

Demonstrações Contábeis Societárias

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.

Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2020 e 2019

(Em milhares de Reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2020	31/12/2019
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	392.601	74.323
Títulos e valores mobiliários	6	757.705	-
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	1.405.990	1.339.776
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	3.367	3.112
Outros tributos a compensar	8	80.543	73.114
Derivativos	32	486.476	14.166
Ativo financeiro setorial	9	188.331	341.901
Estoques		19.273	24.628
Outros ativos	12	220.396	142.591
Total do circulante		3.554.682	2.013.611
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	108.877	127.151
Depósitos judiciais	21	123.808	117.494
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	2.565	2.565
Outros tributos a compensar	8	91.657	88.691
Derivativos	32	398.645	183.444
Créditos fiscais diferidos	10	167.303	418.747
Ativo financeiro da concessão	11	4.513.915	3.801.382
Outros ativos	12	5.947	672
Ativo contratual	13	618.617	445.157
Intangível	14	2.458.397	2.628.911
Total do não circulante		8.489.733	7.814.214
Total do ativo		12.044.415	9.827.825

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	31/12/2020	31/12/2019
Circulante			
Fornecedores	15	1.052.529	783.901
Empréstimos e financiamentos	16	1.803.770	242.854
Debêntures	17	129.898	16.393
Entidade de previdência privada	18	35	42
Taxas regulamentares	19	23.658	59.087
Imposto de renda e contribuição social a recolher	20	3.045	27.452
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	20	167.986	157.004
Dividendo e juros sobre capital próprio	23	163.307	-
Obrigações estimadas com pessoal		30.884	32.206
Outras contas a pagar	22	372.556	278.217
Total do circulante		3.747.668	1.597.156
Não circulante			
Fornecedores	15	189.578	148.247
Empréstimos e financiamentos	16	2.471.467	2.202.148
Debêntures	17	1.268.228	1.380.395
Entidade de previdência privada	18	176.409	177.506
Imposto de renda e contribuição social a recolher	20	3.148	-
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	21	231.817	204.044
Mútuos com controladora	29	300.019	-
Derivativos	32	-	120
Passivo financeiro setorial	9	8.654	1.119
Outras contas a pagar	22	106.797	166.471
Total do não circulante		4.756.118	4.280.050
Patrimônio líquido	23		
Capital social		2.820.677	2.809.820
Reserva de capital		184.819	195.676
Reserva legal		185.950	151.569
Reserva de retenção de lucros para investimento		-	46.890
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		489.922	450.356
Dividendo não distribuído		-	11.479
Dividendo		-	424.296
Resultado abrangente acumulado		(140.739)	(139.466)
Total do patrimônio líquido		3.540.630	3.950.620
Total do passivo e do patrimônio líquido		12.044.415	9.827.825

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de Reais)

	Nota explicativa	2020	2019
Receita operacional líquida	25	8.222.080	7.980.142
Custo do serviço			
Custo com energia elétrica	26	(4.809.605)	(4.786.593)
Custo com operação	27	<u>(696.555)</u>	<u>(651.036)</u>
Amortização		(297.715)	(273.546)
Outros custos com operação		(398.841)	(377.490)
Custo do serviço prestado a terceiros	27	<u>(995.543)</u>	<u>(873.553)</u>
Lucro operacional bruto		<u>1.720.377</u>	<u>1.668.960</u>
Despesas operacionais			
Despesas com vendas		<u>(251.506)</u>	<u>(240.811)</u>
Amortização		(4.945)	(2.802)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(79.683)	(76.097)
Outras despesas com vendas	27	(166.879)	(161.912)
Despesas gerais e administrativas		<u>(305.359)</u>	<u>(297.193)</u>
Amortização		(35.529)	(35.926)
Outras despesas gerais e administrativas	27	(269.830)	(261.267)
Outras despesas operacionais		<u>(125.687)</u>	<u>(138.458)</u>
Amortização do intangível da concessão		(52.099)	(52.099)
Outras despesas operacionais	27	(73.587)	(86.359)
Resultado do serviço		1.037.826	992.497
Resultado financeiro	28		
Receitas financeiras		223.271	180.219
Despesas financeiras		<u>(308.800)</u>	<u>(289.082)</u>
		(85.529)	(108.863)
Lucro antes dos tributos		952.297	883.634
Contribuição social	10	(70.065)	(69.129)
Imposto de renda	10	<u>(194.621)</u>	<u>(190.509)</u>
		<u>(264.687)</u>	<u>(259.638)</u>
Lucro líquido do exercício		<u>687.610</u>	<u>623.996</u>
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	24	610,98	554,45

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 2020 e 2019
(Em milhares de Reais)

	2020	2019
Lucro líquido do exercício	687.610	623.996
Outros resultados abrangentes		
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Ganhos (perdas) atuariais líquidos dos efeitos tributários	(526)	(75.911)
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários	(747)	(555)
Resultado abrangente do exercício	686.338	547.530

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 2020 e 2019
(Em milhares de Reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de lucros					Lucros acumulados	Total
				Reserva estatutária de retenção de lucros para investimento	Reserva de capital de giro	Dividendo não distribuído	Dividendo	Resultado abrangente acumulado		
Saldos em 31 de dezembro de 2018	2.788.106	217.390	120.369	46.890	450.356	11.479	155.688	(63.002)	-	3.727.276
Resultado Abrangente Total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	623.996	623.996
Outros resultados abrangentes:										
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros líquido dos efeitos tributários									(555)	(555)
Ganhos (perdas) atuariais líquidos dos efeitos tributários									(75.911)	(75.911)
Mutações internas do patrimônio líquido										
Constituição da reserva legal	-	-	31.200	-	-	-	-	-	(31.200)	-
Transações de capital com os acionistas										
Aumento de capital social	21.714	(21.714)	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	424.296	-	(424.296)	-
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	-	(155.688)	-	(155.688)	-
Dividendo intermediário - AGE de 09/08/2019 (nota 22.2)	-	-	-	-	-	-	(168.500)	-	(168.500)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2019	2.809.820	195.676	151.569	46.890	450.356	11.479	424.296	(139.466)	-	3.950.620
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	687.610	687.610
Ganhos (perdas) atuariais líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	(526)	-	(526)
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	-	-	-	-	-	-	-	(747)	-	(747)
Mutações internas do patrimônio líquido										
Constituição da reserva legal	-	-	34.381	-	-	489.922	-	-	(34.381)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	-	-	-	-	(489.922)	-
Transações de capital com os acionistas										
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	(424.296)	-	(424.296)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	-	(163.307)	(163.307)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	(46.890)	(450.356)	(11.479)	-	-	-	(508.725)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	2.820.677	184.819	185.950	-	489.922	-	-	(140.739)	-	3.540.630

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 2020 e 2019
(Em milhares de Reais)

	31/12/2020	31/12/2019
Lucro antes dos tributos	952.297	883.634
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	390.287	364.373
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	79.182	56.038
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	79.683	76.097
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	7.356	88.616
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	14.583	10.023
Perda (ganho) na baixa de não circulante	71.805	84.546
	1.595.193	1.563.327
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(127.738)	(142.254)
Tributos a compensar	(10.476)	14.204
Depósitos judiciais	(3.938)	8.943
Ativo financeiro setorial	174.731	147.121
Contas a receber - CDE	(17.843)	26.418
Outros ativos operacionais	(96.442)	13.797
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	309.960	210.445
Outros tributos e contribuições sociais	11.198	3.770
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(14.808)	(14.655)
Taxas regulamentares	(35.429)	21.529
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(96.241)	(100.244)
Passivo financeiro setorial	(12.307)	(48.348)
Contas a pagar - CDE	(36.880)	(18.544)
Outros passivos operacionais	77.591	31.018
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	1.716.571	1.716.526
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(170.386)	(170.616)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(39.065)	(144.358)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.507.120	1.401.552
Atividades de investimentos		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(750.270)	(356)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	463	7.207
Adições de ativo contratual	(960.056)	(884.309)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimentos	(1.709.863)	(877.458)
Atividades de financiamentos		
Captação de empréstimos e debêntures	1.441.962	890.316
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(355.176)	(1.045.000)
Liquidação de operações com derivativos	67.256	(22.546)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(933.021)	(445.295)
Captações de mútuos com controladora	300.000	-
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	-	(72.319)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	521.021	(694.845)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	318.278	(170.750)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	74.323	245.073
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	392.601	74.323

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 2020 e de 2019
(Em milhares de Reais)

	2020	2019
1 - Receita	13.009.027	12.878.582
1.1 Receita de venda de energia e serviços	12.093.840	12.081.637
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	994.869	873.042
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(79.683)	(76.097)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(6.864.314)	(6.702.920)
2.1 Custo com energia elétrica	(5.323.359)	(5.287.128)
2.2 Material	(538.899)	(512.151)
2.3 Serviços de terceiros	(722.984)	(636.997)
2.4 Outros	(279.072)	(266.645)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	6.144.713	6.175.662
4 - Retenções	(392.039)	(365.847)
4.1 Amortização	(339.939)	(313.748)
4.2 Amortização do intangível de concessão	(52.099)	(52.099)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	5.752.674	5.809.814
6 - Valor adicionado recebido em transferência	233.105	191.017
6.1 Receitas financeiras	233.105	191.017
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	5.985.779	6.000.831
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	331.490	321.572
8.1.1 Remuneração direta	187.138	188.449
8.1.2 Benefícios	131.765	120.649
8.1.3 F.G.T.S	12.586	12.474
8.2 Impostos, taxas e contribuições	4.613.623	4.730.771
8.2.1 Federais	1.884.358	2.019.847
8.2.2 Estaduais	2.727.915	2.709.431
8.2.3 Municipais	1.351	1.493
8.3 Remuneração de capital de terceiros	353.056	324.491
8.3.1 Juros	320.255	299.154
8.3.2 Aluguéis	32.801	25.337
8.4 Remuneração de capital próprio	687.610	623.996
8.4.1 Dividendos (incluindo adicional proposto)	163.307	592.796
8.4.2 Lucros retidos	524.303	31.200
5.985.779	6.000.831	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

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 2020. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2019, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

Em 2020, 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 4,7% em relação ao exercício de 2019. Destacam-se as classes industrial e comercial, que registraram respectivamente uma redução de 24,1% e 15,6% ante 2019.

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

Após uma forte contração entre 2014 e 2016, período marcado por diversas turbulências políticas, a economia brasileira engrenou uma recuperação lenta e irregular entre 2017 e 2019. A expectativa de uma recuperação mais forte em 2020 era consensual, porém foi frustrada pela chegada da pandemia de Covid-19.

A pandemia afetou a economia brasileira tanto pela recessão global e sua consequente exacerbação de riscos, com forte restrição das condições financeiras, como pela adoção de medidas de restrição de circulação de pessoas no Brasil. O choque trazido pela pandemia impôs uma forte retração da economia no primeiro semestre do ano, especialmente no segundo trimestre. Ainda que a economia não tenha recuperado o patamar pré-Covid19, o bom desempenho na segunda metade do ano garantiu que o Brasil tivesse um desempenho relativamente bom na comparação com seus pares, em linha com o pacote de estímulos também mais ambicioso.

Em 2020, a combinação da pandemia e da manutenção da massa de renda (que, de fato, chegou

a crescer em relação a 2019, quando se considera o Auxílio Emergencial) impactou a economia de duas maneiras: (i) houve um aumento da poupança, tanto por motivos precaucionais como pela redução das oportunidades de gastos (especialmente em serviços); e (ii) houve uma alteração no padrão de consumo das famílias, com maior apetite por bens consumidos nos lares (super e hipermercados, móveis e eletrodomésticos, material de construção) e redução de consumo de bens e serviços ligados à mobilidade (serviços prestados às famílias, combustíveis, transporte aéreo, etc).

A ocupação recuou de maneira recorde em decorrência da menor circulação; isso se refletiu numa inflação de serviços extremamente baixa, inédita, com núcleos de inflação também bastante abaixo da meta. Além disso, parte dos esforços de enfrentamento da pandemia contou com a postergação de reajustes de preços administrados, fazendo com que estes também encerrassem o ano de 2020 em nível excepcionalmente baixo.

Por sua vez, a ociosidade na indústria, amplificada no primeiro semestre, foi revertida no segundo semestre – com a recomposição de estoques incentivando níveis maiores de atividade, especialmente nos setores cujo consumo foi privilegiado pelos novos hábitos. Não obstante um nível maior de atividade, os preços industriais permaneceram relativamente bem acomodados, apesar de fortes altas no atacado. No cômputo final, a inflação encerrou o ano em 4,5%, ligeiramente acima do centro da meta, de 4%.

2020 se encerrou, assim, com a economia recuperando parte das perdas vivenciadas por conta do choque pandêmico, porém com menos medidas de estímulo à vista, tal recuperação dependerá fundamentalmente do progresso da vacinação como forma de contornar os efeitos da pandemia. Apesar de haver ainda muita incerteza com relação ao calendário vacinal no Brasil, estima-se que com as doses já contratadas (tanto da CoronaVac como da vacina da AstraZeneca/Oxford) será possível imunizar os grupos de risco no primeiro semestre do ano. Ainda que isso não seja suficiente para reduzir a circulação do vírus, deve aliviar sobremaneira os sistemas de saúde, possibilitando a normalização gradual das atividades.

Tarifas de energia elétrica

Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2020:

Em 17 de junho de 2020, por meio da Resolução Homologatória nº 2.697, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 15,74%, sendo 10,06% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 5,67% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 6,09% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 8,25% e da Parcela B de 1,82%. O efeito médio percebido pelos consumidores da RGE foi específico conforme a distribuidora anterior responsável pelo atendimento. A ANEEL suspendeu a aplicação das novas tarifas de 2020 para a RGE até 1º de julho de 2020, devido à pandemia da COVID-19. A diferença de receita desde a data de aniversário até 1º de julho foi repassada à Distribuidora por meio do empréstimo setorial “Conta COVID”. Adicionalmente, para evitar descasamento de fluxo de caixa, a ANEEL concedeu desconto no pagamento da CDE à CCEE, no mesmo período, no valor estimado desta diferença de receita, a ser reembolsado parceladamente de julho a dezembro de 2020.

3. Desempenho operacional

Clientes: a RGE encerrou o ano com 3,0 milhões de clientes, com acréscimo de 53mil consumidores, representando um crescimento de 1,8%.

Vendas de energia

Em 2020, as vendas para o mercado cativo totalizaram 13.890 GWh, uma queda de 4,7% em relação a 2019.

A participação das principais classes de consumo no total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora em 2020 foi de 41,9% para a classe residencial, 13,5% para a classe comercial e 10,1% para a classe industrial. Para essas classes de consumo destaca-se:

- **Classe Residencial:** aumento de 3,8%, refletindo principalmente o incremento de unidades consumidoras em 2020 em relação a 2019;
- **Classes Comercial e Industrial:** reduções de 15,6% e 24,1%, respectivamente, refletindo os impactos trazidos pelo período de isolamento social e restrição de atividades devido à pandemia da covid-19, além de um calendário com menos dias de faturamento para os clientes do grupo A (para adequação à REN 863/2019 da ANEEL) e o efeito da movimentação de clientes para o mercado livre;

Nota: as vendas para o mercado cativo não consideram a informação sobre a energia vendida por meio do Mecanismo de Vendas de Excedentes (MVE), ocorrida em 2019, incluída na linha de "Outras Concessionárias, Permissionárias e Autorizadas" da nota explicativa de "Receita Operacional".

Qualidade dos serviços prestados

Atendimento ao cliente: a RGE obteve em 2020 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 81,5%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, resultado 0,5 ponto acima do resultado de 2019. O índice foi superior à média nacional de 74,9%.

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 2020, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 10,83 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 5,27 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\$ 13.089 milhões em 2020, representando um aumento de 1,0% (R\$ 134 milhões), decorrente da variação de R\$ 178 milhões no ativo e passivo financeiro setorial, além dos aumentos de (i) de 14,0% na receita com construção de infraestrutura (R\$ 122 milhões); (ii) de 5,1% em outras receitas (R\$ 89 milhões); e (iii) de 65,5% na atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 67 milhões). Esses aumentos foram parcialmente compensados pelas reduções de 25,2% no suprimento de energia elétrica (R\$ 195 milhões) e de 1,3% no fornecimento de energia elétrica (R\$ 127 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 4.867 milhões em 2020, representando uma redução de 2,2% (R\$ 108 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 8.222 milhões em 2020, representando um aumento de 3,0% (R\$ 242 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA): em 2020, o EBITDA foi de R\$ 1.428 milhões, representando um aumento de 5,3% (R\$ 71 milhões), devido ao aumento de 3,0% (R\$ 242 milhões) na receita líquida. Esta variação foi parcialmente compensada pelos seguintes fatores: (i) aumento de 14,0% (R\$ 122 milhões) nos custos com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor; (ii) aumento de 2,7% (R\$ 26 milhões) no PMSO (despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Outros Custos/Despesas Operacionais e Entidade de Previdência Privada); e (iii) aumento de 0,5% no custo com energia elétrica (R\$ 23 milhões).

