Energética - PEE		1.493	-	1.493
Pesquisa e Desenvolvimento		20.679	-	20.679
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		25.110	-	25.110
<b>Outros</b>		<b>149.988</b>	<b>-</b>	<b>149.988</b>
Ultrapassagem de demanda		50.813	-	50.813
Excedente de reativos		89.572	-	89.572
Outros		9.603	-	9.603
<b>(-) Amortização Acumulada</b>		<b>(259.951)</b>	<b>(198.220)</b>	<b>(458.172)</b>
Participação da União, Estados e Municípios		(31.302)	-	(31.302)
Participação Financeira do Consumidor		(163.602)	(198.220)	(361.822)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(16.431)	-	(16.431)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(830)	-	(830)
Pesquisa e Desenvolvimento		(6.632)	-	(6.632)
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		(14.836)	-	(14.836)
<b>Outros</b>		<b>(26.319)</b>	<b>-</b>	<b>(26.319)</b>
Ultrapassagem de demanda		(8.719)	-	(8.719)
Excedente de reativos		(15.151)	-	(15.151)
Outros		(2.449)	-	(2.449)
<b>Total</b>		<b>523.936</b>	<b>174.232</b>	<b>698.169</b>

## 21 PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2021 e 2020 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações	
	Ordinárias	%
CPFL Energia S/A	1.001.751	89,01
CPFL Comercialização Brasil S/A	123.676	10,99
<b>Total</b>	<b>1.125.427</b>	<b>100,00</b>

### 21.1 - Gestão do Capital

A política da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e a estratégia de subida de dividendos da Companhia para o controlador.

A Companhia gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. A Companhia monitora o capital utilizando o índice de alavancagem calculado pela dívida líquida em relação ao EBITDA societário.

Ao longo de 2021, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,63 vezes o EBITDA em 2021 (3,29 vezes em 2020), no critério de medição dos covenants financeiros da Companhia, menor do que no ano anterior. A política

da Companhia é manter este índice abaixo de 4,00, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

## **21.2 – Aumento de capital**

Através da AGO/E de 29 de abril de 2021, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 10.857, referente capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2020 sem emissão de novas ações..

## **21.3 - Reserva de Capital**

Refere-se benefício fiscal do Intangível Incorporado, oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna e da Rio Grande Energia de R\$ 173.962.

## **21.4 - Resultado abrangente acumulado:**

### **21.4.1 - Reserva de Reavaliação:**

O saldo credor de R\$ 689.865 (R\$ 455.311 líquido dos tributos) corresponde aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010.

### **21.4.2 - Entidade de previdência privada**

Entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 142.316 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 33 (R2).

## **21.5 - Reservas de lucros**

O saldo da Reserva de legal em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 234.784.

## **.21.6 - Dividendo e Juros sobre capital próprio (“JCP”)**

Na AGO/E de 29 de abril de 2021, foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2020, através de (i) dividendo mínimo obrigatório, no montante de R\$ 163.307.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2021:

Na AGE de 07 de outubro de 2021, foi aprovada a declaração de dividendos no valor de R\$ 489.922, utilizando-se do saldo da Reserva Reforço de Capital de Giro e R\$ 200.000 de dividendos intermediários, ambos valores a serem imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício social de 2021.

Na AGE de 10 de novembro de 2021, foi aprovada a declaração de dividendos intermediários no valor de R\$ 136.000, a serem imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício social de 2021.

Dividendo adicional proposto no montante de R\$ 591.850, que será deliberado na Assembleia geral ordinária em abril de 2022.

No exercício de 2021, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 989.229 de dividendos.

## **21.7 - Destinação do lucro líquido societário do exercício**

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	<b>2021</b>
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>976.685</b>
Reserva legal	(48.834)
Dividendos intermediários	(336.000)
Dividendo adicional proposto	(591.850)

## 22 RECEITA

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Fornecimento - Faturado</b>	<b>3.029.846</b>	<b>2.974.468</b>	<b>11.678.649</b>	<b>12.026.825</b>	<b>5.518.091</b>	<b>4.561.015</b>
Residencial	2.562.073	2.504.771	5.731.767	5.817.330	2.948.867	2.425.641
Industrial	17.843	19.715	1.384.977	1.400.026	620.630	513.979
Comercial	175.366	174.478	1.833.188	1.879.109	973.589	806.725
Rural	248.130	249.383	1.547.505	1.626.707	488.474	401.616
Poder público	22.115	22.009	316.004	300.237	159.376	120.360
Iluminação pública	539	513	552.612	569.525	169.873	118.031
Serviço público	3.780	3.599	312.596	433.890	157.281	174.661
Consumo próprio	225	225	6.082	6.488	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			2.391.736	2.616.059	593.611	495.512
<b>Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado</b>					<b>6.673.684</b>	<b>5.963.106</b>
Consumidores Cativos					5.315.508	4.876.269
Consumidores Livres					1.358.175	1.086.836
<b>Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado</b>					<b>(129.146)</b>	<b>85.062</b>
<b>Ativos e Passivos Financeiros Setoriais</b>					<b>971.353</b>	<b>78.993</b>
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					827.441	17.679
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					251.587	(31.757)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					(107.674)	93.071
<b>Outras Receitas Vinculadas</b>					<b>803.499</b>	<b>688.352</b>
Serviços Cobráveis					9.041	10.507
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					794.458	677.845
<b>Total</b>	<b>3.030.071</b>	<b>2.974.693</b>	<b>14.076.468</b>	<b>14.649.372</b>	<b>14.431.091</b>	<b>11.872.040</b>

### 22.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("PRORET"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de janeiro de 2018, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET.

Em 7 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica ("ABRADEE") conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como (i) passivos financeiros setoriais e (ii) obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas e apresentadas líquido no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

## **22.2 - Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)**

Em 15 de junho de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) Nº 2.880, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia em 15,23%, sendo 16,68% referentes ao reajuste tarifário econômico e -1,45% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 9,95%.

Em 17 de junho de 2020, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.697/2020, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, em 15,74%, sendo 10,06% referentes ao reajuste tarifário econômico e 5,67% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a percebido pelos consumidores foi de 6,09%.

Como o reajuste tarifário foi suspenso até o dia 30 de junho de 2020, no contexto do estado de emergência de saúde pública de importância internacional em decorrência da pandemia do coronavírus (COVID-19), foi mantida nesse ínterim a aplicação das tarifas definidas em 2019, publicadas pela REH nº 2.557/2019.

A ANEEL reconheceu o direito da Companhia a valor referente à não arrecadação da receita tarifária adicional nesse período, autorizando a Companhia a realizar, dedução proporcional ao período de suspensão do recolhimento das cotas mensais da CDE à CCEE para a competência de julho de 2020.

## **22.3 – Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares**

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2021, foi registrada receita de R\$ 697.980 (R\$ 677.845 em 2020), sendo (i) R\$ 62.083 (R\$ 67.491 em 2020) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 587.451 (R\$ 569.295 em 2020) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 7 (R\$ 231 em 2020) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 48.439 (R\$ 40.828 em 2020) de subvenção CCRBT.

## **22.4 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)**

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.814, de 01 de dezembro de 2020 e REH nº 2.833, de 17 de fevereiro de 2021, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE, relativas à competência de janeiro e fevereiro de 2021, respectivamente.

A REH nº 2.834, de 02 de março de 2021, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE, com vigência a partir da competência de março de 2021 até a aprovação do orçamento anual da CDE 2021 e respectivas quotas anuais.

A REH nº 2.864, de 05 de maio de 2021, efetuou a homologação definitiva das quotas de 2021.

Criada por meio da REN nº 885, de 23 de junho de 2020, a Conta-Covid teve suas quotas homologadas por meio do despacho nº 181 de 26 de janeiro de 2021, posteriormente retificadas por meio do despacho nº 939 de 05 de abril de 2021, os valores são pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário da distribuidora.