O aumento de 2,7% (R\$ 26 milhões) no PMSO deve-se aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 0,5% (R\$ 2 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 0,8% (R\$ 1 milhão) nas despesas com material;
- ✓ Redução de 2,2% (R\$ 6 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 8,6% (R\$ 25 milhões) em outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Aumento de 45,5% (R\$ 5 milhões) no item Entidade de Previdência Privada.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

	2020	2019
Lucro Líquido	687.610	623.996
Amortização	390.287	364.374
Resultado Financeiro	85.529	108.863
Contribuição Social	70.065	69.129
Imposto de Renda	194.621	190.509
EBITDA	1.428.113	1.356.871

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

Lucro Líquido: a RGE apurou lucro líquido de R\$ 688 milhões em 2020, representando um aumento de 10,2% (R\$ 64 milhões), refletindo o aumento 5,3% no EBITDA (R\$ 71 milhões) e a redução de 21,4% na despesa financeira líquida (R\$ 23 milhões). Estas variações foram parcialmente compensadas pelos aumentos de 8,3% na amortização (R\$ 26 milhões) e de 1,9% no imposto de renda e contribuição social (R\$ 5 milhões).

Endividamento: no final de 2020, a dívida financeira da RGE atingiu R\$ 4.788 milhões, representando um aumento de 31,4%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 960 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 Responsabilidade Corporativa

A RGE desenvolve iniciativas que buscam gerar valor compartilhado entre a empresa e os públicos de relacionamento, de forma a garantir competitividade, com excelência nas operações, e contribuir para a melhoria das condições econômicas, sociais e ambientais nas áreas de abrangência. Alinhados ao planejamento estratégico do Grupo CPFL, os compromissos e as diretrizes de atuação visam promover o desenvolvimento sustentável e são incorporados aos processos decisórios e ações, conforme destaque a seguir.

Plano de Sustentabilidade: definição da estratégia de sustentabilidade 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, com compromissos públicos e iniciativas de valor em diversas áreas da empresa, contribuindo para o alcance dos 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 o desenvolvimento sustentável da empresa.

Mudança do Clima: atuamos com foco estratégico em negócios de baixo carbono e projetos que visam combater a mudança climática e seus impactos, nas frentes de Gestão de Emissões de GEE, Gestão de riscos e oportunidades, Inovação, Engajamento e divulgação.

Gestão Ambiental: a empresa possui certificação ISO 14001, 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 assegura os mecanismos adequados para promover a cultura ética, alinhada aos princípios do grupo CPFL Energia. O programa possui 4 pilares compostos por procedimentos que evidenciam, inclusive, o tom e a prática do discurso pela alta administração, diretrizes como o Código de Conduta Ética, além de ferramentas de comunicação como treinamentos e o canal externo de ética, avaliação e monitoramento. Podemos destacar ações ocorridas/implementadas do Programa de Integridade, tais como: a manutenção do Selo Pró-Ética 2019/2020. O prêmio foi concedido pela Controladoria Geral da União (CGU) a um seletivo 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, o treinamento virtual/e-learning do Programa de Integridade que contemplou 11.121 colaboradores do grupo CPFL, a implantação da Conversa Mensal de Integridade – CMI em todas unidades do grupo CPFL com temas como: Assédio Sexual, Conflito de Interesses, Tratamento Desrespeitoso, Atividades Políticas Partidárias, Discriminação e Preconceito e Brindes Presente e Hospitalidades. Além disso, foram realizadas 12 reuniões do Comitê de Ética em 2020 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) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente – CMDCA (1% I.R.)** – Em 2020, a RGE destinou R\$ 18 mil para o Fundo Municipal da Criança e Adolescente de 2 cidades. O repasse irá apoiar as ONGs nesses municípios que desenvolvem projetos de transformação social através da cultura e do esporte; **(ii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos do Idoso – CMDI (1% I.R.)** – Em 2020, a RGE destinou R\$ 90 mil ao Fundo Municipal da Pessoa Idosa do Rio Grande do Sul. Os recursos do fundo foram utilizados para ações de combate à COVID-19, como compra de bens e insumos médico-hospitalares, beneficiando todos os municípios do Estado. Além desse recurso, 400 municípios do RS foram beneficiados com R\$ 750 mil para o Fundo do Idoso provenientes de outras fontes de recursos; **(iii) Apoio ao Pronas – Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência (1% I.R.)** – Em 2020, a RGE destinou R\$ 18 mil para apoiar um projeto de reabilitação e inclusão da pessoa com deficiência em um município. **(iv) Voluntariado** – Em 2020, foram desenvolvidas 4 ações que envolveram cerca de 186 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em 2 cidades da área de concessão beneficiaram aproximadamente 392 pessoas diretamente; **(v) Eficiência Energética (0,5% da ROL)** – Foram investidos R\$ 50,9 milhões em projetos de eficiência energética, dos quais destacam-se: R\$ 12,3 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na (a) regularização de 896 clientes; substituição de (b) 157.000 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED); (c) instalação de 1.800 aquecedores solares e (d) 3.900 trocadores de calor. Foi também executado projeto educacional (e) RGE nas Escolas, que capacitou 15.439 alunos do ensino fundamental no uso consciente e seguro da energia elétrica, com um investimento de R\$ 835 mil. Também desenvolveu (f) projeto bônus residencial com a substituição de 7.019 geladeiras ineficientes por geladeiras econômicas da tecnologia inverter, com um investimento de R\$ 4,7 milhões. Executou ainda (g) projetos de Iluminação Pública, que proporcionaram a substituição de 9.767 pontos de Iluminação por LED, com um investimento total de R\$ 12 milhões. Por fim, (h) investiu R\$ 13 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;

e **(vi) Escola de Eletricista** – visa formar um banco de eletricistas capacitados e mitigar riscos advindos do apagão de mão de obra. Constitui um investimento social por oferecer qualificação gratuita para o mercado de trabalho com possibilidade inclusive de aproveitamento no quadro da própria empresa. Em 2020, foram realizadas 5 turmas, concluímos a formação de 47 novos eletricistas, sendo que 29 deles foram contratados.

Gestão de Recursos Humanos: Em 2020, treinamos 3.873 pessoas, que representa 95% do quadro de colaboradores. Foram 9.368 horas de treinamento online. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com 5 Escolas para formação de eletricistas ao longo do ano, 47 pessoas treinadas e mais de 2.100 horas de desenvolvimento.

Rede de Valor: seguindo as regras de isolamento social devido a pandemia, em 2020 os encontros da Rede de Valor ocorreram de forma online. Participaram 95 empresas fornecedoras e foram realizados 3 encontros que abordaram os seguintes assuntos: Plano de Sustentabilidade e Ética, Segurança do Trabalho e os Conceitos de Transformação Digital, Cenário Econômico e Desafios do Setor Elétrico.

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 2020, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 5% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária e regulatória).

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020, 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
Asseguração de informações para o BNDES	23/10/2020	6 meses
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021

Contratamos um total de R\$ 61 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 9,8% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias referentes ao exercício social de 2020 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 2020. 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.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019
(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 Capital Circulante Líquido Negativo:

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia apresentou nas demonstrações financeiras, capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 192.986. A Companhia tempestivamente monitora o capital circulante líquido e, sua geração de caixa, bem como as projeções de lucros, suportam e viabilizam o plano de redução deste capital circulante líquido.

1.2 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, aumentaram 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 expressivos para superar a potencial recessão econômica que estas medidas de mitigação da propagação do COVID -19 possam provocar.

No Brasil, os Poderes Executivo e Legislativo da União publicaram diversos atos normativos para prevenir e conter a pandemia, com destaque para o Decreto Legislativo nº 6, publicado em 20 de março de 2020, que declarou o estado de calamidade pública. Os governos estaduais e municipais também publicaram diversos atos normativos buscando restringir a livre circulação de pessoas e as atividades comerciais e de serviços, além de viabilizar investimentos emergenciais na área da saúde.

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 visto ao novo cenário, 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 inicial por 90 dias, contados a partir de 25 de março de 2020, e da sua prorrogação até 31 de julho de 2020, dos cortes por inadimplência para determinados consumidores (residenciais e serviços considerados essenciais, conforme regra específica estabelecida pela ANEEL), assim como os efeitos da retomada da política de cortes após 01 de agosto de 2020.

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 destina-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 disponibilidade de tais recursos (exceto para o item “iv” apresentado acima) é 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 se dará por meio de encargo, denominado CDE COVID, a ser 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. Até 31 de dezembro de 2020, os valores foram homologados pela ANEEL e os repasses referentes aos meses de julho, agosto, setembro, outubro e novembro foram efetuados pela CCEE, conforme o cronograma apresentado pela Companhia, no montante de R\$ 241.418, não restando mais recursos a serem recebidos da Conta COVID.

Considerando todas as análises realizadas sobre os aspectos relacionados aos impactos do COVID-19 em seu negócio, assim como as atualizações regulatórias efetuadas no período, para o ano findo em 31 de dezembro de 2020, a Companhia concluiu que os principais efeitos nas suas demonstrações financeiras estão na Parcela A, na Parcela B e PDD (nota 32).

O efeito financeiro e econômico para a Companhia ao longo dos próximos meses dependerá do desfecho da crise e seus impactos macroeconômicos, especialmente no que tange à retração na atividade econômica, bem como da extensão do isolamento social por possíveis novas ondas de contágio e das medidas de flexibilização implantadas pelo governo. 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 causada pelo surto do Coronavírus (COVID 19), a Companhia, assim como outras concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, sofreu impactos extraordinários e imediatos, tais como, 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 resarcidos 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, não tendo sido concluído até o fechamento das presentes demonstrações financeiras. Em continuidade ao processo de estabelecimento da regulamentação do equilíbrio econômico-financeiro, a ANEEL decidiu por abrir 3ª Fase da Consulta Pública nº 35 entre os dias 16/12/2020 e 01/02/2021. Adicionalmente, nesta mesma fase da consulta pública optou-se por colocar em discussão as regras para alocação dos custos dos empréstimos da Conta COVID e da sobrecontratação, reflexo do cenário de pandemia.

A Companhia aguarda o desfecho da regulamentação para avaliar as medidas a serem tomadas.

(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 15 de março de 2021.

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 possuam 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 – 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 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. 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.

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. Os

novos pronunciamentos e interpretações contábeis emitidos a partir de 1º de janeiro de 2020 não geraram diferenças nas práticas já adotadas.

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 reflete 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 contrapõe 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 <i>impairment</i> . As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> 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 <i>impairment</i> 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 os 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 seguem:

- 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 reflete 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 03 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa (“REN”) nº 691 de 08 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.

A partir de 1º de janeiro de 2018, 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 a 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, consequentemente 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 de contribuição social 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 da contribuição social e diferenças temporariamente indeutíveis, 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 (Aponte 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:

- Parcada A (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela Companhia, classificável como Parcada A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcada 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 parcada 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 (Parcada 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 e interpretações dos CPCs foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020. A Companhia não adotou essas alterações na preparação destas demonstrações financeiras e 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

	31/12/2020	31/12/2019
Saldos bancários	73.273	73.932
Aplicações financeiras	319.328	391
Títulos de crédito privado (a)	82.086	391
Operações compromissadas em debêntures (b)	237.242	-
Total	392.601	74.323

- a) Corresponde a operações de curto prazo em CDBs no montante de R\$ 82.086 (R\$ 34 em 31 de dezembro de 2019), (i) letras de arrendamento mercantil no montante de R\$ 357 em 31 de dezembro de 2019, 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 98,61% do CDI (100,1% do CDI em 31 de dezembro de 2019).
- b) Representa valores aplicados em operações compromissadas em debêntures e remuneração equivalente, na média de 79,46% do CDI, possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito.

(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	31/12/2020	31/12/2019
Aplicação direta	757.705	-
Total	757.705	-

Representa 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

Circulante	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2020	31/12/2019
Classes de consumidores					
Residencial	367.051	153.255	17.244	537.550	490.319
Industrial	19.867	13.098	18.944	51.909	100.360
Comercial	86.405	23.862	15.472	125.739	161.200
Rural	55.238	14.593	9.993	79.825	91.471
Poder público	16.622	2.177	7.697	26.495	41.571
Iluminação pública	20.836	183	1.004	22.023	21.635
Serviço público	14.817	330	2	15.149	28.403
Faturado	580.836	207.498	70.357	858.690	934.959
Não faturado	495.286	-	-	495.286	392.699
Parcelamento de débito de consumidores	76.557	13.769	11.660	101.986	59.511
Operações realizadas na CCEE	-	-	-	-	5.972
Concessionárias e permissionárias	29.800	-	-	29.800	24.688
Outros	2.125	-	-	2.125	407
	1.184.604	221.267	82.017	1.487.887	1.418.236
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(81.897)	(78.461)
Total				1.405.990	1.339.776
 Não circulante					
Precatórios	55.338	-	-	55.338	64.227
Parcelamento de débito de consumidores	53.539	-	-	53.539	62.924
Total	108.877			108.877	127.151

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.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PDD”)

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
Saldo em 31/12/2018	(72.210)	(17.010)	(89.220)
Provisão revertida (constituída) líquida	(102.634)	(12)	(102.645)
Recuperação de receita	26.548	-	26.548
Baixa de contas a receber provisionadas	69.835	-	69.835
Saldo em 31/12/2019	(78.461)	(17.022)	(95.483)
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
Saldo em 31/12/2020	(81.897)	(16.908)	(98.805)

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>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Circulante		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	3.367	3.112
Imposto de renda e contribuição social a compensar	<u>3.367</u>	<u>3.112</u>
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	14.546	7.476
ICMS a compensar	64.368	62.311
Programa de integração social - PIS	280	582
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	1.293	2.688
Instituto nacional de seguridade social - INSS	8	8
Outros	48	48
Outros tributos a compensar	<u>80.543</u>	<u>73.114</u>
Total circulante	<u><u>83.911</u></u>	<u><u>76.226</u></u>
Não circulante		
Contribuição social a compensar - CSLL	125	125
Imposto de renda a compensar - IRPJ	2.440	2.440
Imposto de renda e contribuição social a compensar	<u>2.565</u>	<u>2.565</u>
ICMS a compensar	86.436	83.531
Programa de integração social - PIS	812	801
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.738	3.688
Outros	671	671
Outros tributos a compensar	<u>91.657</u>	<u>88.691</u>
Total não circulante	<u><u>94.222</u></u>	<u><u>91.257</u></u>

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.

(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

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

Parcela "A"	Saldo em 31/12/2019			Receita operacional (nota 25)		Resultado financeiro (nota 28)	Saldo em 31/12/2020			
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Recebimento Conta COVID	Diferido	Homologado	
	197.242	222.787	420.029	337.589	(221.972)	4.341	(226.334)	288.048	25.605	Total
CVA (*)										
CDE (**)	7.837	57.727	65.564	54.941	(92.366)	2.190	(3.126)	(7.822)	35.024	27.202
Custos energia elétrica	(62.948)	130.676	67.728	(454.107)	38.705	(6.089)	147.645	(51.031)	(155.087)	(206.119)
ESS e EER (***)	(76.102)	(117.332)	(193.434)	(51.860)	205.875	(4.665)	8.488	67.438	(103.034)	(35.596)
Proinfa	-	5.838	5.838	(13.673)	1.200	(254)	(3.142)	(3.154)	(6.877)	(10.031)
Rede básica	46.823	(2.830)	43.993	151.099	(34.995)	1.792	(41.338)	84.156	36.397	120.551
Repasso de Itaipu	258.247	211.852	470.099	509.889	(380.462)	11.534	(193.669)	221.545	195.847	417.392
Transporte de Itaipu	9.303	7.833	17.136	21.096	(13.939)	405	(2.132)	15.527	7.040	22.567
Neutralidade dos encargos setoriais	24.232	(13.380)	10.852	11.989	10.374	(337)	(48.763)	(18.772)	2.886	(15.885)
Sobrecontratação	(10.150)	(67.598)	(67.747)	108.216	43.635	(234)	(90.298)	(19.838)	13.410	(6.428)
Outros componentes financeiros	(85.126)	5.878	(79.247)	(28.865)	(7.759)	(3.022)	(15.083)	(135.783)	1.806	(133.977)
Total	112.116	228.664	340.782	308.724	(229.730)	1.319	(241.418)	152.266	27.411	179.677
Ativo circulante				341.901						188.331
Passivo não circulante				(1.119)						(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 Conta COVID: A Companhia recebeu da conta Covid o montante de R\$ 241.418 correspondente ao valor líquido entre ativos e passivos financeiros setoriais, relativos às competências de abril a outubro de 2020. Esse recebimento representa o montante declarado e homologado pela ANEEL.

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) postergação do processo tarifário até 30 de Junho de 2020 em decorrência das medidas de enfrentamento da Pandemia Covid-19 e (iii) garantias financeiras nas contratações de energia.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(10) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

10.1- Composição dos créditos fiscais:

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
<u>Crédito (Débito) de contribuição social</u>		
Bases negativas	92.836	75.955
Benefício fiscal do intangível incorporado	41.629	43.746
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(95.979)</u>	<u>(14.909)</u>
Subtotal	38.486	104.791
<u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	259.286	210.492
Benefício fiscal do intangível incorporado	136.137	144.878
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(266.607)</u>	<u>(41.414)</u>
Subtotal	128.817	313.956
Total	<u>167.303</u>	<u>418.747</u>

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.