## 23 CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2021	2020	2021	2020
<b><u>Energia comprada para revenda</u></b>				
Energia de Itaipu Binacional	3.315.181	3.477.652	1.155.939	1.186.567
Energia de curto prazo	215.573	523.044	48.248	137.979
PROINFA	314.250	350.918	104.659	88.484
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	12.249.597	12.943.143	3.766.487	2.795.219
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(456.181)	(375.442)
<b>Subtotal</b>	<b>16.094.601</b>	<b>17.294.757</b>	<b>4.619.152</b>	<b>3.832.808</b>
<b><u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u></b>				
Encargos da rede básica			815.126	715.916
Encargos de transporte de itaipu			95.504	101.659
Encargos de conexão			157.817	105.820
Encargos de uso do sistema de distribuição			7.285	1.876
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			603.967	44.078
Encargos de energia de reserva - EER			52.357	77.901
Crédito de PIS e COFINS			(160.212)	(96.868)
<b>Subtotal</b>			<b>1.571.843</b>	<b>950.382</b>
<b>Total</b>			<b>6.190.994</b>	<b>4.783.190</b>

(\*) Conta de Energia de Reserva

O aumento no ESS líquido do repasse do CONER representa principalmente o aumento expressivo no custo com segurança energética para fazer frente ao cenário energético desfavorável em 2021

## 24 PESSOAL E ADMINISTRADORES

	2021	2020
<b>Pessoal e Administradores</b>		
<b><u>Pessoal</u></b>		
Remuneração	180.339	166.616
Encargos	50.323	47.819
Previdência privada - Corrente	2.282	3.107
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	12.896	14.583
Programa de demissão voluntária	201	-
Despesas rescisórias	4.014	2.733
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	27.274	27.293
Outros benefícios - Corrente	74.597	70.741
Outros	1.911	3.405
<b>Subtotal</b>	<b>353.836</b>	<b>336.298</b>
<b><u>Administradores</u></b>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	2.949	4.198
Benefícios dos administradores	1.259	2.453
<b>Subtotal</b>	<b>4.207</b>	<b>6.651</b>
<b>Total</b>	<b>358.043</b>	<b>342.948</b>

## 25 RESULTADO FINANCEIRO

<u>Receitas</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Rendas de aplicações financeiras	24.500	31.787
Acréscimos e multas moratórias	100.063	92.781
Atualização de créditos fiscais	59.191	1.333
Atualização de depósitos judiciais	2.741	2.376
Atualizações monetárias e cambiais	228.404	831.191
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	4.222	3.722
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	54.740	20.531
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(15.418)	(9.834)
Outros	27.032	15.178
<b>Total</b>	<b>485.474</b>	<b>989.064</b>
<u>Despesas</u>		
Encargos de dívidas	(222.955)	(188.462)
Atualizações monetárias e cambiais	(433.720)	(875.640)
(-) Juros capitalizados	12.959	13.082
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(32.408)	(19.212)
Outros	(118.955)	(31.907)
<b>Total</b>	<b>(795.078)</b>	<b>(1.102.138)</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(309.604)</b>	<b>(113.075)</b>

Os Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. em janeiro e fevereiro e 7,02% a.a. a partir de março de 2021 (8,09% a.a. em 2020) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 6.713 (R\$ 761.305 em 2020) (nota 29).

## 26 TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2021, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S/A.  
Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.
- ESC Energia S.A.  
Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S/A.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influências significativas sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- c) **Imobilizado, intangível, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços de engenharia e consultoria.
- d) **Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** – A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as

regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto às Fundação Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, na nota 15 - Benefício pós-emprego.

A controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por dois membros independentes e um executivo do Grupo, que avaliam as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Administração considerou a proximidade de relacionamento com as partes relacionadas associada a outros fatores para determinar o nível de detalhes de divulgação das transações e acredita que as informações relevantes sobre as transações com partes relacionadas estão adequadamente divulgadas.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2021, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) - Partes Relacionadas foi de R\$ 4.207 (R\$ 6.651 em 2020). Este valor é composto por R\$ 3.250 (R\$ 5.552 em 2020) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 77 (R\$ 215 em 2020) de benefícios pós-emprego e R\$ 880 (R\$ 884 em 2020) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China) referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

#### Transações envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia:

Empresas	Ativo		Passivo		Despesa / Custo	
	31/12/2021	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020	
<b>Encargos - Rede básica</b>						
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	6.180	-	240	86.919	80.887	
<b>Intangível, materiais e prestação de serviço</b>						
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	-	7.706	-	26.608		

**Transações envolvendo entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto da CPFL Energia:**

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa / Custo	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020	2021	2020
<b>Alocação de despesas entre empresas</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	3	-	19	-	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	344	345	2.124	1.868	-	-	23.121	21.113
Companhia Piratininga de Força e Luz.	98	107	1.458	1.540	-	-	17.819	16.834
Companhia Jaguari de Energia	88	55	81	128	-	-	362	542
CPFL Energia S.A.	18	33	-	-	-	-	(250)	(193)
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	28	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arrendamento e aluguel</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	61	-	-	-	15	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz.	-	-	-	-	-	-	147	119
<b>Contrato de Mútuo</b>								
CPFL Energia S.A. (**)	-	-	126.750	300.019	-	-	13.281	24
<b>Dividendos/Juros sobre o capital próprio</b>								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	145.361	-	-	-	-
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	17.946	-	-	-	-
<b>Intangível, materiais e prestação de serviço</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz.	-	-	-	212	-	-	-	2
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	2
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (*)	281	273	3.335	2.758	-	-	1.551	2.057
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	1.444	1.482	-	-	20.161	20.209
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	549	492	-	-	6.818	6.292
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	687	273	-	-	8.110	5.200
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	579	495	-	-	6.534	5.934
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	399	346	-	-	4.956	4.265
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda. (*)	-	-	744	500	-	-	8.332	5.964
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T	-	-	-	-	-	-	133	-
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	259
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	9	9	-	-	95	91
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	1.217	769	-	-	13.460	3.897
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	97	90	-	-	982	938
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas.	-	-	331	302	-	-	2.648	2.526
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	5.055	2.922	-	-	40.219	38.368
CPFL Renováveis - Consolidado	15	9	361	228	123	110	4.820	4.233
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	62	58
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	68	65
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T	-	-	4.968	-	-	-	85.383	-
<b>Outras operações financeiras</b>								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	2.973	2.014

(\*) A Companhia adquiriu equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e contratação de serviços de informática e construção civil no exercício. Do valor total de dispêndios relacionados a estas operações, foram capitalizados como ativo contratual da Companhia o montante de R\$ 84.811 no exercício de 2021 (R\$ 65.817 em 2020), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(\*\*) O saldo de mútuo passivo, no montante de R\$ 126.750, refere-se substancialmente ao mútuo entre a controladora CPFL Energia com vencimento até dezembro de 2022 e remunerado a 107% do CDI.

## 27 SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2021</u>
Ativo imobilizado	Riscos nomeados	127.000
Transporte	Transporte nacional	271.614
Responsabilidade civil	Geral e riscos ambientais	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	303.766
Garantia	Seguro Garantia	1.831.427
	Responsabilidade civil dos administradores e	150.000
Outros	outros	
<b>Total</b>		<b><u>2.718.807</u></b>

Para o seguro de responsabilidade civil dos administradores, a importância segurada é compartilhada entre as empresas do Grupo CPFL Energia S.A. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério do rateio.

## 28 GESTÃO DE RISCO

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

### Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO (*Data Protection Officer*), bem como as áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia:

- Deliberar sobre as propostas de indicadores de risco e as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites.
- Orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia;
- Observar as responsabilidades previstas no Regimento Interno do Conselho de Administração.
- Zelar para que a Diretoria possua mecanismos e controles internos para conhecer e avaliar os Riscos
- Tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva da CPFL Energia para saná-los.