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 2020 e 2019, a taxa anual de amortização aplicada foi de 4,11%.

10.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	31/12/2020		31/12/2019	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	21.195	58.874	18.333	50.926
Entidade de previdência privada	(791)	(2.198)	-	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	9.364	26.011	9.071	25.196
Provisão energia livre	313	870	313	870
Programas de P&D e eficiência energética	4.897	13.604	8.090	22.471
Provisão relacionada a pessoal	1.465	4.071	1.573	4.371
Marcação a Mercado- Derivativos	(6.318)	(17.550)	(4.420)	(12.278)
Marcação a Mercado- Dívidas	3.074	8.538	4.896	13.600
Derivativos	(74.327)	(206.465)	(13.188)	(36.633)
Registro da concessão - ajuste do intangível	2.144	5.954	2.457	6.826
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(70.726)	(196.460)	(55.454)	(154.040)
Perdas atuariais	644	1.790	(127)	(354)
Outros	503	1.396	692	1.924
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Perdas atuariais	15.310	42.527	15.681	43.559
Marcação a Mercado- Derivativos	421	1.169	(157)	(435)
Marcação a Mercado- Dívidas	(3.146)	(8.739)	(2.670)	(7.417)
Total	(95.979)	(266.607)	(14.909)	(41.414)

10.4 – 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, está baseada no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação

2021	211.941
2022	178.546
2023	120.414
2024	43.886
2025	43.886
2026 a 2027	142.148
Total	740.821

10.5 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2020 e 2019:

	2020		2019	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	952.297	952.297	883.634	883.634
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Amortização de intangível adquirido	-	44	-	44
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(10.881)	(10.881)	(4.735)	(4.735)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	44.506	44.506	48.378	48.378
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	4.308	4.248	4.965	(19.457)
Base de cálculo	990.230	990.213	932.242	907.864
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Débito fiscal apurado	(89.121)	(247.553)	(83.902)	(226.966)
Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido	19.055	52.932	14.773	40.783
Provisão para riscos fiscais	-	-	-	(4.326)
Total	(70.065)	(194.621)	(69.129)	(190.509)
Corrente	(4.297)	(9.965)	(46.685)	(125.748)
Diferido	(65.768)	(184.656)	(22.444)	(64.761)

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido – O crédito fiscal reconhecido corresponde à parcela do crédito fiscal sobre o prejuízo fiscal e base negativa, registrada em função da revisão das projeções de resultados futuros.

A despesa de imposto de renda e contribuição social e diferidos registrados no resultado do exercício de R\$ 250.424 (R\$ 87.205 em 2019), referem-se a, (i) benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 10.856 (R\$ 10.856 em 2019), (ii) diferenças temporárias de R\$ 305.243 (R\$ 56.861 em 2019) e crédito com (iii) prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 65.675 (débitos R\$ 19.488 em 2019).

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 2020 e 2019 foram os seguintes:

	2020		2019	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	(9.904)	(9.904)	123.049	123.049
Efeito do limite maximo de reconhecimento de ativo	9.069	9.069	(30.791)	(30.791)
Base de cálculo	(835)	(835)	92.258	92.258
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	75	210	(8.303)	(23.064)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	297	822	3.976	11.044
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais	372	1.032	(4.327)	(12.202)
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	1.132	1.132	840	840
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados sobre o risco de crédito	(102)	(283)	(76)	(210)
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	269	749	(4.403)	(12.230)

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2018	3.229.979
Transferência - ativo contratual	478.432
Transferência - intangível em serviço	402
Ajuste ao valor justo	109.550
Baixas	(16.982)
Saldo em 31/12/2019	3.801.382
Transferência - ativo contratual	553.989
Transferência - intangível em serviço	(728)
Ajuste ao valor justo	176.385
Baixas	(17.112)
Saldo em 31/12/2020	4.513.915

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 2020, o valor de baixas de R\$ 17.112 (R\$ 16.982 em 2019) refere-se a baixa da atualização relacionada ao ativo de R\$ 7.703 (R\$ 7.020 em 2019) e a baixa do ativo de R\$ 9.409 (R\$ 9.962 em 2019).

(12) OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Adiantamentos - fornecedores	505	33	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	54	68	70	461
Ordens em curso	97.651	54.133	-	-
Serviços prestados a terceiros	7.494	7.398	-	-
Despesas antecipadas	21.130	14.988	5.877	212
Contas a receber - CDE	61.302	43.459	-	-
Adiantamentos a funcionários	6.165	5.607	-	-
Arrendamentos e alugueis	12.078	10.304	-	-
Outros	30.925	23.623	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(16.908)	(17.022)	-	-
Total	220.396	142.591	5.947	672

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 software, IPTU, PROINFA e quota CDE.

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 9.260 (R\$ 5.407 em 31 de dezembro de 2019); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 52.042 (R\$ 38.052 em 31 de dezembro de 2019) (nota 25.3).

(13) ATIVO CONTRATUAL

Saldo em 31/12/2018	345.452
Adições	897.277
Transferência - Intangível em serviço	(319.139)
Transferência - Ativo financeiro	(478.432)
Saldo em 31/12/2019	445.157
Adições	974.889
Transferência - Intangível em serviço	(247.439)
Transferência - Ativo financeiro	(553.989)
Saldo em 31/12/2020	618.617

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 1.2.

(14) INTANGÍVEL

	Direito de concessão			
	Adquirido em combinações de negócio	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Outros ativos intangíveis	Total
Saldo em 31/12/2018	462.180	2.224.369	4.310	2.690.860
Custo histórico	1.923.048	5.000.787	37.643	6.961.476
Amortização acumulada	(1.460.867)	(2.776.417)	(33.333)	(4.270.619)
Amortização	(52.100)	(309.561)	(980)	(362.641)
Transferência - ativo contratual	-	319.139	-	319.139
Transferência - ativo financeiro	-	(402)	-	(402)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(18.043)	-	(18.043)
Saldo em 31/12/2019	410.081	2.215.499	3.331	2.628.911
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)
Saldo em 31/12/2020	357.982	2.095.935	4.481	2.458.397
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)

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 2020 foram capitalizados R\$ 13.082 (R\$ 11.495 em 2019), ambos a uma taxa média de 8,09% a.a (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.

O resultado de tal avaliação para todos os exercícios apresentados não apontou indicativos de redução no valor recuperável destes ativos, não havendo, portanto, perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(15) FORNECEDORES

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	90.038	724
Suprimento de energia elétrica	701.106	585.071
Encargos de uso da rede elétrica	102.251	79.664
Materiais e serviços	159.134	118.442
Total	<u>1.052.529</u>	<u>783.901</u>
<u>Não circulante</u>		
Suprimento de energia elétrica	132.030	107.220
Encargos de uso da rede elétrica	50.520	41.026
Materiais e serviços	7.029	-
Total	<u>189.578</u>	<u>148.247</u>

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 31/12/2019	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2020
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
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)	-
Total ao custo	840.122	527.000	(210.820)	88.485	-	(47.032)	1.197.755
Gastos com captação (*)	(15.652)	(7.451)	-	2.746	-	-	(20.357)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
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)
Total ao valor justo	1.620.532	928.777	(144.356)	54.870	705.723	(67.706)	3.097.839
Total	2.445.002	1.448.325	(355.176)	146.101	705.723	(114.738)	4.275.237
Circulante	242.854						1.803.770
Não circulante	2.202.148						2.471.467

(*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

Modalidade	Saldo em 31/12/2018	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2019
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pré Fixado	80.559	-	(23.077)	2.809	-	(2.840)	57.451
Pós Fixado							
TJLP	81.922	-	(43.937)	5.072	-	(4.982)	38.075
IPCA	530.078	154.000	-	43.960	-	(26.737)	701.300
Selic	47.273	-	(14.985)	3.495	-	(1.087)	34.696
CDI	5.752	-	(3.975)	244	-	-	2.021
Outros	31.722	-	(25.142)	640	-	(640)	6.580
Total ao custo	777.308	154.000	(111.116)	56.219	-	(36.286)	840.122
Gastos com captação (*)	(14.690)	(2.890)	-	1.928	-	-	(15.652)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	1.220.416	-	(109.389)	43.067	50.851	(39.297)	1.165.647
Euro	447.301	-	-	3.628	7.713	(3.621)	455.023
Marcação a mercado	(29.296)	-	-	29.158	-	-	(138)
Total ao valor justo	1.638.420	-	(109.389)	75.853	58.564	(42.918)	1.620.532
Total	2.401.039	151.110	(220.505)	134.000	58.564	(79.204)	2.445.002
Circulante	208.478						242.854
Não circulante	2.192.561						2.202.148

(*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2020	31/12/2019	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo						
Moeda nacional						
Pré Fixado						
FINEM	Pré fixado de 2,5% a 6%		-	56.337	2013 a 2020	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINEP	Pré fixado 5%	(a)	-	944	2013 a 2020	Fiança Bancária
FINAME	Pré fixado 10%		-	170	2012 a 2020	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária
			-	57.451		
Pós Fixado						
TJLP						
FINEM	TJLP + de 2,06% a 3,08%		-	35.599	2014 a 2020	Fiança Bancária
FINEP	TJLP + 6%		1.451	2.476	2017 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
			1.451	38.075		
IPCA						
FINEM	IPCA + 4,27% a 4,74%		1.196.305	701.300	2020 a 2027	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
			1.196.305	701.300		
SELIC						
FINEM	SELIC + 2,62% a 2,66%	(b)	-	34.696	2016 a 2020	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
			-	34.696		
CDI						
Empréstimos bancários	CDI - 1,25%		-	2.021	2020	Fiança da CPFL Energia
			-	2.021		
Outros						
Outros	RGR (6%)		-	6.580	2010 a 2020	Recebíveis, notas promissórias e fiança bancária
			-	6.580		
Total moeda nacional			1.197.755	840.122		
Gastos com captação (*)			(20.357)	(15.652)		
Mensuradas ao valor justo						
Moeda estrangeira						
Dólar						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + 0,87% a 0,95%	(b)	282.980	161.689	2019 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 1,84% a 3,65%		2.191.038	1.003.958	2021 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
			2.474.018	1.165.647		
Euro						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + de 0,79 a 0,80%		644.243	455.023	2021 a 2022	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
			644.243	455.023		
Marcação a mercado			(20.422)	(138)		
Total moeda estrangeira			3.097.839	1.620.532		
Total			4.275.237	2.445.002		

(*) Conforme (CPC 48) referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo. Os empréstimos bancários em moeda estrangeira possuem swap convertendo variação cambial para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 32.

Taxa efetiva a.a.:

(a) De 30% a 70% do CDI

(b) De 60% a 110% do CDI

Conforme segregado nos quadros acima, a Companhia em consonância com o CPC 48 classificou suas dívidas 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 2020 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 20.422 (R\$ 138 em 31 de dezembro de 2019), que somados aos ganhos não realizados obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 20.500

(R\$ 13.684 em 31 de dezembro de 2019), contratados para proteção da variação cambial (nota 32), geraram um ganho total líquido não realizado de R\$ 40.922 (R\$ 13.822 em 31 de dezembro de 2019).

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

Ano de vencimento

2022	410.633
2023	437.760
2024	453.884
2025	582.103
2026	128.439
2027	482.574
Subtotal	2.495.393
Marcação a mercado	(23.925)
Total	2.471.467

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	
	2020	2019	31/12/2020	31/12/2019
TJLP	4,87	6,30	0,03	1,56
IPCA	4,52	4,20	27,51	28,68
CDI	2,78	5,97	72,46	66,36
Outros		-		3,40
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Modalidade Empresa	Total aprovado	Montantes liberados		Pagamento de juro	Amortização de Principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
		Líquido dos gastos de captação	em 2020						
Moeda nacional									
IPCA - BNDES									
BNDES Direto	353.019	125.228	123.451	Trimestral até 07/2023	Mensal após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,27%	IPCA + 4,34%	
BNDES Direto	1.132.601	401.772	396.098	Trimestral	Parcela única em junho de 2027	Investimento	IPCA + 4,27%	IPCA + 4,34%	
Moeda Estrangeira									
Dólar									
Lei 4131	100.000	100.000	100.000	Semestral	Parcela única em janeiro de 2025	Capital de Giro	USD + 2,64%	USD + 2,64%	CDI + 0,90%
Lei 4131	418.280	418.280	418.280	Semestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + 2,07%	USD + 2,07%	CDI + 0,80%
Lei 4131	185.000	185.000	185.000	Trimestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + Libor 3M + 0,87%	USD + Libor 3M + 0,87%	CDI + 0,83%
Lei 4131	225.497	225.497	225.497	Trimestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + 1,84% (1,94% em 03/2021)	USD + 1,84% (1,94% em 03/2021)	CDI + 0,85%
	2.414.396	1.455.777	1.448.325						

Pré-pagamento:

Em 2020, foram liquidados antecipadamente R\$ 101.893 de empréstimos cujos vencimentos originais eram até março de 2024.

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. 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 2020.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual 3,75; e
- Dívida líquida dividida pela (Dívida líquida + PL) menor ou igual 0,9 vezes.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia S.A.

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

A definição de EBITDA na controladora CPFL Energia S.A. 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. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2020.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(17) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

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

(*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

Modalidade	Saldo em 31/12/2018	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2019
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	1.091.040	740.000	(824.495)	64.170	(72.173)	998.542
IPCA	140.518	-	-	12.706	(7.323)	145.901
Total ao custo	1.231.558	740.000	(824.495)	76.876	(79.496)	1.144.443
Gastos com captação (*)	(8.458)	(794)	-	2.186	-	(7.066)
Mensuradas ao valor justo						
Pós fixado						
IPCA	225.076	-	-	21.378	(11.916)	234.538
Marcação a mercado	3.889	-	-	20.984	-	24.873
Total ao valor justo	228.965	-	-	42.362	(11.916)	259.411
Total	1.452.065	739.206	(824.495)	121.424	(91.412)	1.396.788
Circulante	51.148					16.393
Não circulante	1.400.917					1.380.395

(*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de emissão diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	31/12/2020	31/12/2019	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo					
Pós fixado					
CDI	De 107% a 109,75% do CDI	(a)	993.236	998.542	2021 a 2024
IPCA	IPCA + 5,3473%	(b)	152.292	145.901	2023 a 2024
Total mensuradas ao custo		1.145.528	1.144.443		
Gastos com captação (*)		(5.464)	(7.066)		
Mensuradas ao valor justo					
Pós fixado					
IPCA	IPCA + 5,80%(1)	(b)	244.804	234.538	2024 a 2025
Marcação a mercado			13.258	24.873	
Total mensuradas ao valor justo		258.062	259.411		
Total		1.398.126	1.396.788		

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

(*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

Taxa efetiva a.a.:

- (a) 107,84% do CDI
- (b) IPCA + 4,84% a 5,30%

Conforme segregado no quadro acima, a Companhia, em consonância com o CPC 48, classificou suas debêntures como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros de debentures 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 debentures, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente, reduzindo 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 2020 as perdas acumuladas não realizadas obtidas na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 13.258 (R\$ 24.873 em 31 de dezembro de 2019), que foram absorvidas pelos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 38.659 (R\$ 37.171 em 31 de dezembro de 2019), contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 32), geraram um ganho total líquido de R\$ 25.401 (R\$ 12.298 em 31 de dezembro de 2019).

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2022	122.168
2023	443.525
2024	563.611
2025	119.301
Subtotal	1.248.606
Marcação a mercado	19.622
Total	1.268.228

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 2020.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75.
- EBITDA 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. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2020.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(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 2020 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

	31/12/2020		31/12/2019	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	452.237	670.330	464.335	681.363
Valor justo dos ativos do plano	(463.399)	(493.886)	(466.390)	(503.857)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(11.162)	176.444	(2.055)	177.506
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (asset ceiling)	11.162	-	2.055	-
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	-	176.444	-	177.506

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

Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2018

Custo do serviço corrente bruto

Juros sobre obrigação atuarial

Contribuições de participantes vertidas no exercício

Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras

Benefícios pagos no exercício

Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2019

Custo do serviço corrente bruto

Juros sobre obrigação atuarial

Contribuições de participantes vertidas no exercício

Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras

Benefícios pagos no exercício

Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2020

Plano 1	Plano 2
382.993	553.493
185	2.352
34.342	48.796
620	1.136
73.759	113.836
(27.564)	(38.250)
464.335	681.363
(24)	1.873
34.289	50.135
1.423	1.263
(18.607)	(24.665)
(29.179)	(39.639)
452.237	670.330

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2018	(413.044)	(463.571)
Rendimento esperado no exercício	(37.500)	(40.947)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(620)	(1.136)
Contribuições de patrocinadoras	(7.748)	(6.949)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(35.042)	(29.504)
Benefícios pagos no exercício	27.564	38.250
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2019	(466.390)	(503.857)
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: retorno sobre os ativos do plano	17.686	15.682
Benefícios pagos no exercício	29.179	39.639
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2020	(463.399)	(493.876)

18.3 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Passivo atuarial no inicio do exercício	-	177.506	-	89.922
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(295)	14.879	(178)	10.201
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(7.853)	(6.948)	(7.748)	(6.949)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(18.607)	(24.665)	73.759	113.836
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	17.686	15.638	(35.042)	(29.504)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	9.069	-	(30.791)	-
Passivo atuarial no fim do exercício	-	176.409	-	177.506
Outras contribuições	-	35	-	42
Total passivo	-	176.444	-	177.548
Circulante	-	35	-	42
Não circulante	-	176.409	-	177.506

18.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2021 são apresentadas no montante de R\$ 8.147 (plano 1) e R\$ 7.209 (plano 2).

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

Ano de pagamento	Plano 1	Plano 2
2021	30.215	43.125
2022	31.469	44.776
2023	32.454	46.398
2024	33.376	48.024
2025 a 2030	219.284	317.599
Total	346.798	499.922

Em 31 de dezembro de 2020, a duração média da obrigação do benefício definido foi 10,6 anos (Plano 1) e 11 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 2021 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2020 e 2019, são como segue:

	2021 estimadas		2020 realizadas		2019 realizadas	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Custo do serviço	(1.167)	1.142	(24)	1.873	185	2.352
Juros sobre obrigações atuariais	33.746	50.085	34.289	50.135	34.342	48.796
Rendimento esperado dos ativos do plano	(34.980)	(36.792)	(34.598)	(37.129)	(37.500)	(40.947)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	862	-	38	-	2.795	-
Total da despesa (receita)	(1.539)	14.435	(296)	14.879	(178)	10.201

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

	Planos 1 e 2	
	31/12/2020	31/12/2019
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	7,72% a.a.	7,43% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	7,72% a.a.	7,43% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,48% a.a. (*)	5,97% a.a. (*)
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	3,75% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	3,75% a.a.	4,00% 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 4,96% em 2020 e de 5,15% em 2019.

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 2020 e 2019, administrados pela Fundação Família Previdência. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2021, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2020.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2020	2019	2020	2019
Renda fixa	78%	76%	74%	74%
Títulos públicos federais	63%	66%	60%	64%
Títulos privados (instituições financeiras)	10%	5%	7%	5%
Títulos privados (instituições não financeiras)	3%	2%	3%	3%
Fundos de investimento multimercado	4%	2%	6%	2%
Renda variável	18%	21%	18%	21%
Fundos de investimento em ações	18%	21%	18%	21%
Investimentos estruturados	0%	0%	1%	1%
Fundos imobiliários	0%	0%	1%	1%
Cotados em mercado ativo	97%	96%	95%	96%
Imóveis	1%	2%	2%	2%
Operações com participantes	2%	2%	3%	2%
Não cotados em mercado ativo	3%	4%	5%	4%

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

Meta 2021 - Fundação Família Previdência

	Plano 1	Plano 2
Renda fixa	76%	76%
Renda variável	9%	11%
Imóveis	2%	3%
Empréstimos e financiamentos	2%	2%
Investimentos estruturados	11%	8%
	100%	100%

A meta de alocação para 2021 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação Família Previdência, efetuada ao final de 2020 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2021, 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, com isso atingirem os objetivos de gestão de investimentos são 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, levando 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 (isto é, a alocação de médio e longo prazos), que compreende as participações alvo nos segmentos nas 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 prazos, 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\$ 12.112 no plano 1 e R\$ 18.711 no plano 2 (redução de R\$ 11.582 no plano 1 e R\$ 17.837 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\$ 10.580 no plano 1 e R\$ 16.387 no plano 2 (aumento de R\$ 10.420 no plano 1 e R\$ 16.170 no plano 2).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 7,72% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 7,47% a.a. e 7,97% 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 possuí 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 IGP-M, IPCA e SELIC, que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos.

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência da Companhia, inclui representantes de empregados ativos e aposentados além de membros indicados pela Companhia. Dentre as tarefas do referido Comitê, está a análise e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência o que ocorre ao menos trimestralmente.

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe*, *Sharpe Generalizado* e *Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição a 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 1.2.

(19) TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2020	31/12/2019
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	791	751
Conta de desenvolvimento energético - CDE	75	-
Bandeiras tarifárias e outros	22.792	58.336
Total	23.658	59.087

Bandeiras tarifárias e outros – O saldo de 31 de dezembro de 2020 refere-se basicamente a bandeira tarifária (vermelha patamar 2) faturada em dezembro de 2020 e ainda não homologada. O saldo de 31 de dezembro de 2019 refere-se basicamente a bandeira tarifária faturada em novembro (vermelha patamar 1) e dezembro de (amarela) 2019 que foram homologadas pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) no primeiro trimestre de 2020.

(20) OUTROS IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	31/12/2020	31/12/2019
Circulante		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	90	18.416
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	2.955	9.036
Imposto de renda e contribuição social a recolher	3.045	27.452
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	93.360	80.498
Programa de integração social - PIS	11.001	9.715
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	50.889	44.929
PIS/COFINS parcelamento	-	9.323
Outros	12.736	12.539
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	167.986	157.004
Total Circulante	171.031	184.456

Não circulante

Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	3.148	-
Total Não circulante	3.148	-

Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ: no não circulante, refere-se a uma discussão de formação de saldo negativo, aonde as antecipações consideradas pela empresa não foram integralmente reconhecidas pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, sendo mais provável que as Autoridades Fiscais não aceitem o procedimento adotado pela Companhia.

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

	31/12/2020		31/12/2019	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	81.489	48.885	84.546	50.645
Cíveis	113.576	36.408	80.726	28.926
Fiscais	18.390	38.516	25.747	37.924
Regulatórios	17.994	-	12.656	-
Outros	369	-	369	-
Total	231.817	123.808	204.044	117.494

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

	Saldo em 31/12/2019	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Reclassificação (nota 20)	Saldo em 31/12/2020
Trabalhistas	84.546	24.157	(8.345)	(27.335)	8.466	-	81.489
Cíveis	80.726	56.243	(15.539)	(54.878)	47.024	-	113.576
Fiscais	25.747	195	(557)	(4.372)	525	(3.148)	18.390
Regulatórios	12.656	14.809	-	(9.656)	185	-	17.994
Outros	369	-	-	-	-	-	369
Total	204.044	95.404	(24.442)	(96.241)	56.200	(3.148)	231.817

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;

- b. **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;
- c. **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 2020 e 2019, estavam assim representadas:

	31/12/2020	31/12/2019	Principais causas
Trabalhistas	288.351	250.205	Acidentes de trabalhos, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	877.181	776.381	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	1.044.011	963.411	Imposto de Renda e Contribuição Social (nota 20)
Fiscais - Outros	526.200	648.043	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatório	63.764	49.522	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômica-financeira
Total	2.799.507	2.687.561	

Trabalhistas - No tocante às contingências trabalhistas está em discussão os efeitos da decisão do Supremo Tribunal Federal que alterou o índice de correção monetária adotado pela Justiça do Trabalho. Atualmente, há decisão do STF, passível de recurso, que afastou definitivamente a aplicação da TR, índice anteriormente praticado pela Justiça do Trabalho, para aplicação do IPCA-E para os débitos na fase pré-processual e a SELIC para após a citação, porém, não delimitou a temporalidade dessa aplicação para os casos sem índice definido, tampouco esclareceu a aplicação de juros, reativando os processos anteriormente suspensos. 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 aguarda a publicação da decisão definitiva do STF e eventuais recursos para estimar com razoável segurança os montantes envolvidos na discussão.

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	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Consumidores e concessionárias	70.947	35.050	63.209	51.332
Programa de eficiência energética - PEE	127.833	74.630	-	42.683
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	68.029	34.856	2.548	35.016
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	11.115	15.905	-	-
Adiantamentos	9.072	945	4.118	210
Descontos tarifários - CDE	26.063	62.943	-	-
Folha de pagamento	2.860	2.626	-	-
Participação nos lucros	18.186	15.443	1.735	1.647
Convênios de arrecadação	31.776	29.605	-	-
Garantias	-	-	993	823
Outros	6.675	6.215	34.194	34.761
Total	372.556	278.217	106.797	166.471

(*) 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 além de participações de consumidores no Programa de Universalização. O saldo no passivo não circulante de R\$ 63.209 (R\$ 51.332 em 31 de dezembro de 2019), refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 35).

Programas de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento: 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 em cumprimento Medida Provisória nº 998/2020, a partir 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 CDE em favor da modicidade tarifária. A ANEEL regulamentará a forma de recolhimento desses valores em 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 2020 e 2019 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
Total	1.125.427	100,00

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 2020, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 3,29 vezes o EBITDA em 2020 (2,63 vezes em 2019), no critério de medição dos covenants financeiros da Companhia, maior do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 3,75, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

23.2 - Capital social

Através da Assembleia Geral Extraordinária de 06 de abril de 2020, 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 2019 sem emissão de novas ações.

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

Na Assembleia Geral Extraordinária de 06 de abril de 2020 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2019, através de (i) declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 424.296 e (ii) dividendos intercalares de R\$ 168.500 declarado em agosto de 2019 e imputado ao dividendo mínimo obrigatório.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2020:

- Dividendo intermediário no montante de R\$ 508.724 utilizando-se do saldo total da Reserva de Retenção de Lucros para Investimentos (R\$ 46.890), Reserva Estatutária de Reforço de Capital de Giro (R\$ 450.355) e Reserva Especial de Dividendos não Distribuídos (R\$ 11.479) aprovado em AGE de 20 de novembro de 2020;
- Dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 163.307, sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 145,106701723.

No exercício de 2020, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 933.021 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\$ 184.819.

23.5 Reserva de lucros

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 675.872, que compreende: i) Reserva legal de R\$ 185.950; e ii) Reserva estatutária de reforço de capital de giro R\$ 489.922.

23.6 Resultado abrangente acumulado

É composto por:

- entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 160.721 (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\$ 19.982 (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>2020</u>
Lucro líquido do exercício	687.610
Reserva legal	(34.381)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(489.922)
Dividendo mínimo obrigatório	(163.307)

Para este exercício, considerando o atual cenário macroeconômico e as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 489.922 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

(24) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico

O cálculo do lucro por ação básico em 31 de dezembro de 2020 e 2019 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os exercícios apresentados:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Numerador		
Lucro líquido do período atribuído aos acionistas controladores	687.610	623.996
Denominador		
Ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	1.125.427	1.125.427
Lucro líquido básico por ação ordinária - R\$	610,98	554,45

Nos exercícios de 2020 e 2019 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no lucro por ação

(25) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Receita de operações com energia elétrica	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Classe de consumidores						
Residencial	2.504.771	2.447.937	5.817	5.605	5.054.865	4.824.356
Industrial	19.715	20.028	1.400	1.844	1.007.286	1.237.551
Comercial	174.478	178.340	1.879	2.227	1.668.518	1.889.794
Rural	249.383	249.778	1.627	1.548	808.076	730.256
Poderes públicos	22.009	21.252	300	370	257.133	303.228
Iluminação pública	513	450	570	578	244.754	246.076
Serviço público	3.599	3.532	434	472	312.451	323.632
Fornecimento faturado	2.974.468	2.921.317	12.027	12.644	9.353.083	9.554.893
Consumo próprio	225	227	6	7	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	85.062	9.832
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(4.792.068)	(4.499.988)
Fornecimento de energia elétrica	2.974.693	2.921.544	12.033	12.651	4.646.077	5.064.737
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			1.857	1.922	516.015	561.809
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(84.202)	(99.292)
Energia elétrica de curto prazo			749	950	63.698	212.852
Suprimento de energia elétrica	2.974.693	2.921.544	12.033	12.651	4.646.077	5.064.737
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					4.876.270	4.599.280
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					1.086.836	917.954
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(48.800)	(54.234)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					994.869	873.042
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					78.993	(98.774)
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					169.682	102.529
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					677.845	755.858
Outras receitas e rendas					111.426	118.917
Outras receitas operacionais					7.947.121	7.214.572
Total da receita operacional bruta					13.088.709	12.954.679
Deduções da receita operacional						
ICMS					(2.725.610)	(2.707.461)
PIS					(196.304)	(198.017)
COFINS					(904.188)	(912.076)
ISS					(307)	(336)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(953.809)	(1.014.486)
Programa de P & D e eficiência energética					(71.063)	(70.964)
PROINFA					(37.610)	(40.020)
Bandeiras tarifárias e outros					32.722	(21.564)
Outros					(10.461)	(9.614)
Receita operacional líquida					(4.866.629)	(4.974.537)
					8.222.080	7.980.142

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 07 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”) e Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)

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 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.

Em 11 de junho de 2019, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.557, relativo ao Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia e da empresa incorporada a partir de 19 de junho de 2019, em 10,05%, sendo 0,05% referentes ao reajuste tarifário econômico e 10,00% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores da Companhia é de 1,72% e pelos consumidores da empresa incorporada é de 8,63%.

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 2020, foi registrada receita de R\$ 677.845 (R\$ 755.858 em 2019), sendo (i) R\$ 67.491 (R\$ 29.063 em 2019) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 569.295 (R\$ 592.371 em 2019) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 231 (R\$ 259 em 2019) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 40.828 (R\$ 134.165 em 2019) de subvenção CCRBT.

25.4 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.664, de 17 de dezembro de 2019, estabeleceu as quotas anuais e mensais definitivas da CDE Uso vigentes para o ano de 2020.

(26) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2020	2019	2020	2019
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	3.478	3.442	1.212.982	872.786
PROINFA	351	355	88.484	115.129
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	13.466	14.402	2.933.198	3.416.977
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(375.442)	(378.908)
Subtotal	17.295	18.199	3.859.223	4.025.984
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			715.916	605.047
Encargos de transporte de itaipu			101.659	87.805
Encargos de conexão			105.820	105.232
Encargos de uso do sistema de distribuição			1.876	1.470
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			44.078	(824)
Encargos de energia de reserva - EER			77.901	39.407
Crédito de PIS e COFINS			(96.868)	(77.528)
Subtotal			950.382	760.610
Total			4.809.605	4.786.593

(*) Conta de energia de reserva

(27) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Despesas operacionais											
	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Vendas		Gerais e administrativas		Outros		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Pessoal	182.342	185.695	-	-	81.388	79.248	64.635	61.862	-	-	328.365	326.806
Entidade de previdência privada	14.583	10.023	-	-	-	-	-	-	-	-	14.583	10.023
Material	48.509	53.800	259	178	16.019	11.230	2.888	1.919	-	-	67.675	67.127
Serviços de terceiros	133.819	116.044	416	333	39.756	39.896	88.085	111.833	-	-	262.074	268.105
Custos com construção da infraestrutura	-	-	994.869	873.042	-	-	-	-	-	-	994.869	873.042
Outros	19.588	11.928	(2)	(1)	29.716	31.537	114.223	85.652	73.587	86.359	237.112	215.474
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	29.192	30.798	-	-	-	-	29.192	30.798
Arrendamentos e aluguéis	21.285	11.931	-	-	-	-	9.666	9.334	-	-	30.951	21.265
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	4.517	4.792	-	-	4.517	4.792
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	91.868	66.962	-	-	91.868	66.962
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	2.043	867	-	-	2.043	867
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	71.805	84.546	71.805	84.546
Outros	(1.697)	(3)	(2)	(1)	523	739	6.128	3.697	1.782	1.812	6.734	6.244
Total	398.841	377.490	995.543	873.553	166.879	161.912	269.830	261.267	73.587	86.359	1.904.679	1.760.580

(28) RESULTADO FINANCIERO

	2020	2019
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	31.787	19.006
Acréscimos e multas moratórias	92.781	94.539
Atualização de créditos fiscais	1.333	3.324
Atualização de depósitos judiciais	2.376	4.298
Atualizações monetárias e cambiais	84.610	22.212
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	3.722	1.830
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	1.319	30.743
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(9.834)	(10.797)
Outros	15.178	15.064
Total	223.271	180.219
Despesas		
Encargos de dívidas	(188.462)	(180.609)
Atualizações monetárias e cambiais	(102.644)	(81.870)
(-) Juros capitalizados	13.082	11.495
Outros	(30.776)	(38.099)
Total	(308.800)	(289.082)
Resultado financeiro	(85.529)	(108.863)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2020 e 2019 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\$ 761.305 (R\$ 81.852 em 2019) (nota 32).