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração, desempenhando seu(s) papel(is) de órgão(s) técnico(s), tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), bem como acompanhar o andamento das ações de mitigação sinalizadas para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos. Adicionalmente, orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

Ao Conselho Fiscal da CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais a Companhia está exposta, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva cabe:

- Recomendar indicadores de risco e metodologias de limite ou limites de risco ao Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberação;
- Observar os limites de risco definidos, devendo tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da CPFL Energia, apresentando ações de mitigação;
- Recomendar alterações no Mapa Corporativo de Riscos ao Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberação;
- Avaliar, pelo menos anualmente, a eficácia desta Política e dos sistemas de gerenciamento de riscos e de controles internos, bem como do programa de integridade/conformidade (*compliance*) e prestar contas ao conselho de administração sobre essa avaliação;
- Submeter ao Conselho de Administração da CPFL Energia assuntos que julgar pertinentes para o efetivo monitoramento dos riscos corporativos.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO é responsável pela (i) coordenação do processo de gestão de riscos da Companhia, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais a Companhia está exposta, (ii) monitoramento periódico das exposições aos riscos e acompanhamento da implantação das ações de mitigação pelos gestores dos negócios, (iii) acompanhamento e reporte dos status dos planos de mitigação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, e (iv) avaliação do ambiente de controles internos da Companhia e interação com os respectivos Gestores dos Negócios, buscando a definição de planos de ação no caso de deficiências identificadas.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

**Risco de taxa de câmbio:** Esse risco decorre de a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 29. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

**Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação:** Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 29.

**Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

**Risco de sub/sobrecontratação:** Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas

situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de liquidação das diferenças) inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

**Risco quanto à escassez de energia hídrica:** A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Em 2021 se observou uma sequência de hidrologia desfavorável, sendo a pior do histórico para o período de abril a setembro, o que acarretou uma série de ações mitigatórias, pelo governo, quanto ao risco de suprimento.

**Risco de aceleração de dívidas:** A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

**Risco regulatório:** As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

### **Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros**

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado. A avaliação desse potencial impacto, oriundo da volatilidade dos fatores de risco e suas correlações, é realizada periodicamente para apoiar o processo de tomada de decisão a respeito da estratégia de gestão do risco, que pode incorporar instrumentos financeiros, incluindo derivativos.

As carteiras compostas por esses instrumentos financeiros são monitoradas mensalmente, permitindo o acompanhamento dos resultados financeiros e seu impacto no fluxo de caixa.

**Controles para gerenciamento dos riscos:** Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia possui uma assessoria financeira contratada para realizar e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do sistema de software Bloomberg para o auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma

exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

## 29 INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente materialmente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	31/12/2021	
					Contábil	Valor Justo
<b>Ativo</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	322.437	322.437
Investimentos temporários	8	(a)	(2)	Nível 1	15.181	15.181
Instrumentos financeiros derivativos	29	(a)	(2)	Nível 2	392.956	392.956
					<b>730.574</b>	<b>730.574</b>
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	(1)	Nível 2 (***)	1.886.976	1.886.975
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	(2)	Nível 2	1.831.756	1.831.756
Debêntures - principal e encargos	14	(b)	(1)	Nível 2 (***)	1.631.224	1.621.594
Debêntures - principal e encargos (**)	14	(a)	(2)	Nível 2	904.637	904.637
Mútuos		(b)	(2)	Nível 2 (***)	126.750	126.750
Instrumentos financeiros derivativos	29	(a)		Nível 2	24.133	24.133
<b>Total</b>					<b>6.405.475</b>	<b>6.395.845</b>

(\*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo

(\*\*) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 18.682 em 2020 (uma perda de R\$ 50.142 em 2019).

(\*\*\*) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1)

### Legenda

#### Categoria:

- (a) - Valor justo contra o resultado  
(b) - Outros passivos financeiros

#### Mensuração:

- (1) - Mensurados ao custo amortizado  
(2) - Mensurados ao valor justo

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações contábeis regulatórias, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) cauções; fundos e depósitos vinculados; (iv) serviços prestados a terceiros; (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial.
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) encargos setoriais; (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE; (vii) passivo financeiro setorial e (viii) mútuo entre coligadas, controladas e controladora.

Adicionalmente, não houve em 2021 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

### a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

## b) Instrumentos derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por swaps de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um rating local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de uma, é considerada o menor rating entre elas. A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são swaps de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 14). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de hedge (hedge accounting) para as operações com instrumentos derivativos..

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos <sup>(1)</sup>	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / Indexador dívida	Moeda / Indexador swap	Faixa de vencimento	Nacional
<b>Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo</b>									
<b>Hedge variação cambial</b>									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	296.776	-	296.776	327.934	(31.158)	US\$ + (Libor 3 meses + 0,87%) ou (1,84% a 3,47%)	106,95% do CDI ou CDI + 0,8% a 1,26%	jul/21 a jun/26	1.427.369
Empréstimos bancários - Lei 4.131	50.348	-	50.348	53.065	(2.716)	Euro + 0,79%	103,5% do CDI	jun/21 a fev/22	133.000
	<b>347.125</b>	<b>-</b>	<b>347.125</b>	<b>380.999</b>	<b>(33.874)</b>				
<b>Hedge variação índice de preços</b>									
Debêntures	45.831	(24.133)	21.698	88.270	(66.571)	IPCA + 4,3% a 5,80%	104,3% a 111,07% do CDI	ago/24 a maio/31	899.600
<b>Total</b>	<b>392.956</b>	<b>(24.133)</b>	<b>368.823</b>	<b>469.269</b>	<b>(100.446)</b>				
<b>Circulante</b>	<b>103.613</b>	<b>-</b>							
<b>Não circulante</b>	<b>289.343</b>	<b>(24.133)</b>							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide nota 14.

<sup>(1)</sup> Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nacional refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2020	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2021
<b>Derivativos</b>				
Para dívidas designadas a valor justo	824.962	168.815	(525.509)	469.269
Marcação a mercado (*)	59.159	(159.605)	-	(100.446)
<b>Total</b>	<b>885.121</b>	<b>9.211</b>	<b>(525.509)</b>	<b>368.823</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>486.476</b>			<b>103.613</b>
<b>Ativo não circulante</b>	<b>398.645</b>			<b>289.343</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>-</b>			<b>(24.133)</b>

(\*) Os efeitos no resultado 2021 refere-se aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos para as dívidas designadas a valor justo

	Saldo em 31/12/2019	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2020
<b>Derivativo</b>				
Para dívidas designadas a valor justo	146.636	743.209	(63.883)	824.962
Para dívidas não designadas a valor justo	-	3.372	(3.372)	-
Marcação a mercado (*)	50.854	8.305	-	59.159
<b>Total</b>	<b>197.490</b>	<b>754.886</b>	<b>(67.256)</b>	<b>885.121</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>14.166</b>			<b>486.476</b>
<b>Ativo não circulante</b>	<b>183.444</b>			<b>398.645</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>(120)</b>			<b>-</b>

(\*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2020 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos para as dívidas designadas a valor justo

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida e debêntures para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 14).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2020 e 2019 os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado financeiro registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

<b>Risco protegido / operação</b>	<b>Ganho (Perda)</b>	
	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Variação de taxas de juros	69.712	17.243
Marcação a mercado	(105.230)	1.488
Variação cambial	99.104	729.338
Marcação a mercado	(54.375)	6.817
	<b>9.211</b>	<b>754.886</b>

#### f) Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado, tais como taxas de câmbio e taxas de juros que irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno. A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

#### g) Análise de sensibilidade

A Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, TJLP, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

#### d.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2021 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

<b>Instrumentos</b>	<b>Exposição (a)</b>	<b>Risco</b>	<b>Receita (despesa) no resultado</b>		
			<b>Depreciação cambial (b)</b>	<b>Apreciação cambial de 25%(c)</b>	<b>Apreciação cambial de 50%(c)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(1.647.264)		(173.331)	281.818	736.966
instrumentos financeiros derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.692.481		178.088	(289.554)	(757.196)
	<b>45.217</b>	baixa dolar	<b>4.757</b>	<b>(7.736)</b>	<b>(20.230)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(184.492)		(21.371)	30.094	81.560
instrumentos financeiros derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	184.722		21.398	(30.132)	(81.662)
	<b>230</b>	baixa euro	<b>27</b>	<b>(38)</b>	<b>(102)</b>
<b>Total</b>	<b>45.447</b>		<b>4.784</b>	<b>(7.774)</b>	<b>(20.332)</b>

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2021 foi de R\$ 5,58 para o dólar e R\$ 6,33 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 6,17 e R\$ 7,06 e a depreciação cambial de 10,52% e 11,58%, do dólar e do euro respectivamente de 31 de dezembro de 2021.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A.