(29) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2020, 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:

- a) **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.
- b) **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, 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 2020, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) - Partes Relacionadas foi de R\$ 6.651 (R\$ 6.310 em 2019). Este valor é composto por R\$ 5.552 (R\$ 5.149 em 2019) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 215 (R\$ 185 em 2019) de benefícios pós-emprego e R\$ 884 (R\$ 976 em 2019) 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 entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia são como seguem:

<u>Empresas</u>	Passivo		Despesa/custo	
	31/12/2020	31/12/2019	2020	2019
Encargos - Rede básica Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	240	1.060	80.887	59.385

Transações entre partes relacionadas envolvendo controladas e controladas em conjunto da CPFL Energia S.A, são como seguem:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	2020	2019	2020	2019
Alocação de despesas entre empresas								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	3	-	19	-	-	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	345	267	1.868	1.698	-	-	21.113	17.786
Companhia Piratininga de Força e Luz	107	135	1.540	1.406	-	-	16.834	15.815
Companhia Jaguan de Energia	56	42	128	59	-	-	542	290
CPFL Energia S.A.	33	12	-	-	-	-	(193)	(152)
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	61	46	-	-	15	26	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	119	102
Contrato de Mútuo								
CPFL Energia S.A. (**)	-	-	300.019	-	-	-	24	19
Dividendos								
CPFL Energia S.A.	-	-	145.361	-	-	-	-	-
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	17.946	-	-	-	-	-
Intangível, materiais e prestação de serviço								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	2	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	212	17	-	-	2	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (*)	273	104	2.758	2.497	-	-	2.057	1.391
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	1.482	1.598	-	-	20.209	20.063
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda.	-	-	492	890	-	-	6.292	19.410
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	273	394	-	-	5.200	2.093
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	588	-	-	-	9.993
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	495	494	-	-	5.934	1.467
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	-	346	342	-	4.265	1.057
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda. (*)	-	-	500	435	-	-	5.964	1.330
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	19	-	-	259	472
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	9	8	-	-	91	88
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	769	102	-	-	3.897	3.687
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	90	101	-	-	938	905
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	302	276	-	-	2.526	2.433
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	2.922	2.479	-	-	38.368	19.051
CPFL Renováveis - Consolidado	9	-	228	152	110	95	4.233	2.904
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	58	59
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	65	58
Outras operações financeiras								
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	-	-	7	-
Nect Ser Adm Financ Ltda	-	-	-	-	-	-	6	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	2.014	1.273

(*) 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\$ 65.817 no exercício de 2020 (R\$ 26.526 em 2019), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(**) O saldo de mútuo passivo, no montante de R\$ 300.019, refere-se substancialmente ao mútuo entre a controladara CPFL Energia com vencimento até dezembrode 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>31/12/2020</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Riscos nomeados	127.000
Transporte	Transporte nacional	245.481
Responsabilidade civil	Geral e riscos ambientais	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	266.543
Garantia	Seguro Garantia	1.582.909
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		2.406.933

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 e *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 metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe a este fórum, 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 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.

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 da CPFL Energia cabe a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo esta 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.

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 da 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 da 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 2020 foram observadas chuvas abaixo do normal, principalmente no segundo semestre, levando a uma redução dos níveis de armazenamento nos reservatórios. Apesar deste cenário, não se verificou um cenário crítico 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 alcadas, 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 1.2.

(32) 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(*)	31/12/2020	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	392.601	392.601
Titulos e valores mobiliarios	6	(a)	Nível 1	757.705	757.705
Derivativos	32	(a)	Nível 2	885.121	885.121
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	4.513.915	4.513.915
Total				6.549.342	6.549.342
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (***)	1.177.398	1.177.398
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	16	(a)	Nível 2	3.097.839	3.097.839
Debêntures - principal e encargos	17	(b)	Nível 2 (***)	1.140.064	1.116.230
Debêntures - principal e encargos (**)	17	(a)	Nível 2	258.062	258.062
Total				5.673.362	5.649.528

(*) 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 / 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) 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 2020 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.

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 no resultado em 2020 de R\$ 176.385 (ganho de R\$ 109.550 em 2019), assim como as principais premissas utilizadas estão divulgadas na nota 11.

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* de pelo menos AA, 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 o período de 2020 e 2019 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperada.

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 2020 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)							
	Ativo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador divida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocial
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo								
Hedge variação cambial								
Empréstimos bancários - Lei 4.131	624.504	624.504	603.025	21.479	US\$ + (Libor 3 meses + 0,87% a 0,95%) ou (-1,84% a 3,65%)	99,80% a 116% do CDI ou CDI + 0,8% a 0,90%	mai/19 a fev/25	1.864.325
Empréstimos bancários - Lei 4.131	198.529	198.529	199.507	(979)	Euro + de 0,79 a 0,80%	103,5% a 105,8% do CDI	jun/21 a fev/22	444.130
	823.033	823.033	802.533	20.500				
Hedge variação índice de preços								
Debêntures	62.088	62.088	23.429	38.659	IPCA + 5,80%	104,3% do CDI	ago/24 a ago/25	219.600
Total	885.121	885.121	825.962	59.159				
Circulante	486.476							
Não circulante		398.645						

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

⁽¹⁾ Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocial 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 31/12/2019	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
Total	197.490	754.886	(67.256)	885.121
Ativo circulante	14.166			486.476
Ativo não circulante	183.444			398.645
Passivo não circulante	(120)			-

(*) 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

Derivativo	Saldo em 31/12/2018	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2019
Para dívidas designadas a valor justo	93.772	30.318	22.546	146.636
Para dívidas não designadas a valor justo	-	(1.439)	1.439	-
Marcação a mercado (*)	(1.986)	52.840	-	50.854
Total	91.785	81.719	23.985	197.490
Ativo circulante	9.811			14.166
Ativo não circulante	90.369			183.444
Passivo não circulante	(8.395)			(120)

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2019 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 (notas 16 e 17).

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 registrados na rubrica de

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	
	2020	2019	2020	2019
Variação de taxas de juros	17.243	7.742	-	-
Marcação a mercado	3.473	24.672	(1.985)	1.422
Variação cambial	729.338	22.577	-	-
Marcação a mercado	11.251	26.861	(4.434)	(116)
Total	761.305	81.852	(6.419)	1.307

c) Ativos financeiros da concessão

Em função da Companhia ter classificado os respectivos ativos financeiros da concessão como mensurados pelo valor justo por meio de resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis e não existe um mercado ativo. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3.

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 consequente 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 2020 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	(2.458.268)		(50.995)	576.321	1.203.637
Derivativos - swap plain vanilla	2.522.105		52.318	(591.288)	(1.234.894)
	63.836	baixa dólar	1.324	(14.966)	(31.256)
Instrumentos financeiros passivos	(639.570)		(18.347)	146.132	310.612
Derivativos - swap plain vanilla	643.609		18.462	(147.056)	(312.574)
	4.038	baixa euro	116	(923)	(1.961)
Total	67.874		1.440	(15.889)	(33.217)
Efeitos no resultado abrangente acumulado			335	(3.223)	(6.781)
Efeitos no resultado do exercício			1.105	(12.666)	(26.436)

(a) A taxa de cambio considerada em 31.12.2020 foi de R\$ 5,20 para o dólar e R\$ 6,39 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\$ 5,30 e R\$ 6,58 e a depreciação cambial de 2,07% e 2,87%, do dólar e do euro respectivamente em 31.12.2020.

(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 2020 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	319.452			9.424	11.780	14.136	
Instrumentos financeiros passivos	(993.236)			(29.300)	(36.626)	(43.951)	
Derivativos - swap plain vanilla	(2.560.946)			(75.548)	(94.435)	(113.322)	
	(3.234.730)	alta CDI	2,78%	2,95%	(95.424)	(119.281)	(143.137)
Instrumentos financeiros passivos	(1.451)				(64)	(80)	(96)
	(1.451)	alta TJLP	4,87%	4,39%	(64)	(80)	(96)
Instrumentos financeiros passivos	(1.606.658)				(74.388)	(55.791)	(37.194)
Derivativos - swap plain vanilla	280.353				12.980	9.735	6.490
Ativo financeiro da concessão	4.513.915				208.994	156.746	104.497
	3.187.610	baixa IPCA	4,52%	4,63%	147.586	110.690	73.793
Ativos e passivos financeiros setoriais	179.677				5.300	3.975	2.650
Instrumentos financeiros ativos	757.705				22.352	16.764	11.176
	937.382	baixa SELIC	2,78%	2,95%	27.652	20.739	13.826
Total	888.811				79.750	12.068	(55.614)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					837	559	280
Efeitos no resultado do exercício					78.913	11.509	(55.894)

(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 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.

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, foi 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:

Classe	Dias	Período
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 (“PDD”) para o mês, que foi determinado dividindo-se a “PDD Real” pela “Receita Ajustada” de cada mês. Na sequência, a PDD 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 PDD 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”).

Efeitos da COVID na PDD durante o ano de 2020

Com o objetivo de capturar tempestivamente os efeitos de aumento na inadimplência especialmente por conta da suspensão dos cortes de energia, a Companhia optou por adotar uma mudança no cálculo da PDD nos 2º e 3º trimestres de 2020. No entanto, para 31 de dezembro de 2020 voltou para o critério anterior, conforme detalhado acima.

Importante mencionar que a Companhia permanece acompanhando os desdobramentos da atual crise em seus resultados, buscando avaliar a metodologia que reflita tempestivamente a perda esperada.

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 possuíssem 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 2020 e 2019 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 de pelo menos AA (nota 32 b), baseado nas principais agências de rating de crédito do mercado (nota 32). A Administração não identificou para os exercícios de 2020 e 2019 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 2020, 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.

31/12/2020	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	1.052.529	-	-	7.029	-	182.550	1.242.107
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	98.168	432.680	1.995.763	1.124.405	1.212.163	665.366	5.528.545
Debêntures - principal e encargos	17	-	133.466	26.962	683.168	729.679	19.622	1.592.897
Taxas regulamentares	19	23.658	-	-	-	-	-	23.658
Outros	22	16.239	88.518	9.081	-	-	63.209	177.047
Consumidores e concessionárias		16.239	54.707	-	-	-	63.209	134.156
EPE / FNDECT / PROCEL		-	2.035	9.081	-	-	-	11.115
Convênio de arrecadação		-	31.776	-	-	-	-	31.776
Total		1.190.594	654.664	2.031.806	1.814.601	1.941.843	930.747	8.564.254

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(33) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2020 um valor de R\$ 13.082 (R\$ 11.495 em 2019) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 28).

(34) COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2020	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Arrendamentos e aluguéis	Até 7 anos	26.772	51.808	40.166	7.218	125.964
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 7 anos	2.532.496	5.038.194	5.605.470	5.166.533	18.342.692
Compra de energia de Itaipu	Até 7 anos	1.113.048	2.084.971	2.007.451	1.862.402	7.067.872
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 7 anos	1.068.277	2.757.661	3.046.354	2.505.633	9.377.924
Projetos de construção de subestação	Até 2 anos	59.120	101	-	-	59.221
Total		4.799.713	9.932.734	10.699.441	9.541.785	34.973.673

(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 Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS

Em 09 de fevereiro de 2021, a Companhia teve transitado em julgado pelo Tribunal Regional Federal da 4ª Região, decisão favorável em processo judicial no qual foi reconhecido o direito à não inclusão dos valores do ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente. A Companhia estima o valor a recuperar em aproximadamente R\$ 1.8 bilhões (com base na Orientação da Receita Federal 13/2018) e está avaliando os montantes a serem reembolsados aos consumidores de acordo com os aspectos legais e regulatórios, bem como os respectivos impactos contábeis e financeiros da referida decisão, em conjunto com seus assessores legais.

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 OLIVERIA PEREIRA
Diretor de Operações

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
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
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 2020 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidas.

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 2020, 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 às 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 sucedem 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. Envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.</p> <p>Analisamos 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>No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes que afetariam a mensuração e a divulgação do reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada, os quais não foram registrados pela administração, por terem sido considerados imateriais. 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 2020.</p>

Outros assuntos - Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, 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 determinou 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.
- 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 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, 17 de março de 2021

KPMG Auditores IndependentesCRC
2SP027612/O-4



Marcio José dos Santos
Contador CRC 1SP252906/O-0

Demonstrações Contábeis Regulatórias

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

Balanços Patrimoniais em
31 de dezembro de 2020 e 2019
(Valores expressos em milhares de Reais)

	Notas	31/12/2020	31/12/2019
Ativo			
Ativo Circulante			
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	392.601	74.323
Consumidores	6	1.376.190	1.309.115
Concessionárias e Permissionárias	6	29.800	30.661
Serviços em Curso		93.813	51.981
Tributos Compensáveis	7	83.911	76.226
Depósitos Judiciais e Cauções	18	54	-
Almoxarifado Operacional		19.273	24.628
Investimentos Temporários	8	757.705	866
Ativos Financeiros Setoriais	9	619.904	839.989
Despesas Pagas Antecipadamente		21.130	14.988
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	486.476	14.166
Outros Ativos Circulantes	11	105.538	74.919
Ativo Não Circulante			
Consumidores	6	108.877	127.151
Tributos Compensáveis	7	94.222	91.257
Depósitos Judiciais e Cauções	18	123.808	117.494
Investimentos Temporários	8	70	461
Tributos Diferidos	10	157.841	319.508
Ativos Financeiros Setoriais	9	252.274	303.727
Despesas Pagas Antecipadamente		5.877	212
Bens e Direitos para Uso Futuro		378	378
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	398.645	183.444
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		375.578	427.681
Imobilizado	12	7.736.835	7.237.601
Intangível	12	241.411	225.736
Total do Ativo		13.482.211	11.546.511

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

Balanços Patrimoniais em
31 de dezembro de 2020 e 2019
(Valores expressos em milhares de Reais)

	Notas	31/12/2020	31/12/2019
Passivo			
Passivo Circulante		4.179.241	2.095.243
Fornecedores	13	1.052.529	783.901
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	1.933.667	259.247
Obrigações Sociais e Trabalhistas		51.930	50.275
Benefício Pós-Emprego	15	35	42
Tributos	17	171.031	184.456
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	21	163.307	-
Encargos Setoriais	16	230.635	184.477
Passivos Financeiros Setoriais	9	431.573	498.088
Outros Passivos Circulantes	19	144.532	134.758
Passivo Não Circulante		5.741.571	5.311.375
Fornecedores	13	189.578	148.247
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	4.039.714	3.582.543
Benefício Pós-Emprego	15	176.409	177.506
Provisão para Litígios	18	234.966	204.044
Encargos Setoriais	16	2.548	77.698
Passivos Financeiros Setoriais	9	260.928	304.846
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	-	120
Outros Passivos Não Circulantes	19	104.249	88.773
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço	20	733.179	727.599
Total do Passivo		9.920.811	7.406.618
Patrimônio Líquido	21		
Capital Social		2.820.677	2.809.820
Reservas de Capital		184.819	195.676
Outros Resultados Abrangentes		386.653	451.794
Reservas de Lucros		675.872	340.247
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		-	424.296
Lucros ou prejuízos Acumulados		(506.622)	(81.942)
Total do Patrimônio Líquido		3.561.399	4.139.892
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		13.482.211	11.546.511

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

Demonstrações dos Resultados para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2020 e 2019
(Valores expressos em milhares de Reais)

	Notas	2020	2019
Receita / Ingresso			
Fornecimento de Energia Elétrica	22	4.646.077	5.064.738
Suprimento de Energia Elétrica		431.813	462.518
Energia Elétrica de Curto Prazo		63.698	212.852
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		5.963.106	5.517.234
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		78.993	(98.774)
Serviços Cobráveis		10.507	14.865
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		677.845	755.858
Tributos			
ICMS		(2.725.610)	(2.707.461)
PIS-PASEP		(196.304)	(198.017)
COFINS		(904.188)	(912.076)
ISS		(307)	(336)
Encargos - Parcela "A"			
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(35.532)	(35.296)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(35.532)	(35.296)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(953.809)	(1.014.486)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(10.461)	(9.614)
Outros Encargos		(4.888)	(61.584)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		7.005.410	6.955.125
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	23	(4.783.190)	(4.782.980)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(3.832.808)	(4.022.370)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(950.382)	(760.610)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		2.222.220	2.172.145
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(1.416.259)	(1.377.323)
Pessoal e Administradores	24	(342.948)	(336.829)
Material		(67.675)	(67.127)
Serviços de Terceiros		(262.074)	(268.105)
Arrendamento e Aluguéis		(30.951)	(20.247)
Seguros		(1.556)	(1.125)
Doações, Contribuições e Subvenções		(2.043)	(867)
Provisões		(79.011)	(58.180)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(79.683)	(76.097)
(-) Recuperação de Despesas		6.169	7.600
Tributos		(2.959)	(2.741)
Depreciação e Amortização		(454.451)	(439.160)
Depreciação		(367.181)	(349.042)
Amortização		(87.270)	(90.118)
Gastos Diversos		(108.657)	(121.666)
Outras Receitas Operacionais		112.287	113.073
Outras Despesas Operacionais		(102.705)	(105.850)
Resultado da Atividade		805.961	794.822
Resultado Financeiro	25	(113.075)	(113.317)
Receitas Financeiras		989.064	258.753
Despesas Financeiras		(1.102.138)	(372.070)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		692.886	681.506
Despesa com Impostos sobre o Lucro	10	(174.525)	(189.607)
Resultado Líquido do Exercício		518.361	491.899
Atribuível aos Acionistas Controladores		518.361	491.899

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

Demonstrações dos Resultados Abrangentes para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2020 e 2019
(Valores expressos em milhares de Reais)

	2020	2019
Resultado Líquido do Exercício	518.361	491.899
Outros Resultados Abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	(526)	(75.911)
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(526)	(75.911)
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos Atribuível aos Acionistas Controladores	517.835	415.988
	517.835	415.988

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

Demonstrações dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2020 e 2019
(Valores expressos em milhares de Reais)