Em função da exposição cambial líquida do dólar e do euro ser um ativo, o risco é baixa do dólar e do euro e portanto o câmbio é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

## d.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2021 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Receita (despesa) no resultado		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	279.017				34.012	42.515	51.018
Instrumentos financeiros passivos	(1.616.647)				(197.069)	(246.337)	(295.604)
instrumentos financeiros derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(2.490.277)				(303.565)	(379.456)	(455.347)
	(3.827.907)	alta CDI	4,40%	12,19%	(466.622)	(583.278)	(699.933)
Instrumentos financeiros passivos	(427)				(26)	(32)	(39)
	(427)	alta TJLP	4,80%	6,08%	(26)	(32)	(39)
Instrumentos financeiros passivos	(2.976.527)				(160.732)	(200.916)	(241.099)
instrumentos financeiros derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	981.897				53.022	66.278	79.534
	(1.994.630)	alta IPCA	10,06%	5,40%	(107.710)	(134.638)	(161.565)
Ativos e passivos financeiros setoriais	849.376				103.539	77.654	51.769
Instrumentos financeiros ativos	15.181				1.851	1.388	925
	864.557	baixa SELIC	4,40%	12,19%	105.390	79.042	52.694
<b>Total</b>	<b>(4.958.406)</b>				<b>(468.968)</b>	<b>(638.906)</b>	<b>(808.843)</b>

(a) Os índices foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices do cenário provável.

## h) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de instrumentos financeiros da Companhia. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

### Caixa e equivalentes de caixa

A Companhia limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um rating de pelo menos AA- (nota 29 b).

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos ratings de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

### Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

A exposição da Companhia ao risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada carteira de clientes. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor, consistindo um grande número de pequenos saldos.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis.

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 6 – Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

## Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys Fitch, e em caso de mais de uma, é considerado o menor *rating* entre elas (nota 29 b). A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

### i) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2021, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2021	Nota explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4.5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13	1.088.768	1.471	-	3.483	-	217.800	1.311.522
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	20.715	524.246	290.497	1.472.012	1.427.231	1.113.077	4.847.779
Debêntures - principal e encargos	14	-	167.098	137.240	1.347.121	547.871	1.273.170	3.472.499
Encargos Setoriais	16	142.599	-	-	-	-	-	142.599
Consumidores e concessionárias	19	7.226	104.837	-	-	-	75.415	187.478
EPE / FNDCT / PROCEL	16	-	2.283	19.277	-	-	-	21.560
Convênio de arrecadação	19	-	38.935	-	-	-	-	38.935
<b>Total</b>		<b>1.259.309</b>	<b>838.870</b>	<b>447.014</b>	<b>2.846.749</b>	<b>1.975.102</b>	<b>2.679.461</b>	<b>10.046.505</b>

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

## 30 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE

Nos exercícios de 2021 e 2020, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2021		2020	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	155.233	44.218	408.061	98.256
Compra estimada (*)	60.340	4.031	114.983	39.724
<b>Total</b>	<b>215.573</b>	<b>48.248</b>	<b>523.044</b>	<b>137.979</b>

	2021		2020	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	626.869	246.941	670.594	42.729
Venda estimada (*)	210.598	46.811	78.537	20.969
<b>Total</b>	<b>837.467</b>	<b>293.752</b>	<b>749.131</b>	<b>63.698</b>

(\*) Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1 de novembro de 2021 a 31 de dezembro de 2021 (período de 1 de novembro de 2020 a 31 de dezembro de 2020), os valores foram estimados pela Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

## **31 REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO**

### **31.1. Revisão Tarifária Periódica**

Entre 27 de março de 2018 e 12 de maio de 2018, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 16/2018 as metodologias e os critérios gerais para o quarto ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia.

Após análise das contribuições recebidas, por meio da AP nº 004/2018 e AP nº 16/2018 amparada pelo laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e pelos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, em 12 de junho de 2018, a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória 2.401/2018, o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Rio Grande Energia S/A. e em 17 de abril de 2018 a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória 2.385/2018, o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da RGE SUL Distribuidora de Energia S/A. onde foram em média reajustadas em 20,58% para RGE e 22,47% para a RGE SUL as tarifas, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos das distribuidoras.

Após a homologação do resultado, a RGE vislumbrou a necessidade de interpor pedido de reconsideração à ANEEL, o qual ainda se encontra em tramitação, não tendo sido julgado pela ANEEL até o mês de março/2019.

### **31.2. Composição da Base de Remuneração Regulatória**

A Base de Remuneração Regulatória – BRR corresponde ao conjunto dos ativos das concessionárias em operação, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, avaliados periodicamente a cada Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – CRTP, observando-se as seguintes diretrizes:

- a) Base Blindada - é composta pelos valores aprovados no laudo de avaliação do ciclo tarifário anterior, ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- b) Base Incremental - Corresponde a inclusão e avaliação dos investimentos realizados entre as datas-bases do ciclo tarifário anterior e o processo de revisão do ciclo tarifário vigente;
- c) Os valores finais da BRR são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas no período incremental (item b);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação da BRR o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária vigente; e
- e) A base de remuneração é atualizada pela variação do IGPM, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração veículos, edificações, hardwares e softwares. Estes ativos são remunerados por meio da Base de Anuidade Regulatória - BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, demonstrado na Nota Técnica RGE n.º 135/2018-SGT/ANEEL e Nota Técnica RGE SUL n.º 76/2018 SGT/ANEEL

Descrição	Valores - R\$ Mil	
	RGE	RGE Sul
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	5.918.687	4.945.792
(6) Depreciação Acumulada	2.562.644	2.334.386
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	3.356.043	2.611.407
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	5.821	9.124
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	3.350.222	2.602.283
(10) Almojarifado em Operação	6.021	10.514
(11) Ativo Diferido	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	404.243	292.030
(13) Terrenos e Servidões	80.358	67.931
<b>(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)</b>	<b>3.032.357</b>	<b>2.388.698</b>
(15) Saldo RGR PLPT	4.337	22.243
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-	-
(19) RC sem Obrigações Especiais	371.267	290.290
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	7.963	5.122
<b>(21) Remuneração do Capital (RC)</b>	<b>379.230</b>	<b>295.412</b>

### 31.3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – “CAIMI”

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

A remuneração dos ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) é determinada a partir de uma relação do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, conforme Nota Técnica RGE n.º 135/2018-SGT/ANEEL e Nota Técnica RGE SUL n.º 76/2018 SGT/ANEEL

Descrição	Valores - R\$ Mil	
	RGE	RGE Sul
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	387.708	333.509
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	174.468	150.079
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	46.525	40.021
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	166.714	143.409
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	19.642	16.896
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	9.498	8.171
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	41.675	35.849
<b>(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)</b>	<b>70.816</b>	<b>60.916</b>

### 31.4. Reajuste Tarifário Anual

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.697, de 17 de junho de 2020, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da distribuidora resultantes do processo de reajuste tarifário de 2019, cujo reajuste médio foi de 15,74%, correspondendo a um efeito médio de 6,09% percebido pelos consumidores.

Em 15 de junho de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) Nº 2.880, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia em 15,23%, sendo 16,68% referentes ao reajuste tarifário econômico e -1,45% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 9,95%.

## **32 CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO**

---

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador e apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.