	2020	2019
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	518.361	491.899
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	87.270	90.118
Depreciação	367.181	349.042
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	94.906	108.525
Imposto de renda e Contribuição social	174.525	189.607
Juros e variações monetárias	179.502	191.980
Obrigações pós-emprego	14.583	10.023
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	79.683	76.097
Provisões para litígios	79.182	56.038
	1.595.193	1.563.329
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(127.738)	(142.254)
Depósitos vinculados a litígios	(3.938)	8.943
Tributos compensáveis	(10.476)	14.204
Repasso do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(17.843)	26.418
Ativos financeiros setoriais	67.563	429.889
Outros ativos operacionais	(96.443)	13.797
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	(35.429)	21.529
Fornecedores	309.960	210.444
Passivos financeiros setoriais	94.861	(330.744)
Obrigações pós-emprego	(14.808)	(14.655)
Salários e encargos sociais	(1.087)	7.509
Tributos e contribuição social	11.198	3.770
Provisões para litígios pagos	(96.241)	(100.245)
Repasso para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(36.880)	(18.544)
Outros passivos operacionais	78.678	23.138
	1.716.571	1.716.528
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais		
Encargos de dívidas pagos	(170.386)	(170.615)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(39.065)	(144.359)
	1.507.120	1.401.554
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(1.007.297)	(931.425)
Participação financeira do consumidor	47.241	47.117
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(750.270)	(356)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	463	7.207
	(1.709.863)	(877.458)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento		
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	1.441.962	890.316
Captação de empréstimos e debêntures	(355.176)	(1.045.000)
Liquidação de operações com derivativos	67.256	(22.546)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(933.021)	(445.295)
Captações de mútuos com controladas e coligadas	300.000	-
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	-	(72.319)
	521.021	(694.845)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento		
Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa	318.278	(170.750)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	74.323	245.073
No fim do exercício	392.601	74.323

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2020 e 2019
(Valores expressos em milhares de Reais)

	<u>Outros Resultados Abrangentes</u>				<u>Reserva de lucros</u>		Reserva estatutária - reforço de capital de giro	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				
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	2.788.106	217.390	682.640	(84.285)	120.370	11.479	177.199	155.688	(20.488)	4.048.099
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	491.899	491.899
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	(75.911)	-	-	-	-	-	(75.911)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(107.037)	-	-	-	-	-	107.037	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	36.392	-	-	-	-	-	(36.392)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(7)	-	-	-	-	-	-	(7)
Mutações internas do patrimônio líquido										
Aumento de capital	21.714	(21.714)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	31.200	-	-	-	(31.200)	-
Transações de capital com os acionistas										
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	-	(168.500)	(168.500)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	424.296	(424.296)	-
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(155.688)	-	(155.688)
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	2.809.820	195.676	611.989	(160.195)	151.569	11.479	177.199	424.296	(81.942)	4.139.892
Resultado abrangente total										
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)	-
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mutações internas do patrimônio líquido										
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)	-	-
Transações de capital com os acionistas										
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)
Saldo em 31 de Dezembro de 2020	2.820.677	184.819	547.374	(160.721)	185.950	-	489.922	-	(506.622)	3.561.399

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 2020, 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 2020, a RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 3 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 4,9% em relação ao exercício de 2019. Destaca-se a classe residencial, que registrou um crescimento de 3,8%, ante 2019. Devida à pandemia do COVID-19, as classes industrial e comercial tiveram uma redução de 24,1% e 15,6% respectivamente ante 2019.

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 milhões de consumidores cativos e 1.472 consumidores livres. Em 2020, a Concessionária distribuiu 13.884 GWh ao mercado cativo e 4.908 GWh ao mercado livre.

Ligaçāo de consumidores – No ano de 2020, o mercado cativo teve 40.900 unidades consumidoras a mais que em 2019. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial. Nas classes comercial e industrial houve reduções de 4.912 e 639 unidades consumidoras, respectivamente, em relação à quantidade de 2019.

Número de Consumidores					
Consumidores	2016	2017	2018 ¹	2019	2020
Residencial	1.110.815	1.121.941	1.149.502	2.447.937	2.504.771
Comercial	84.153	88.075	83.828	178.340	174.478
Industrial	7.183	7.221	7.022	20.028	19.715
Rural	107.108	109.005	109.370	249.778	249.383
Poderes Públicos	9.125	9.042	8.996	21.252	22.009
Iluminação Pública	111	110	114	450	513
Serviço Público	993	1.005	1.197	3.532	3.599
Total	1.319.488	1.336.399	1.360.029	2.921.317	2.974.468
Variação			1,3%	1,8%	114,8%

1. Considerando as empresas agrupadas.

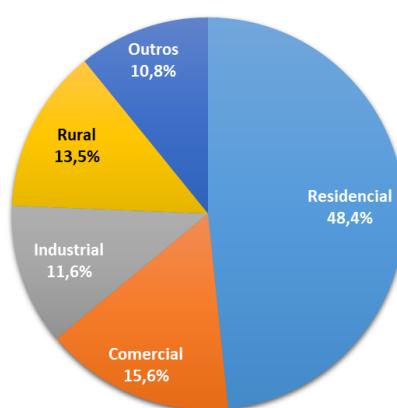
Comportamento do mercado – A distribuição de energia da RGE, no período de janeiro a dezembro de 2020, totalizou 18.792 GWh, sendo 13.884 GWh para o mercado cativo (14.566 GWh em 2019) e 4.908 GWh para o mercado livre (4.995 GWh em 2019).

Na área de concessão destaque para a classe Residencial que apresentou desempenho positivo, refletindo principalmente as medidas de isolamento em função da pandemia da Covid-19, parcialmente compensadas pelo aumento da geração distribuída. As classes Comercial e Industrial apresentaram queda de 15,6% e de 24,1%, 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					
	2016	2017	2018	2019	2020
Energia Faturada	15.397	14.714	14.899	14.566	13.884
Fornecimento	13.483	12.817	13.014	12.644	12.027
Residencial	5.229	5.289	5.487	5.605	5.817
Comercial	2.489	2.373	2.315	2.227	1.879
Industrial	2.809	2.113	2.048	1.844	1.400
Rural	1.611	1.688	1.764	1.548	1.627
Poder Público	371	366	379	370	300
Iluminação Pública	526	535	552	578	570
Serviço Público	448	453	469	472	434
Suprimento p/ agentes de distribuição	1.913	1.897	1.884	1.922	1.857
Uso da Rede de Distribuição	3.393	4.391	4.724	4.995	4.908
Consumidores Livres/Dist./Ger.	3.041	4.036	4.330	4.604	4.886
Consumidores Rede Básica	352	355	393	391	22
Total	18.790	19.105	19.622	19.561	18.792
Variação	0,0%	1,7%	2,7%	-0,3%	-3,9%

Mercado fornecido
Consumo por classe de consumidores 2020



Perdas – A RGE tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate às fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios. Entre os anos de 2019 e 2020 as perdas reais, foram respectivamente 11,33% e 11,36%, 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 2019 e 2020, foram respectivamente, 9,67% e 9,70%.

Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2020 recuperou 284,0 GWh, através de inspeções em 145 mil unidades consumidoras, recorte de 65 mil instalações inativas religadas à revelia, além da implementação das melhorias de qualidade operacional, melhorando o ticket médio de energia.

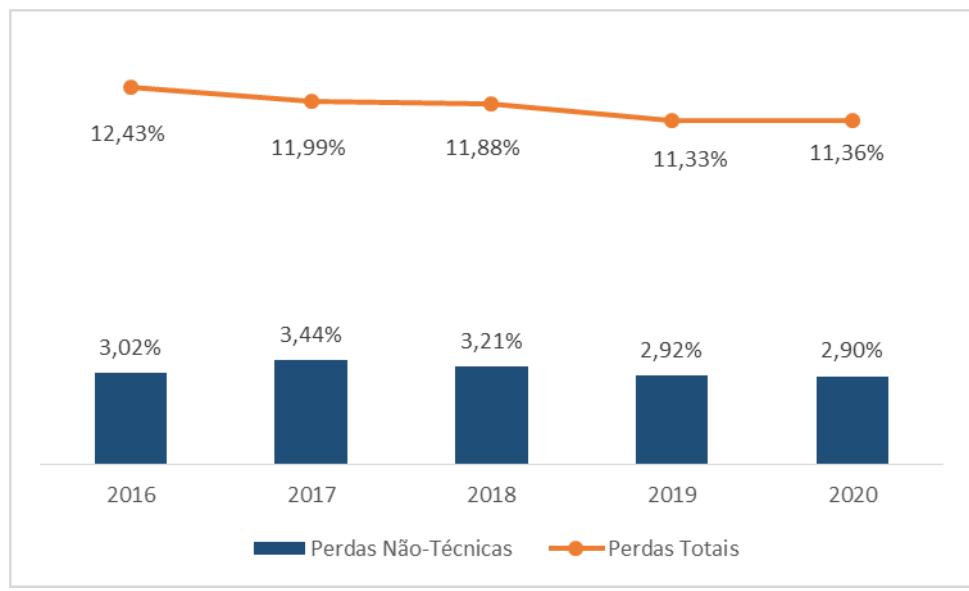
Por fim, a RGE regularizou 0,5 mil consumidores clandestinos, além de blindar 1,3 mil consumidores em baixa tensão e outros 136 em média tensão.

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.

Balanço Energético					
Energia Requerida	2016	2017	2018 ¹	2019	2020
Venda de Energia	7.307	6.772	8.162	14.469	14.027
Fornecimento	6.744	6.242	7.407	12.547	12.170
Suprimento p/ agentes de distribuição	562	530	755	1.922	1.857
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.543	1.759	2.395	4.846	5.248
Consumidores Rede Básica	0	372	417	480	83
Mercado Atendido	8.850	8.903	10.974	19.795	19.359
Perdas na Rede Básica	205	197	235	409	402
Perdas na Distribuição	1.052	1.016	1.245	2.120	2.079
Perdas Técnicas	747	669	845	1.468	1.445
Perdas não Técnicas - PNT	305	348	400	652	634
PNT / Energia Requerida %	3,02%	3,44%	3,21%	2,92%	2,90%
Perdas Totais - PT	1.256	1.213	1.480	2.529	2.481
PT / Energia Requerida %	12,43%	11,99%	11,88%	11,33%	11,36%
Total	10.106	10.116	12.453	22.324	21.840
Perdas na D	10,62%	10,25%	10,19%	9,67%	9,70%

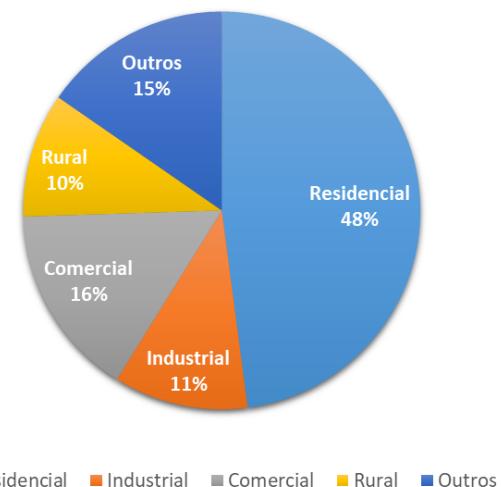
1. Considerando as empresas agrupadas (a partir de novembro de 2018).



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\$ 6.821.869 mil, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2019	2020	%
Residencial	3.124.059	3.269.558	4,7%
Industrial	922.217	745.149	-19,2%
Comercial	1.231.642	1.068.207	-13,3%
Rural	620.511	690.303	11,2%
Outros	1.100.712	1.048.652	-4,7%
Total	6.999.141	6.821.869	-2,5%

Receita líquida por classe de consumidores - 2020



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 2020, conforme apresentado anteriormente.

Número de consumidores – O número de consumidores em 2020 apresentou um crescimento de 1,4%, conforme tabela abaixo:

Número de consumidores RGE			
Classe	2019	2020	%
Residencial	2.447.937	2.504.771	2,3%
Industrial	20.028	19.715	-1,6%
Comercial	178.340	174.478	-2,2%
Rural	249.778	249.383	-0,2%
Outros	25.234	26.121	3,5%
Total	2.921.317	2.974.468	1,8%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica da RGE em 2020, atingiu R\$ 567,22/MWh, com aumento de 2,5% em relação a 2019. Tal variação decorre do efeito do Reajuste Tarifário Anual (RTA), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.697, de 15 de junho de 2020, vigente de 19 de junho de 2020 a 18 de junho de 2021.

Tarifa média de fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	606,19
Industrial	434,15
Comercial	569,99
Rural	424,89
Outros	300,35

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 51 kWh
Tarifas brutas - R\$	789,06	1.008,82

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)
2016	19,45	9,41
2017	15,58	7,62
2018 ¹	14,44	6,10
2019	14,01	6,25
2020	10,83	5,27

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 resarcimento de danos ou encaminham, bem como são responsáveis pelo relacionamento com imobiliárias e outros parceiros que também prestam serviços aos clientes.

Na RGE, essa estrutura é composta por 17 agências de atendimento, 327 agentes credenciados (rede conveniada) e 812 imobiliárias, responsáveis por 4.285.655 mil atendimentos em 2020.

Em função da pandemia de covid-19, houve a necessidade de fechamento desses estabelecimentos durante um período de 2020 para cumprimento das medidas de isolamento social. Assim, as distribuidoras do Grupo CPFL, que já vinham inovando na forma de se relacionarem com os consumidores, reforçaram o incentivo à utilização de novas formas de atendimento, tais como:

- Aplicativo CPFL Energia;
- Site CPFL;
- SMS;
- Whatsapp;
- Portal CPFL Empresas;
- *E-mail*;
- 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 2020, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: **(I)** Atualização do MDM (Meter Data Management) **(II)** Gerenciamento de Alarmes **(III)** LGPD **(IV)** Programa Smart Log – Fase 1 – Frentes MRP e PS/PM **(V)** CWSi Mitigação de Risco **(VI)** Fixlock **(VII)** PDO – Planejamento Dinâmico da Operação **(VIII)** Evolução da Manutenção – Fase 1, Fase 2.

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 2020, a RGE alcançou receita líquida de R\$ 7.005 milhões, um aumento de 0,7% (R\$ 50 milhões), em decorrência principalmente das seguintes variações: (i) aumento na receita referente à disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (R\$ 446 milhões); (ii) reversão de um passivo para um ativo financeiro setorial (R\$ 178 milhões); (iii) redução dos encargos de parcela A (R\$ 116 milhões). Estes efeitos foram parcialmente compensados pela (i) redução do fornecimento de energia elétrica (R\$ 419 milhões); (ii) redução na energia elétrica de curto prazo (R\$ 149 milhões); (iii) redução de doações, contribuições, e subvenções vinculadas ao serviço concedido (R\$ 78 milhões); (iv) redução no suprimento de energia elétrica (R\$ 31 milhões); (v) e aumento dos tributos (R\$ 8 milhões); e (vi) redução dos serviços cobráveis (R\$ 4 milhões).

Os custos não gerenciáveis (Parcela A) mantiveram-se estáveis, (R\$ 0,2 milhões) com aumento em Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição (R\$ 189,8 milhões), sendo compensado por uma redução de 4,7% (R\$ 189,6 milhões) em Energia Elétrica Comprada para Revenda.

As despesas operacionais (Parcela B) em 2020 foram de R\$ 1.416 milhões, um aumento de 2,8% (R\$ 39 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
Em R\$ mil	2020	2019
Lucro Líquido	518.361	491.899
Depreciação e Amortização	454.451	439.160
Resultado Financeiro	113.075	113.317
Impostos sobre o Lucro	174.525	189.607
EBITDA	1.260.412	1.233.984

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 1.260 milhões em 2020, um aumento de 2,1% (R\$ 26 milhões). Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:



Em 2020, a RGE apurou um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 113 milhões, uma redução de 0,2% (R\$ 0,2 milhão). A Receita Financeira foi de R\$ 989 milhões, um aumento de 282,2% (R\$ 730,3 milhões), e a Despesa Financeira foi de R\$ 1.102 milhões, um aumento de 196,2% (R\$ 730,1 milhões).

Em 2020, a RGE apurou resultado líquido de R\$ 518 milhões, um aumento de 5,4% (R\$ 26 milhões).

Investimentos - Em 2020, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na RGE, totalizaram R\$ 786 milhões, um aumento de 8,7% em relação à 2019. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 6.354 milhões (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

Evolução e Projeção dos Investimentos

Tab 9 - Plano de Desenvolvimento de Distribuição - R\$ Mil	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Realizado	Realizado	Realizado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado
AIS Bruto	670.462	723.128	785.761	1.133.913	1.343.895	1.168.404	1.262.859	1.445.135
Transformador de Distribuição	83.268	69.679	84.701	123.647	146.545	127.409	137.708	157.585
Medidor	26.219	15.432	53.851	49.690	58.891	51.201	55.340	63.328
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	158.314	174.819	178.670	266.290	315.603	274.390	296.572	339.378
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	330.758	349.637	357.340	539.932	639.919	556.356	601.332	688.126
Redes Alta Tensão (69 kV)	21.827	56.007	28.182	55.160	65.375	56.838	61.433	70.300
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	1.719	2.962	4.793	4.929	5.842	5.079	5.490	6.282
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	12	-	9	11	13	11	12	13
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	177	68	38	148	175	152	164	188
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	8.402	14.672	41.760	33.733	39.980	34.759	37.569	42.991
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	9.217	6.298	11.911	14.270	16.912	14.704	15.893	18.187
Subestações Alta Tensão (primário maior igual a 230 kV)	28	10	71	57	67	58	63	72
Demais Máquinas e Equipamentos	30.520	33.544	24.436	46.046	54.573	47.447	51.283	58.685
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(37.062)	(30.604)	(45.303)	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(37.062)	(30.604)	(45.303)	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.
Utratpassagem 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	2020R	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Plano de Investimentos 2020	785.761	1.133.913	1.343.895	1.168.404	1.262.859	1.445.135
R\$ Mil	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	
Plano de Investimentos 2019	783.116	1.035.628	1.038.494	876.600	875.315	
Diferença	0,3%	9,5%	29,4%	33,3%	44,3%	

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 2020 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\$ 527 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia realizou captações sob amparo da Lei 4.131 (R\$ 929 milhões).

Valor adicionado – Em 2020, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela RGE foi de R\$ 5.986 milhões, representando 50% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	2020	
	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	331.490	5,5%
Remuneração direta	187.138	3,1%
Benefícios	131.765	2,2%
F.G.T.S.	12.586	0,2%
Impostos, taxas e contribuições	4.613.623	77,1%
Federais	1.884.358	31,5%
Estaduais	2.727.915	45,6%
Municipais	1.351	0,0%
Remuneração de capital de terceiros	353.056	5,9%
Juros	320.255	5,4%
Aluguéis	32.801	0,5%
Remuneração de capital próprio	687.610	11,5%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	163.307	2,7%
Lucros retidos	524.303	8,8%
Total	5.985.779	100,0%

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 2020 foi de R\$ 11.872.040 mil.

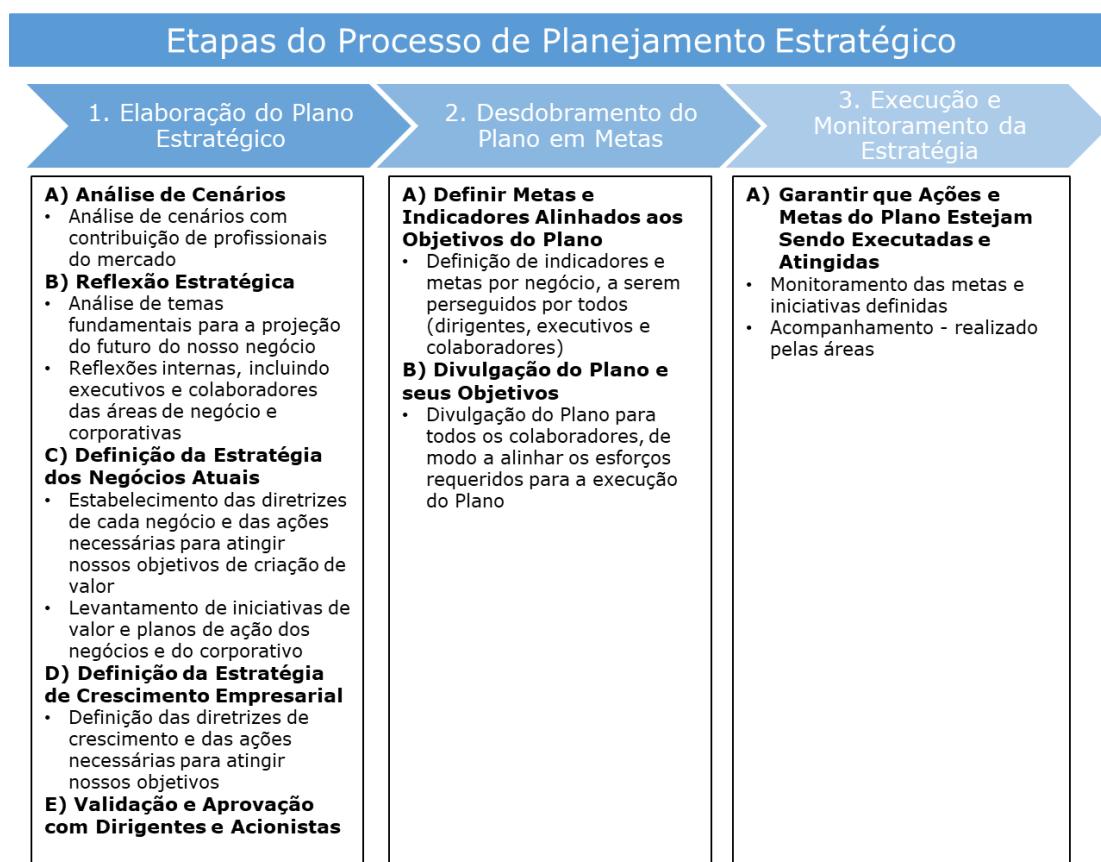
Política de reinvestimento e distribuição de dividendos – De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social

Na Assembleia Geral Extraordinária de 06 de abril de 2020 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2019, através de (i) declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 424.296 mil e (ii) dividendos intercalares de R\$ 168.500 mil declarado em agosto de 2019 e imputado ao dividendo mínimo obrigatório. Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2020:

- Dividendo intermediário no montante de R\$ 508.724 mil utilizando-se do saldo total da Reserva de Retenção de Lucros para Investimentos (R\$ 46.890 mil), Reserva Estatutária de Reforço de Capital de Giro (R\$ 450.355 mil) e Reserva Especial de Dividendos não Distribuídos (R\$ 11.479 mil) aprovado em AGE de 20 de novembro de 2020;
- Dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 163.307 mil, sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 145,106701723. No exercício de 2020, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 933.021 mil de dividendos

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 2020, o capital social da RGE era de R\$ 2.820.677 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 Empresarial e administra a elaboração das estratégias para o grupo CPFL Energia, com aprovação do Conselho de Administração e o desdobramento nas Vice-Presidências (VPs); incluindo a Vice-Presidência de Operações Reguladas (VPR), que abrange o Negócio Distribuição. 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

Embassados em seminários, fóruns de discussões e palestras, o mapeamento dos direcionadores do macroambiente, das tendências do setor elétrico, do mercado e dos acionistas ocorre a partir da análise de cenários durante a elaboração do Plano Estratégico, contribuindo para a consolidação do diagnóstico de ambiente externo.

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

O processo de materialização da estratégia inicia-se através da reflexão dos cenários e oportunidades junto aos executivos, passando pela definição das diretrizes de negócio, das iniciativas de valor e dos planos de ação necessários para atingir os objetivos, até a consolidação desse estudo no Plano Estratégico, validado e aprovado no Conselho de Administração.

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.

Posteriormente, o desdobramento do Plano em cada área acontece por meio do envolvimento das equipes de cada diretoria nos planos de ação. O acompanhamento dos negócios acontece nas reuniões mensais que visam garantir o atingimento dos resultados.



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:

- Campanhas internas –banners e cartazes em diversos locais;

- Apresentação de vídeo – expondo as principais diretrizes do Plano Estratégico da Empresa;
- Apresentações formais nas áreas – reuniões com grupos de liderança para reforço do Plano;
- 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, a aderência as iniciativas e metas estabelecidas no plano estratégico, além de possíveis mudanças de conjuntura que possam impactar o planejamento do grupo e dos negócios.

Sistemas de Gestão e programas da qualidade – Em 2020, as atividades compreenderam:

- Manutenção 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/IEC 27001 (Sistema de Gestão da Segurança da Informação);
- Transição da certificação OHSAS18001 para a nova norma de Sistema de Gestão de Saúde e Segurança do trabalho ISO45001;
- Adesão de 100% das estações avançadas (EAs) ao Programa Colaborativo. As EAs da RGE obtiveram resultado médio de 79% nas avaliações dos pilares do programa referente aos temas de Utilização, Organização e segurança, Limpeza e economia, Disciplina. Das 115 localidades operacionais que participam do programa 54% obtiveram avaliações superior à média e 35% pontuações cima de 90%;
- Reconhecimento no prêmio Melhores em Gestão com classificação bronze na escala de avaliação da FNQ (Fundação Nacional de Qualidade);
- Reconhecimento pelo Prêmio Abradee – Edição Especial 2020, entregue pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica. Este ano, devido à pandemia de Covid-19 e os desafios impostos ao setor, não houve competição entre as empresas;
- A Norma Zero do Grupo CPFL Energia foi revisada, aprovada em 2019 e publicada em 2020. Posteriormente, iniciou-se, de forma estruturada e planejada, a revisão e atualização dos 2.481 documentos. No período ocorreram 22% (537) de atualizações.

Recursos humanos – Em 2020, a RGE investiu cerca de R\$ 3,4 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 2020, tivemos **+30.400 participações** em treinamentos, com **22 horas de treinamento** por colaborador neste período.

Sustentabilidade – A RGE mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável e, reforçando este compromisso, a holding CPFL Energia elaborou um Plano de Sustentabilidade abrangendo todos os seus negócios, com foco em três pilares – Energia sustentável, Soluções inteligentes e Valor compartilhado com a sociedade –, em habilitadores fundamentais para nossa atuação - Ética, Transparência, Desenvolvimento de pessoas e inclusão, definindo compromissos públicos e iniciativas de valor em diversas áreas da empresa, Mais informações estão disponíveis no Relatório Anual em www.cpfl.com.br/relatorioanual e www.cpfl.com.br/ri.

RGE em números

Atendimento	2020	2019	%
Número de consumidores	2.974.468	2.921.317	1,8%
Número de empregados ¹	404	408	-1,0%
Número de consumidores por empregado	7.363	7.160	2,8%
Número de localidades atendidas	381	381	0,0%
Número de agências	17	22	-22,7%
Número de postos de atendimento	344	334	3,0%
Número de postos de arrecadação	-	-	-

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

Operacionais	2020	2019	%
Número de subestações	150	149	0,7%
Linhas de transmissão (Km)	4.620	4.603	0,4%
Linhas de distribuição (Km)	153.167	152.539	0,4%

Mercado	2020	2019	%
Área de concessão (Km ²)	182.722	182.722	0,0%
Demanda máxima (MWh/h)	4.254	4.492	-5,3%
Mercado atendido (GWh)	18.792	19.561	-3,9%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.356	2.313	1,8%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	567,22	553,54	2,5%
Residencial	562,04	557,37	0,8%
Comercial	568,46	553,03	2,8%
Industrial	532,24	500,13	6,4%
Rural	424,36	400,74	5,9%
DEC (horas)	10,83	14,01	-22,7%
FEC (número de interrupções)	5,27	6,25	-15,7%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	30,37	41,15	-26,2%

Financeiros	2020	2019	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	11.872.040	11.929.290	85,3%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	7.005.410	6.955.125	91,5%
Resultado da atividade (R\$ mil)	805.961	794.822	258,3%
Margem operacional do serviço líquida (%)	11,50%	11,43%	87,1%
EBITDA OU LAJIDA	1.260.412	1.233.983	167,8%
Lucro líquido (R\$ mil)	518.361	491.899	119,4%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	3.561.399	4.139.892	2,3%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	14,55%	11,88%	114,5%
Endividamento (R\$ mil)	5.088.260	3.644.300	-4,9%
Em moeda nacional (%)	55%	60%	1,7%
Em moeda estrangeira (%)	45%	40%	-2,4%

Agradecimentos

Registrarmos 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.

São Leopoldo, 22 de abril de 2021.

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 2020 e 2019**
(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 Capital Circulante Líquido Negativo:

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia apresentou nas demonstrações contábeis regulatórias, capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 192.847. A Companhia tempestivamente monitora o capital circulante líquido e, sua geração de caixa, bem como as projeções de lucros, suportam e viabilizam o plano de redução deste capital circulante líquido.

1.2. 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 Agência Nacional de Energia Elétrica (“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 excede 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.

1.3 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, aumentaram 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 expressivos para superar a potencial recessão econômica que estas medidas de mitigação da propagação do COVID -19 possam provocar.

No Brasil, os Poderes Executivo e Legislativo da União publicaram diversos atos normativos para prevenir e conter a pandemia, com destaque para o Decreto Legislativo nº 6, publicado em 20 de março de 2020, que declarou o estado de calamidade pública. Os governos estaduais e municipais também publicaram diversos atos normativos buscando restringir a livre circulação de pessoas e as atividades comerciais e de serviços, além de viabilizar investimentos emergenciais na área da saúde.

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 contábeis regulatórias, 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 visto ao novo cenário, 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 inicial por 90 dias, contados a partir de 25 de março de 2020, e da sua prorrogação até 31 de julho de 2020, dos cortes por inadimplência para determinados consumidores (residenciais e serviços considerados essenciais, conforme regra específica estabelecida pela ANEEL), assim como os efeitos da retomada da política de cortes após 01 de agosto de 2020.

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 destina-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 disponibilidade de tais recursos (exceto para o item “iv” apresentado acima) é 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 se dará por

meio de encargo, denominado CDE COVID, a ser 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. Até 31 de dezembro de 2020, os valores foram homologados pela ANEEL e os repasses referentes aos meses de julho, agosto, setembro, outubro e novembro foram efetuados pela CCEE, conforme o cronograma apresentado pela Companhia, no montante de R\$ 241.418, não restando mais recursos a serem recebidos da Conta COVID.

Considerando todas as análises realizadas sobre os aspectos relacionados aos impactos do COVID-19 em seu negócio, assim como as atualizações regulatórias efetuadas no período, para o ano findo em 31 de dezembro de 2020, a Companhia concluiu que os principais efeitos nas suas demonstrações financeiras estão na Parcela A, na Parcela B e PDD (nota 29).

O efeito financeiro e econômico para a Companhia ao longo dos próximos meses dependerá do desfecho da crise e seus impactos macroeconômicos, especialmente no que tange à retração na atividade econômica, bem como da extensão do isolamento social por possíveis novas ondas de contágio e das medidas de flexibilização implantadas pelo governo. 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 causada pelo surto do Coronavírus (COVID 19), a Companhia, assim como outras concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, sofreu impactos extraordinários e imediatos, tais como, 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 resarcidos 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, não tendo sido concluído até o fechamento das presentes demonstrações contábeis regulatórias. Em continuidade ao processo de estabelecimento da regulamentação do equilíbrio econômico-financeiro, a ANEEL decidiu por abrir 3ª Fase da Consulta Pública nº 35 entre os dias 16/12/2020 e 01/02/2021. Adicionalmente, nesta mesma fase da consulta pública optou-se por colocar em discussão as regras para alocação dos custos dos empréstimos da Conta COVID e da sobrecontratação, reflexo do cenário de pandemia.

A Companhia aguarda o desfecho da regulamentação para avaliar as medidas a serem tomadas.

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 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 explicativa 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 22 de abril de 2021.

Essas demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (www.aneel.gov.br) e da Companhia (www.cpfl.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 à expectativa de perda de crédito esperada);
- 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 2020 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 agrupa 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:

Classe	Vencidos acima de:
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, forá 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 é reconhecida como segue:

- (i) Custo amortizado: 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*.

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

	31/12/2020	31/12/2019
Saldos bancários	73.273	73.932
Aplicações financeiras	319.328	391
Títulos de crédito privado (a)	82.086	391
Operações compromissadas em debêntures (b)	237.242	-
Total	392.601	74.323

- c) Corresponde a operações de curto prazo em CDBs no montante de R\$ 82.086 (R\$ 34 em 31 de dezembro de 2019), (ii) letras de arrendamento mercantil no montante de R\$ 357 em 31 de dezembro de 2019, 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 98,61% do CDI (100,1% do CDI em 31 de dezembro de 2019).
- d) Representa valores aplicados em operações compromissadas em debêntures e remuneração equivalente, na média de 79,46% do CDI, possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito.

6 CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados						Total em 31/12/2020	Total em 31/12/2019
	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			
Fornecimento de Energia	1.054.614	207.498	24.739	13.169	32.449	(45.449)	5.417	103.992	11.095	14.334	(36.448)	1.385.410	1.342.074	
Residencial	349.199	152.097	16.030	332	830	(24.068)	11.079	42.668	9.063	4.267	(20.659)	540.838	485.697	
Industrial	18.700	13.078	3.047	3.735	12.155	(7.847)	(979)	1.907	372	4.409	(4.898)	43.679	83.923	
Comercial	90.929	23.772	3.205	3.421	8.837	(8.542)	(5.369)	22.973	1.303	4.361	(8.792)	136.098	154.038	
Rural	53.237	14.542	1.808	4.839	3.343	(3.510)	(37)	2.423	303	1.022	(1.910)	76.061	86.959	
Poderes Públicos	9.779	2.176	592	834	6.271	(1.481)	(117)	2.288	27	276	(31)	20.614	43.271	
Iluminação Pública	20.625	183	-	-	1.004	-	842	31.731	11	-	(158)	54.238	63.358	
Serviço Público	14.802	330	-	-	2	(2)	(2)	1	16	-	-	15.147	29.134	
Serviço Taxado	2.500	1.319	56	8	8	-	-	-	-	-	-	3.891	3.248	
Fornecimento Não Faturado	495.286	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	495.286	392.699	
(-) Arrecadação Processo Classif.	(443)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(443)	(253)	
Participação Financeira	811	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	811	817	
Outros consumidores	98.847	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98.847	93.374	
Consumidores	1.154.272	207.498	24.739	13.169	32.449	(45.449)	5.417	103.992	11.095	14.334	(36.448)	1.485.068	1.436.265	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	28.932	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.932	23.844	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	866	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	866	844	
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.972	
Concessionárias e Permissionárias	29.798	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.798	30.661	
TOTAL	1.184.070	207.498	24.739	13.169	32.449	(45.449)	5.417	103.992	11.095	14.334	(36.448)	1.514.867	1.466.927	
												Circulante	1.405.990	1.339.776
												Não Circulante	108.877	127.151
													1.514.867	1.466.927

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

	<u>Consumidores, concessionárias e permissionárias</u>
Saldo em 31/12/2018	(72.210)
Provisão revertida (constituída) líquida	(102.634)
Recuperação de receita	26.549
Baixa de contas a receber provisionadas	69.834
Saldo em 31/12/2019	(78.461)
Provisão revertida (constituída) líquida	(129.188)
Recuperação de receita	49.391
Baixa de contas a receber provisionadas	76.360
Saldo em 31/12/2020	(81.897)

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.3.