A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes nos balanços patrimoniais apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória nos exercícios de 2021 e 2020:

### Reclassificações e ajustes de 2021:

Regulatório	Reclassificações							Ajustes					Societário	
	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigação Especial (c)	Provisões para riscos fiscais (d)	Redução Incentivada de Consumo (e)	Investimentos Temporários (f)	Bens não vinculados	Outros Ativos Circulantes	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)		IR e C.S Diferidos (32.3.5)
<b>Ativo</b>														
<b>Ativo Circulante</b>														
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.500.166	-	-	-	-	(96.476)	-	-	-	-	-	-	-	1.403.690
Serviços em Curso	154.935	-	-	-	-	-	-	(132)	-	-	-	-	-	154.803
Depósitos Judiciais e Cauções	-	-	-	-	-	-	11.613	-	-	-	-	-	-	11.613
Investimentos Temporários	15.181	-	-	-	-	-	(11.613)	-	-	-	-	-	-	3.568
Ativos Financeiros Setoriais	1.379.455	(783.458)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	595.997
Outros Ativos Circulantes	215.202	-	-	-	-	-	-	-	78	-	-	-	-	215.279
<b>Ativo Não Circulante</b>														
Tributos diferidos	210.515	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(209.976)	-	539
Ativos Financeiros Setoriais	900.037	(646.658)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	253.379
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	4.946.965	(338.737)	-	-	-	-	-	1.295.850	-	-	-	5.904.078
Bens e Direitos para Uso Futuro	378	-	-	-	-	-	-	(378)	-	-	-	-	-	-
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	323.476	-	-	-	-	-	-	(323.476)	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	8.511.408	(4.876.054)	(3.137.588)	338.737	-	-	-	-	(836.503)	-	-	-	-	-
Ativo contratual em curso	-	-	757.368	(106.591)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	650.777
Intangível	253.314	(70.911)	2.380.220	(523.936)	-	-	-	323.854	(27.441)	-	5.491	-	-	2.340.592
<b>13.464.068</b>	<b>(1.430.116)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(630.528)</b>	<b>-</b>	<b>(96.476)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(54)</b>	<b>(863.944)</b>	<b>1.295.850</b>	<b>5.491</b>	<b>(209.976)</b>	<b>11.534.315</b>
<b>Passivo</b>														
<b>Passivo Circulante</b>														
Passivos Financeiros Setoriais	783.458	(783.458)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros Passivos Circulantes	288.673	-	-	-	-	(96.476)	-	-	-	-	-	-	-	192.197
<b>Passivo Não Circulante</b>														
Tributos	-	-	-	-	8.802	-	-	-	-	-	-	-	-	8.802
Provisão para litígios	223.998	-	-	-	(8.802)	-	-	-	-	-	-	-	-	215.196
Passivos Financeiros Setoriais	646.658	(646.658)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	804.760	-	-	(630.528)	-	-	-	-	(174.232)	-	-	-	-	-
<b>2.747.547</b>	<b>(1.430.116)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(630.528)</b>	<b>-</b>	<b>(96.476)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(174.232)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>416.195</b>
<b>Total</b>	<b>10.716.520</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(54)</b>	<b>(689.711)</b>	<b>1.295.850</b>	<b>5.491</b>	<b>(209.976)</b>	<b>11.118.120</b>

(a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo;

(b) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão (apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios) seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível;

(c) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas líquidas no Ativo Intangível e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica;

(d) Provisão para litígios fiscais relacionados a IR/CSLL foi reclassificado para tributos a pagar no societário em função do ICPC 22.

(e) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor foi classificado no ativo circulante na rubrica de consumidores, concessionárias e permissionárias, e nas demonstrações contábeis regulatórias no passivo circulante em outras contas a pagar, conforme Ofício Circular n° 38/2022-SFF/ANEEL;

(f) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias os valores depositados em caução para resgate ou amortização de dívida são classificados no ativo circulante na rubrica de outros créditos – cauções, fundos e depósitos vinculados, e nas demonstrações contábeis regulatórias em investimentos temporários.

## Reclassificações e ajustes de 2020:

Regulatório	Reclassificações						Ajustes					Societário
	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigação Especial (c)	Provisões para riscos fiscais (d)	Bens não vinculados	Outros Ativos Circulantes	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	IR e CS Diferidos (32.3.5)	
<b>Ativo</b>												
<b>Ativo Circulante</b>												
Serviços em Curso	93.813	-	-	-	-	-	(261)	-	-	-	-	93.552
Ativos Financeiros Setoriais	619.904	(431.573)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	188.331
Outros Ativos Circulantes	105.538	-	-	-	-	-	122	-	-	-	-	105.660
<b>Ativo Não Circulante</b>												
Tributos diferidos	157.841	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.462	167.303
Ativos Financeiros Setoriais	252.274	(252.274)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	4.025.026	-	(296.737)	-	-	-	-	785.626	-	-	4.513.915
Bens e Direitos para Uso Futuro	378	-	-	-	-	(378)	-	-	-	-	-	-
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	375.578	-	-	-	-	(375.578)	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	7.736.835	-	(3.958.298)	296.737	-	-	-	(939.305)	-	-	-	-
Ativo contratual em curso	-	-	709.275	(90.659)	-	-	-	-	-	-	-	618.617
Intangível	241.411	-	(66.728)	2.426.694	(504.740)	375.956	-	(27.569)	-	13.374	-	2.458.397
	<b>9.583.571</b>	<b>(683.847)</b>	<b>-</b>	<b>(595.399)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(138)</b>	<b>(966.874)</b>	<b>785.626</b>	<b>13.374</b>	<b>9.462</b>	<b>8.145.776</b>
<b>Passivo</b>												
<b>Passivo Circulante</b>												
Passivos Financeiros Setoriais	431.573	(431.573)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Passivo Não Circulante</b>												
Tributos	-	-	-	-	3.148	-	-	-	-	-	-	3.148
Provisão para Litígios	234.966	-	-	-	(3.148)	-	-	-	-	-	-	231.817
Passivos Financeiros Setoriais	260.928	(252.274)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.654
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	733.179	-	-	(595.399)	-	-	-	(137.780)	-	-	-	-
	<b>1.660.645</b>	<b>(683.847)</b>	<b>-</b>	<b>(595.399)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(137.780)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>243.619</b>
<b>Total</b>	<b>7.922.926</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(138)</b>	<b>(829.094)</b>	<b>785.626</b>	<b>13.374</b>	<b>9.462</b>	<b>7.902.156</b>

(a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo;

(b) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão (apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios) seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível;

(c) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidadas no Ativo Intangível e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica;

(d) Provisão para riscos fiscais relacionados a IR/CSLL foi reclassificado para tributos a pagar no societário em função do ICPC 22.

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<b>Total do ativo conforme contabilidade societária</b>	<b>15.479.987</b>	<b>12.044.415</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	3.088.717	3.531.713
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(2.224.773)	(2.564.839)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(1.295.850)	(785.626)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	(5.491)	(13.374)
Ajustes de Outros Ativos Circulantes	54	138
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.5)	209.976	(9.462)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	1.430.116	683.847
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (c)	630.528	595.399
Redução Incentivada de Consumo (e)	96.476	-
<b>Total do ativo regulatório</b>	<b><u>17.409.740</u></b>	<b><u>13.482.211</u></b>

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo.
- (c) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Ativo Intangível e para fins e para as demonstrações contábeis regulatórias a partir de 2015 é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica;
- (e) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor foi classificado no ativo circulante na rubrica de consumidores, concessionárias e permissionárias, e nas demonstrações contábeis regulatórias no passivo circulante em outras contas a pagar.

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<b>Patrimônio líquido conforme contabilidade societária</b>	<b>3.695.623</b>	<b>3.540.630</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	2.716.263	3.287.811
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(2.026.553)	(2.458.457)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(1.295.850)	(785.626)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	(5.491)	(13.635)
Ajustes de Outros Ativos Circulantes	54	138
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.5)	209.976	(9.462)
<b>Patrimônio líquido regulatório</b>	<b><u>3.294.023</u></b>	<b><u>3.561.399</u></b>

## 32.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2021			2020		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Receita / Ingresso</b>	<b>14.431.091</b>	<b>1.802.449</b>	<b>16.233.540</b>	<b>11.872.040</b>	<b>1.216.670</b>	<b>13.088.709</b>
Fornecimento de Energia Elétrica	5.388.945	96.478	5.485.423	4.646.077	-	4.646.077
Suprimento de Energia Elétrica	299.859	-	299.859	431.813	-	431.813
Energia Elétrica de Curto Prazo	293.752	-	293.752	63.698	-	63.698
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	6.673.684	(39.695)	6.633.989	5.963.106	(48.800)	5.914.306
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	971.353	-	971.353	78.993	-	78.993
Serviços Cobráveis	9.041	-	9.041	10.507	-	10.507
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	794.458	(96.478)	697.980	677.845	-	677.845
Outras Receitas	-	1.842.144	1.842.144	-	1.265.469	1.265.469
<b>Tributos</b>	<b>(4.327.931)</b>	<b>3</b>	<b>(4.327.928)</b>	<b>(3.826.408)</b>	<b>-</b>	<b>(3.826.408)</b>
ICMS	(3.164.983)	3	(3.164.980)	(2.725.610)	-	(2.725.610)
PIS-PASEP	(207.417)	-	(207.417)	(196.304)	-	(196.304)
COFINS	(955.379)	-	(955.379)	(904.188)	-	(904.188)
ISS	(153)	-	(153)	(307)	-	(307)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>	<b>(1.245.164)</b>	<b>-</b>	<b>(1.245.164)</b>	<b>(1.040.221)</b>	<b>-</b>	<b>(1.040.221)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(44.884)	-	(44.884)	(35.532)	-	(35.532)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(44.884)	-	(44.884)	(35.532)	-	(35.532)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(983.845)	-	(983.845)	(953.809)	-	(953.809)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(12.963)	-	(12.963)	(10.461)	-	(10.461)
Outros Encargos	(158.588)	-	(158.588)	(4.888)	-	(4.888)
<b>Receita Líquida / Ingresso Líquido</b>	<b>8.857.996</b>	<b>1.802.452</b>	<b>10.660.448</b>	<b>7.005.410</b>	<b>1.216.671</b>	<b>8.222.080</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>	<b>(6.190.994)</b>	<b>(17.138)</b>	<b>(6.208.132)</b>	<b>(4.783.190)</b>	<b>(26.415)</b>	<b>(4.809.605)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(4.514.493)	(17.138)	(4.531.631)	(3.744.324)	(26.415)	(3.770.739)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(104.659)	-	(104.659)	(88.484)	-	(88.484)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(1.571.843)	-	(1.571.843)	(950.382)	-	(950.382)
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>	<b>2.667.002</b>	<b>1.785.314</b>	<b>4.452.316</b>	<b>2.222.220</b>	<b>1.190.255</b>	<b>3.412.475</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>	<b>(1.477.175)</b>	<b>(1.218.198)</b>	<b>(2.695.373)</b>	<b>(1.416.259)</b>	<b>(958.390)</b>	<b>(2.374.649)</b>
Pessoal e Administradores	(345.147)	-	(345.147)	(328.365)	-	(328.365)
Entidade de previdência privada	(12.896)	-	(12.896)	(14.583)	-	(14.583)
Material	(85.033)	-	(85.033)	(67.675)	-	(67.675)
Serviços de Terceiros	(272.174)	-	(272.174)	(262.074)	-	(262.074)
Arrendamento e Aluguéis	(32.115)	-	(32.115)	(30.951)	-	(30.951)
Seguros	(1.418)	-	(1.418)	(1.556)	-	(1.556)
Doações, Contribuições e Subvenções	(945)	-	(945)	(2.043)	-	(2.043)
Provisões	(68.843)	-	(68.843)	(79.011)	-	(79.011)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(110.853)	-	(110.853)	(79.683)	-	(79.683)
(-) Recuperação de Despesas	14.579	-	14.579	6.169	-	6.169
Tributos	(3.025)	-	(3.025)	(2.959)	-	(2.959)
Depreciação e Amortização	(452.849)	40.151	(412.698)	(454.451)	64.164	(390.287)
Depreciação	(371.709)	371.709	-	(367.181)	367.181	-
Amortização	(81.140)	81.140	-	(87.270)	87.270	-
Gastos Diversos da atividade vinculada	(99.921)	-	(99.921)	(108.657)	-	(108.657)
Outras Receitas Operacionais	126.044	(126.044)	-	112.287	(112.287)	-
Outras Despesas Operacionais	(132.578)	(1.132.305)	(1.264.883)	(102.705)	(910.267)	(1.012.972)
<b>Resultado da Atividade</b>	<b>1.189.827</b>	<b>567.116</b>	<b>1.756.943</b>	<b>805.961</b>	<b>231.865</b>	<b>1.037.826</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(309.604)</b>	<b>33.000</b>	<b>(276.604)</b>	<b>(113.075)</b>	<b>27.546</b>	<b>(85.529)</b>
Receitas Financeiras	485.474	(201.223)	284.251	989.064	(765.793)	223.271
Despesas Financeiras	(795.078)	234.224	(560.854)	(1.102.138)	793.339	(308.800)
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>	<b>880.223</b>	<b>600.116</b>	<b>1.480.339</b>	<b>692.886</b>	<b>259.411</b>	<b>952.297</b>
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(298.368)	(205.287)	(503.655)	(174.525)	(90.161)	(264.687)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>581.855</b>	<b>394.829</b>	<b>976.685</b>	<b>518.361</b>	<b>169.249</b>	<b>687.610</b>
Atribuível aos Acionistas Controladores	581.855	394.829	976.685	518.361	169.249	687.610

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes na demonstração do resultado do exercício apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória, nos exercícios de 2021 e 2020:

### Reclassificações e ajustes de 2021:

	Regulatório	Reclassificações							Ajustes					Societário	
		Construção da infraestrutura de concessão (a)	Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (e)	Variação cambial Itaipu (f)	Variação cambial, atualização monetária e marcação a mercado (g)	Redução Incentivada de Consumo (h)	Provisões para riscos fiscais (i)	Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)		Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (32.3.4)
<b>Receita/Ingresso</b>															
Fornecimento de Energia Elétrica	5.388.945	-	-	-	-	-	-	96.478	-	-	-	-	-	-	5.485.423
Disponibilização do Sistema de Transmissão e D	6.673.684	-	(39.695)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.633.989
Doações, Contribuições e Subvenções	794.458	-	-	-	-	-	-	(96.478)	-	-	-	-	-	-	697.980
Vinculadas ao Serviço Concedido	-	1.217.764	-	114.261	-	-	-	-	-	-	510.119	-	-	-	1.842.144
<b>Tributos</b>															
ICMS	(3.164.983)	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	(3.164.980)
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>															
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(4.514.493)	-	-	-	-	(17.138)	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.531.631)
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>															
Depreciação e Amortização	(452.849)	-	-	-	-	-	-	-	-	47.389	-	(7.238)	-	-	(412.698)
Outras receitas operacionais	126.044	-	-	(114.261)	(11.783)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(132.578)	(1.217.764)	39.695	11.783	-	-	-	-	5.646	28.898	-	(563)	-	-	(1.264.883)
<b>Resultado Financeiro</b>															
Receitas Financeiras	485.474	-	-	-	(32.408)	-	(168.815)	-	-	-	-	-	-	-	284.251
Despesas Financeiras	(795.078)	-	-	-	32.408	17.138	168.815	-	(5.613)	-	-	-	21.476	-	(560.854)
<b>Despesa com Impostos sobre o Lucro</b>															
	(298.368)	-	-	-	-	-	-	-	(36)	-	-	-	-	(205.251)	(503.655)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>581.855</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	76.287	510.119	(7.800)	21.476	(205.251)	976.685

- Para a contabilidade societária a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a companhia adota o CPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- Para a contabilidade societária a Companhia classifica as Outras receitas operacionais no grupo de Receita e na contabilidade regulatória são classificadas no grupo de Custos gerenciáveis conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos o ganho e a perda são apresentados pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias são apresentados de forma segregada, conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a Companhia apresenta ou receita ou despesa financeira conforme o saldo, e para as demonstrações contábeis regulatórias a apresentação é feita de forma segregada, conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação cambial de Itaipu dentro do custo de energia e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação monetária e marcação a mercado na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com sua natureza, conforme MCSE.
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias registramos o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica em Outros Créditos com contrapartida no ativo circulante na rubrica de consumidores, concessionárias e permissionárias, e para as demonstrações contábeis regulatórias transitamos pelo resultado conforme Ofício Circular nº 38/2022-SFF/ANEEL; e
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos as despesas com litígios fiscais na natureza original dos tributos e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional, conforme MCSE.

## Reclassificações e ajustes de 2020:

	Reclassificações							Ajustes					Societário	
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (e)	Variação cambial Itaipu (f)	Variação cambial, atualização monetária e marcação a mercado (g)	Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (32.3.4)		IR e CS Diferidos (32.3.5)
<b>Receita/Ingresso</b>														
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	5.963.106	-	(48.800)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.914.306
Outras receitas	-	994.869	-	100.918	-	-	-	-	169.682	-	-	-	-	1.265.469
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>														
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.744.324)	-	-	-	-	-	(26.415)	-	-	-	-	-	-	(3.770.739)
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>														
Depreciação e Amortização	(454.451)	-	-	-	-	-	-	73.010	-	(8.846)	-	-	-	(390.287)
Outras receitas operacionais	112.287	-	-	(100.918)	(11.369)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(102.705)	(994.869)	48.800	-	11.369	-	-	25.329	-	(895)	-	-	-	(1.012.972)
<b>Resultado Financeiro</b>														
Receitas Financeiras	989.064	-	-	-	-	(19.212)	-	(746.581)	-	-	-	-	-	223.271
Despesas Financeiras	(1.102.138)	-	-	-	-	19.212	26.415	746.581	-	-	1.131	-	-	(308.800)
<b>Despesa com Impostos sobre o Lucro</b>														
	(174.525)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(90.161)	(264.687)
<b>Lucro Líquido</b>														
	518.361	-	-	-	-	-	-	98.339	169.682	(9.741)	1.131	(90.161)	(90.161)	687.610

- Para a contabilidade societária a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a companhia adota o GPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- Para a contabilidade societária a Companhia classifica as Outras receitas operacionais no grupo de Receita e na contabilidade regulatória são classificadas no grupo de Custos gerenciáveis conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos o ganho e a perda são apresentados pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias são apresentados de forma segregada, conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a Companhia apresenta ou receita ou despesa financeira conforme o saldo, e para as demonstrações contábeis regulatórias a apresentação é feita de forma segregada, conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação cambial de Itaipu dentro do custo de energia e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação monetária e marcação a mercado na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com sua natureza, conforme MCSE.

## Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2021	2020
<b>Lucro líquido conforme contabilidade societária</b>	<b>976.685</b>	<b>687.610</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(28.898)	(25.329)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(47.389)	(73.010)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(510.119)	(169.682)
Ajustes do ativo intangível da concessão (32.3.3)	7.800	9.741
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (32.3.4)	(21.476)	(1.131)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.5)	205.251	90.161
<b>Lucro líquido regulatório</b>	<b>581.855</b>	<b>518.361</b>

### 32.3. Composição dos ajustes

#### 32.3.1. Reavaliação Regulatória compulsória

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2021 e 2020, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível e obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nº 10, 12 e 20 deste relatório, estão assim apresentados:

#### Saldo em 31 de dezembro de 2021 e 2020:

	31/12/2021			31/12/2020		
	Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	2.875.431	(2.038.928)	836.503	3.318.428	(2.379.123)	939.305
Ativo intangível	213.285	(185.845)	27.441	213.285	(185.716)	27.569
Obrigações especiais	(372.453)	198.220	(174.232)	(244.163)	106.383	(137.780)
<b>Total</b>	<b>2.716.264</b>	<b>(2.026.553)</b>	<b>689.711</b>	<b>3.287.551</b>	<b>(2.458.457)</b>	<b>829.094</b>
Efeito IR e CSLL	(923.530)	689.028	(234.502)	(1.117.767)	835.875	(281.891)
<b>Efeito líquido</b>	<b>1.792.734</b>	<b>(1.337.525)</b>	<b>455.209</b>	<b>2.169.783</b>	<b>(1.622.581)</b>	<b>547.113</b>

#### 32.3.2. Atualização do Ativo Financeiro da Concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente do estorno do valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão. Esse ajuste refere-se a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição "VNR"), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional, no resultado do exercício societário. O mesmo é aceito na contabilidade societária e não é aceito na contabilidade regulatória.

#### 32.3.3. Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

O efeito é decorrente do estorno do reconhecimento de custos adicionais e juros capitalizados em ordens em curso, reconhecidos na contabilidade societária e que serão amortizados até o prazo final da concessão. Esse ajuste é aceito na contabilidade societária e não é reconhecido na contabilidade regulatória.

### 32.3.4. Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (CPC 48)

Os ajustes são decorrentes da aplicação na contabilidade societária, onde o e spread de risco é reconhecido no resultado abrangente e na contabilidade regulatória no resultado financeiro.

### 32.3.5. Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes são decorrentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes de diferenças entre práticas contábeis societárias e as regulatórias.

## 33 COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2021	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 7 anos	2.788.847	6.110.584	5.771.633	2.504.940	17.176.004
Compra de energia de Itaipu	até 7 anos	1.038.641	2.085.240	1.924.408	783.790	5.832.078
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 7 anos	1.227.574	3.088.327	3.252.377	1.402.779	8.971.057
Projetos de construção de Subestação	até 2 anos	470.527	191.245	-	-	661.773
Fornecedores de materiais e serviços		4.631	1.490	-	-	6.120
<b>Total</b>		<b>5.530.219</b>	<b>11.476.886</b>	<b>10.948.418</b>	<b>4.691.508</b>	<b>32.647.032</b>

## 34 TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2021 um valor de R\$ 12.959 (R\$ 13.082 em 2020) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 25).

Ainda em 2021, houve o aumento do capital social (nota 21) da Companhia no montante de R\$ 10.857 (R\$ 10.857 mesmo período de 2020), sendo este saldo proveniente da capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2020.

## 35 EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

A Companhia é parte ativa no processo nº 2002.34.00.026509-0, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato. A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito no mesmo montante de R\$ 437.800.

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 99.909 (R\$ 128.438 em 31 de dezembro de 2017) (nota 13), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 2002.34.00.026509-0, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de

contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante de R\$ 51.332 (R\$ 47.831 em 31 de dezembro de 2018, nota 21).

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo nº 2002.34.00.026509-0, que julgou improcedentes os pedidos da Companhia. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio de exposição deve ser entendida como mandatória – e não facultativa, conforme defendido pela Companhia – e o Despacho nº 288 considerado como legal.

Em 11 de julho de 2012, a Companhia interpôs recurso de apelação contra tal sentença que, em 27 de março de 2014, por maioria de votos (2x1), foi provido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, determinando a ilegalidade do Despacho nº 288. As partes requeridas no processo apresentaram recursos de embargos de declaração contra esta decisão. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada decisão negando provimento aos recursos e mantendo a decisão favorável à Companhia. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recursos de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão favorável obtida pela Companhia. Os recursos aguardam julgamento.

Além da existência da discussão judicial sobre a legalidade do Despacho nº 288, diversos agentes do mercado de energia elétrica ingressaram em juízo contra a Companhia objetivando a cobrança dos valores dos créditos oriundos da liquidação promovida pela CCEE sob os efeitos do Despacho nº 288, sendo que a única ação desta natureza que prosperou foi a ajuizada pela Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A., cuja liquidação ocorreu em 27 de setembro de 2016, encerrando desta forma a ação de cobrança no valor atualizado de R\$ 16.644, sendo de (i) principal R\$ 2.503, (ii) correção monetária e juros R\$ 12.603 e (iii) custas judiciais e honorários de R\$ 1.538.

## **36 EVENTO SUBSEQUENTE**

### **36.1 Captação Empréstimo BNDES**

**FINEM** – Em 10 de fevereiro de 2022, houve a liberação de R\$ 297.139, referente financiamento junto ao BNDES aprovado em abril de 2020, no montante de R\$ 1.485.619, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, com taxa de juros IPCA + 4,27% a.a. e pagamento de juros trimestrais na fase de carência até junho de 2027, e mensais na fase de amortização, até abril de 2040, visando financiar os investimentos em redes elétricas previstos para os anos de 2020, 2021 e 2022. Não há mais saldo remanescente no contrato.

---

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

---

**LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO**  
Presidente

**YUEHUI PAN**  
Vice Presidente

**MARIO ANTONIO COSTA CALDAS**  
Conselheiro

---

**DIRETORIA**

---

**MARCO ANTONIO VILLELA DE ABREU**  
Diretor Presidente

**YUEHUI PAN**  
Diretor Financeiro  
e de Relações com Investidores

**RAFAEL LAZZARETTI**  
Diretor Comercial

**OSVANIL OLIVEIRA PEREIRA**  
Diretor de Operações

**JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES**  
Diretor de Assuntos Regulatórios

**FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO**  
Diretor Administrativo

---

**DIRETORIA DE CONTABILIDADE**

---

**SÉRGIO LUIS FELICE**  
Diretor de Contabilidade  
CT CRC 1SP192.767/O-6 S-RS

**ANA PAULA PERESSIM DE PAULO**  
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras  
CT CRC 1SP217200/O-6



KPMG Auditores Independentes Ltda.

Av. Coronel Silva Teles, 977, 10º andar, Conjuntos 111 e 112 - Cambuí

Edifício Dahruj Tower

13024-001 - Campinas/SP - Brasil

Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil

Telefone +55 (19) 3198-6000

kpmg.com.br

## Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias

**Aos Conselheiros e Acionistas da  
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**

São Leopoldo - RS

### Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2021, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

### 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 dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias". Somos independentes em relação à Companhia, 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 de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### Ênfase - Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a nota explicativa 2.1 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

## Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria 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 contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

### Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

Veja as notas explicativas 3 e 22 das demonstrações contábeis regulatórias

Principal assunto de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
<p>A receita não faturada reconhecida pela Companhia corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura que, em alguns casos, superam o período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada é determinada com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como, o volume de consumo de energia da distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.</p> <p>Devido à complexidade dos dados usados na determinação da estimativa do reconhecimento da receita não faturada que pode impactar o valor das receitas nas demonstrações contábeis regulatórias, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvermos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.</p> <p>Analizamos os dados usados na determinação da estimativa de receita não faturada, especificamente, os dados da carga total de energia recebida na rede da distribuidora, da carga efetivamente faturada, segregados por tipo de consumidor, e dos índices de perdas técnicas e comerciais, visando determinar o percentual de aplicação na parcela da receita não faturada, chegando dessa forma na carga cativa líquida por classe de consumo.</p> <p>Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida pela multiplicação desta carga pelas tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades.</p> <p>Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no referido cálculo e efetuamos teste de valorização por meio do confronto dos valores reconhecidos de receita com as expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria.</p> <p>Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias estão de acordo com as normas aplicáveis.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não</p>

	faturada, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.
--	---

#### Outros assuntos

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. preparou um conjunto de demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 17 de março de 2022.

#### Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório dos auditores

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias 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 contábeis regulatórias, 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 contábeis regulatórias 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.

#### Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE e pelos controles internos que a Administração determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de 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 contábeis, a não ser que a administração pretenda liquidar a Sociedade ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

#### Responsabilidade dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, 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 contábeis regulatórias.

Como parte da 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 contábeis regulatórias, 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, conluio, 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.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos 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 à 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 contábeis 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 contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos 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 contábeis regulatórias 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.

Campinas, 26 de abril de 2022

KPMG Auditores Independentes Ltda.

CRC 2SP027612/O-4

  
Fábio Antonio

Contador CRC 1SP255184/O-6



<b>TERMO DE RESPONSABILIDADE</b>	<b>TERM OF RESPONSIBILITY</b>
<p>Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.</p> <p>Campinas, 25 de abril de 2022.</p>	<p>By this Term of Responsibility, we declare under the penalties of the Law the veracity of the information submitted to the National Electric Energy Agency - ANEEL, expressing the commitment to compliance with the rules, procedures and requirements established by the legislation of the electricity sector, as well as science of the penalties to which we will be subject. We are aware that the falsity of the information, as well as the non-compliance with the commitment made herein, in addition to requiring the return of amounts received improperly, where applicable, will be subject to the penalty of Group IV, item X, Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004, as well as those provided for in articles 171 and 299, both of the Penal Code.</p> <p>Campinas, April 25, 2022.</p>
Concessionária: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	Concessionaire: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA

Marco Antonio Villela de Abreu  
Diretor Presidente  
Chief Executive Officer  
CPF: 061.482.368-42

Yuehui Pan  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores  
Chief Financial and Investor Relations Officer  
CPF: 061.539.517-16

Ana Paula Peressim de Paulo  
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras  
Accounting Manager of Distributors  
CT CRC 1SP217200/O-6  
CPF: 171.567.218-60

Este documento foi assinado eletronicamente por Yuehui Pan, Marco Antonio Villela de Abreu e Ana Paula Peressim De Paulo.  
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://apiconfirmations.kpmg.com.br> e utilize o código 14EA-CA0D-654E-7B7A.

<p>RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004</p> <p>Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:</p> <p>...</p> <p>X - fornecer informação falsa à ANEEL;</p> <p>CÓDIGO PENAL</p> <p>Art. 171 - Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.</p> <p>Art. 299 - Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.</p>	<p>Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004.</p> <p>Art 7 - Constitutes an infraction, subject to the imposition of the penalty fine of Group IV:</p> <p>...</p> <p>X - provide false information to ANEEL;</p> <p>PENAL CODE</p> <p>Art. 171 - Obtain, for yourself or others, unlawful advantage, to the detriment of others, inducing or keeping someone in error, through artifice, ruse, or any other fraudulent means.</p> <p>Art. 299 - Omit, in a public or private document, a statement that should appear on it, or insert a false statement or different statement from that which should be written, in order to prejudice law, create an obligation or alter the truth about the legally relevant fact.</p>
---	---



## PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas KPMG. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://apiconfirmations.kpmg.com.br/Verificar/14EA-CA0D-654E-7B7A>.

Por motivo de segurança e sigilo das informações, não é permitido o download do documento pela tela de validação de assinatura.

Código para verificação: 14EA-CA0D-654E-7B7A



### Hash do Documento

8B6DE9C9AD5E37D204875E22F7B592787DFA0E1F85008B97BBE780C427D8D065

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 26/04/2022 é(são) :

**Nome no certificado:** Yuehui Panem 26/04/2022 08:18 UTC-03:00

**Tipo:** Assinatura Eletrônica

**Identificação:** Por email: panyuehui@cpfl.com.br

### Evidências

**Client Timestamp** Tue Apr 26 2022 19:18:24 GMT+0800 (CST)

**Geolocation** Location not shared by user.

**IP** 124.205.85.3

**Assinatura:**



**Hash Evidências:**

343D176D1407C3AE564E7E3A1F471A2A1F2FB8962AFD3846E09DF600C130491A

Nome no certificado: Marco Antonio Villelaem 25/04/2022 14:11 UTC-03:00

Tipo: Assinatura Eletrônica

Identificação: Por email: marcovillela@cpfl.com.br

**Evidências**

Client Timestamp Mon Apr 25 2022 14:11:49 GMT-0300 (GMT-03:00)

Geolocation Latitude: -23.5557714 Longitude: -46.6395571 Accuracy: 26875.36320496756

IP 177.128.175.25

Assinatura:



**Hash Evidências:**

7FA76650E299C40987A1806E60269B5A2D8CC7CD7C66AC6E96DFF05758F47D1B

Nome no certificado: Ana Paula Peressim De Pauloem 25/04/2022 10:09 UTC-03:00

Tipo: Assinatura Eletrônica

Identificação: Por email: anapaula@cpfl.com.br

## Evidências

**Client Timestamp** Mon Apr 25 2022 10:09:01 GMT-0300 (GMT-03:00)

**Geolocation** Latitude: -22.8305 Longitude: -43.2192 Accuracy: 191650

**IP** 177.102.6.105

**Assinatura:**

A handwritten signature in black ink, consisting of the lowercase letters 'opp' in a cursive, slightly slanted style.

**Hash Evidências:**

745DB3869A29D7053FFB101913B84A72A8A122C4DF12BD574F2FC246F8E24058