7 TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Circulante		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	3.367	3.112
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	14.546	7.476
ICMS a compensar	64.368	62.311
Programa de integração social - PIS	280	582
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	1.293	2.688
Instituto nacional de seguridade social - INSS	8	8
Outros	48	48
Total	83.911	76.226
 Não circulante		
Contribuição social a compensar - CSLL	125	125
Imposto de renda a compensar - IRPJ	2.440	2.440
ICMS a compensar	86.436	83.531
Programa de integração social - PIS	812	801
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.738	3.688
Outros	671	671
Total	94.222	91.257

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.

8 INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Aplicação direta (*)	757.705	-	-	-
Outros	-	866	70	461
Total	757.705	866	70	461

(*) Representa 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.

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 31/12/2019	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Recebimento Conta COVID (c)	Transferências	Saldo em 31/12/2020	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	1.093.583	832.603	(1.073.906)	21.435	(888)	(258.327)	215.503	830.004	309.224	520.780	588.875	241.128
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	432.594	(58.754)	(487.829)	4.032	(829)	(6.830)	184.768	67.150	-	36.059	31.091	
Custo de Energia Itaipu	525.628	603.199	(436.320)	12.925	(59)	(193.669)	340	512.045	230.763	281.282	381.807	130.237
Proinfa	5.838	(1.465)	(5.656)	24	-	(4.605)	5.864	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	46.823	151.099	(37.796)	1.839	-	(41.338)	(76)	120.551	36.397	84.155	81.587	38.965
Transporte de Energia - Itaipu	17.136	21.096	(13.939)	407	-	(2.132)	(2)	22.567	7.040	15.527	15.378	7.189
ESS/EER	-	65.294	-	(36)	-	(6.627)	14.035	72.666	-	72.666	39.021	33.646
CDE	65.564	52.134	(92.366)	2.244	-	(3.126)	10.574	35.024	35.024	-	35.024	-
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	50.132	160.469	(26.515)	(275)	1.743	(155.875)	12.496	42.174	18.102	24.073	31.028	11.146
Neutralidade da Parcela A	24.232	39.466	(3.005)	(315)	4	(48.763)	(44)	11.574	2.886	8.688	7.552	4.023
Sobrecontratação de Energia	4.945	107.461	(15.751)	(24)	6	(92.029)	10.236	14.843	13.410	1.434	14.180	664
Diferimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	-	12.749	-	30	-	(15.083)	2.304	-	-	-	-	-
Outros	20.955	793	(7.759)	34	1.733	-	-	15.756	1.806	13.951	9.297	6.459
Total Ativos Financeiros Setoriais	1.143.716	993.072	(1.100.421)	21.160	855	(414.202)	227.999	872.178	327.326	544.853	619.904	252.274

A movimentação das contas de Passivos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2019	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Recebimento Conta COVID (c)	Transferências	Saldo em 31/12/2020	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva (a)	407.551	323.421	(567.559)	12.051	(547)	(171.054)	215.503	199.367	166.472	32.895	184.137	15.231
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	210.919	180.185	(371.658)	6.824	-	(154.476)	184.768	56.561	-	56.561	-	
Custo de Energia Itaipu	368	16.134	(368)	217	-	-	340	16.691	-	16.691	8.963	7.728
Proinfa	-	12.208	(6.857)	278	-	(1.463)	5.864	10.031	6.877	3.154	8.571	1.460
Transporte de Rede Básica	2.830	-	(2.801)	47	-	-	(76)	-	-	-	-	-
Transporte de Energia - Itaipu	-	-	-	2	-	-	(2)	-	-	-	-	-
ESS/EER	193.434	117.701	(205.875)	4.629	(547)	(15.115)	14.035	108.262	103.034	5.228	105.841	2.421
CDE	-	(2.807)	-	54	-	-	10.574	7.822	-	7.822	4.200	3.621
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	395.382	362.694	(263.132)	7.791	(366)	(1.731)	12.496	493.133	133.442	359.692	247.436	245.697
Neutralidade da Parcela A	13.380	27.481	(13.380)	23	-	-	(44)	27.459	-	27.459	14.745	12.714
Sobrecontratação de Energia	72.692	(749)	(59.386)	209	-	(1.731)	10.236	21.272	-	21.272	11.423	9.849
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	99.837	44.506	-	3.087	-	-	2.304	149.733	-	149.734	1.250	148.484
Outros	209.473	291.456	(210.366)	4.472	(366)	-	-	294.669	133.442	161.227	220.018	74.650
Total Passivos Financeiros Setoriais	802.934	666.115	(870.691)	19.842	(913)	(172.784)	227.999	692.501	299.914	392.587	431.573	260.928

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 2020, logo após o final da vigência do Reajuste Tarifário anual de junho de 2020 - 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 Tarifária 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 Conta COVID: a Companhia recebeu da conta Covid o montante de R\$ 241.418 correspondente ao valor líquido entre ativos e passivos financeiros setoriais, relativos às competências de abril a outubro de 2020. Esse recebimento representa o montante declarado e homologado pela ANEEL.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.3.

10 TRIBUTOS DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias são demonstrados como segue:

	31/12/2020		31/12/2019	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Beneficio Fiscal do intangível incorporado	41.629	136.137	43.746	144.878
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	92.836	259.286	75.955	210.492
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para litígios	21.195	58.874	18.333	50.926
Entidade de previdência privada	(791)	(2.198)	-	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	9.364	26.011	9.071	25.196
Provisão energia livre	313	870	313	870
Programas de P&D e eficiência energética	4.897	13.604	8.090	22.471
Provisão relacionada a pessoal	1.465	4.071	1.573	4.371
Derivativos	(74.327)	(206.465)	(13.188)	(36.633)
Marcação a mercado - Derivativo	(5.897)	(16.381)	(4.577)	(12.714)
Marcação a mercado - Dívidas	(72)	(200)	2.226	6.184
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	3.555	9.875	4.187	11.630
Perdas atuariais (CPC)	644	1.790	(127)	(354)
Outros	503	1.396	692	1.924
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Reavaliação regulatória compulsória	(74.642)	(207.339)	(83.453)	(231.814)
Perdas atuariais (CPC)	15.310	42.527	15.681	43.559
Total	35.981	121.860	78.522	240.986

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 ágio 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 2020 e 2019, 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

2021	211.941
2022	178.546
2023	120.414
2024	43.886
2025	43.886
2026 a 2027	142.148
Total	<u>740.821</u>

10.3 - Reconciliação das taxas efetivas e nominais da provisão para o imposto de renda e contribuição social

A reconciliação das taxas efetivas e nominais, utilizadas para cálculo das provisões para o imposto de renda e a contribuição social é demonstrada a seguir:

	2020		2019	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	692.886	692.886	681.506	681.506
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Amortização de intangível Adquirido	-	44	-	44
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(10.881)	(10.881)	(4.735)	(4.735)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	44.506	44.506	48.378	48.378
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(1.461)	(1.521)	1.114	(23.301)
Base de cálculo	725.050	725.033	726.263	701.892
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(65.254)	(181.258)	(65.364)	(175.473)
Crédito (Débito) fiscal reconhecido, líquido	19.055	52.932	14.773	40.783
Provisão para litígios fiscais	-	-	-	(4.326)
Total	(46.199)	(128.326)	(50.591)	(139.016)
Corrente	(4.297)	(9.965)	(46.685)	(125.748)
Diferido	(41.902)	(118.361)	(3.906)	(13.268)

(*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido – O crédito fiscal reconhecido corresponde à parcela do crédito fiscal sobre o prejuízo fiscal e base negativa, registrada em função da revisão das projeções de resultados futuros.

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 2020 e 2019 foram os seguintes:

	2020		2019	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas/ (ganhos) atuariais				
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(9.904)	(9.904)	123.049	123.049
Base de cálculo	9.069	9.069	(30.791)	(30.791)
Alíquota aplicável	(835)	(835)	92.258	92.258
Tributos apurados	9%	25%	9%	25%
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	75	210	(8.303)	(23.065)
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais	297	822	3.976	11.044
Reserva de reavaliação	372	1.032	(4.327)	(12.021)
Alíquota aplicável	97.901	97.901	107.047	107.047
Tributos em outros resultados abrangentes sobre reserva de reavaliação	9.069	25%	9%	25%
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	8.811	24.475	9.634	26.762
	9.183	25.507	5.307	14.741

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.3.

11 OUTROS ATIVOS CIRCULANTES

	Circulante	
	31/12/2020	31/12/2019
Adiantamentos - Fundação Família	-	33
Adiantamentos - fornecedores	1.662	1.157
Serviços prestados a terceiros	7.494	7.398
Contas a receber - CDE	61.302	43.459
Adiantamentos a funcionários	6.165	5.607
Faturas diversas	19.398	16.864
Arrendamentos e alugueis de postes	12.078	10.304
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(18.065)	(18.179)
Outros	15.503	8.276
Total	105.538	74.919

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 9.260 (R\$ 5.407 em 31 de dezembro de 2019); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 52.042 (R\$ 38.052 em 31 de dezembro de 2019) (nota 22.3).

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

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está detalhada abaixo:

	Outros Ativos Circulantes
Saldo em 31/12/2018	(18.166)
Provisão revertida (constituída) líquida	(12)
Saldo em 31/12/2019	(18.179)
Provisão revertida (constituída) líquida	114
Saldo em 31/12/2020	(18.065)

12 IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2020		2019	
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	3,86%	12.551.442	(5.486.109)	7.065.333	6.715.080
Custo Histórico		9.296.489	(3.167.749)	6.128.740	5.674.097
Reavaliação		3.254.953	(2.318.361)	936.592	1.040.983
Administração	10,04%	155.475	(121.889)	33.586	32.743
Custo Histórico		90.190	(61.126)	29.063	26.972
Reavaliação		65.285	(60.763)	4.523	5.771
Subtotal		12.706.916	(5.607.998)	7.098.919	6.747.822
Em Curso					
Distribuição		637.916	-	637.916	489.778
Administração		606.060	-	606.060	457.582
Subtotal		637.916		637.916	489.778
Total		13.344.833	(5.607.998)	7.736.835	7.237.601

A composição do intangível é como segue:

Ativo Intangível	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	2020		2019
			Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	
Em serviço					
Distribuição	20,00%	186.217	(79.321)	106.896	105.309
Custo Histórico		145.955	(66.523)	79.432	77.604
Reavaliação		40.262	(12.798)	27.464	27.705
Administração	20,00%	497.826	(436.459)	61.368	74.540
Custo Histórico		324.803	(263.541)	61.262	73.580
Reavaliação		173.024	(172.918)	106	960
Subtotal		684.043	(515.780)	168.263	179.849
Em Curso		73.147	-	73.147	45.887
Distribuição		28.478	-	28.478	9.397
Administração		44.668	-	44.668	36.490
Subtotal		73.147	-	73.147	45.887
Total		757.190	(515.780)	241.411	225.736

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada em 31/12/2020	Valor Líquido em 31/12/2020	Valor Líquido em 31/12/2019
Distribuição	12.100.283	5.801	(363.766)	810.159	(1.035)	12.551.442	452.195	(5.486.109)	7.065.333	6.715.080
Terrenos	84.055	-	(142)	5.874	-	89.786	5.732	-	89.786	84.055
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	253.018	-	(1.308)	16.359	(405)	267.664	15.051	(183.271)	84.393	73.784
Máquinas e Equipamentos	11.571.360	5.801	(339.330)	779.960	(299)	12.017.492	446.431	(5.191.760)	6.825.732	6.483.315
Veículos	164.459	-	(22.986)	6.405	(164)	147.714	(16.581)	(89.069)	58.645	67.908
Móveis e Utensílios	27.391	-	-	1.562	(167)	28.786	1.562	(22.010)	6.776	6.017
Administração	152.848	-	(5.683)	7.679	630	155.475	1.997	(121.889)	33.586	32.743
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	7.547	-	(19)	-	-	7.528	(19)	(3.030)	4.498	4.757
Máquinas e Equipamentos	118.595	-	(8)	6.964	299	125.849	6.956	(101.271)	24.579	22.847
Veículos	14.971	-	(5.656)	494	164	9.974	(5.162)	(7.348)	2.626	2.982
Móveis e Utensílios	11.735	-	-	221	167	12.124	221	(10.240)	1.884	2.156
Subtotal	12.253.131	5.801	(369.448)	817.839	(405)	12.706.916	454.191	(5.607.998)	7.098.919	6.747.822
 Ativo Imobilizado em Curso	 Valor Bruto em 31/12/2019	 Adições (A)	 Baixas (B)	 Transferências (C)	 Reclassif.	 Valor Bruto em 31/12/2020	 Adições Líquidas	 Depreciação Acumulada em 31/12/2020	 Valor Líquido em 31/12/2020	 Valor Líquido em 31/12/2019
Distribuição	457.582	935.251	-	(786.773)	-	606.060	148.478	-	606.060	457.582
Máquinas e Equipamentos	214.962	941.280	-	(767.947)	-	388.295	173.333	-	388.295	214.962
Outros	242.620	(6.029)	-	(18.826)	-	217.765	(24.855)	-	217.765	242.620
Administração	32.196	33.271	-	(31.107)	(2.504)	31.856	2.164	-	31.856	32.196
Máquinas e Equipamentos	13.538	14.774	-	(8.849)	-	19.462	5.924	-	19.462	13.538
Outros	18.658	18.498	-	(22.258)	(2.504)	12.394	(3.760)	-	12.394	18.658
Subtotal	489.778	968.523	-	(817.881)	(2.504)	637.916	150.642	-	637.916	489.778
 Total do Ativo Imobilizado	 12.742.909	 974.323	 (369.448)	 (42)	 (2.909)	 13.344.833	 604.833	 (5.607.998)	 7.736.835	 7.237.601

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 2020	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos	Total
Imobilizado em Curso							
Terrenos	490.343	433.940	36.489	12.676	1.750	32.589	1.007.787
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	-	135	-	76	-	3.764	3.975
Máquinas e Equipamentos	169	3.416	-	3	-	-	3.588
Veículos	475.954	406.738	32.920	11.917	1.712	26.814	956.054
Móveis e Utensílios	13.142	215	-	-	-	-	13.357
A Ratear	1.436	-	-	-	-	-	1.436
	(358)	23.435	3.570	680	38	2.011	29.376
Outros - Estoque							
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	573	573
Material em Depósito	-	-	-	-	-	(39.620)	(39.620)
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	(216)	(216)
Total das Adições	490.343	433.940	36.489	12.676	1.750	(6.675)	968.523

A movimentação da conta Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição é como segue:

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	11.571.360	5.801	(339.330)	779.960	(299)	12.017.492	446.431
Transformador de Distribuição	1.766.251	3.721	(63.243)	80.980	16.980	1.804.689	21.458
Medidor	644.877	600	(55.415)	53.251	12.834	656.147	(1.565)
Redes Baixa Tensão (< 2,3 KV)	2.112.979	492	(55.931)	178.178	(5.629)	2.230.089	122.739
Redes Média Tensão (2,3 KV a 44 KV)	4.043.836	985	(111.862)	356.355	(11.259)	4.278.055	245.478
Redes Alta Tensão (69 KV)	978.627	-	(20.191)	28.182	(35.081)	951.537	7.991
Redes Alta Tensão (88 KV a 138 KV)	227.174	-	(2.547)	4.793	16.943	246.363	2.246
Redes Alta Tensão (>= 230 KV)	8.870	-	(3)	9	(1.543)	7.333	6
Subestações Média Tensão (primário 30 KV a 44 KV)	14.316	-	(114)	38	(2.975)	11.265	(76)
Subestações Alta Tensão (primário de 69 KV)	1.019.921	-	(11.850)	41.760	(9.327)	1.040.504	29.910
Subestações Alta Tensão (primário 88 KV a 138 KV)	393.776	-	(1.660)	11.911	(19.559)	384.468	10.251
Subestações Alta Tensão (primário >= 230 KV)	34.687	-	(597)	71	(26.998)	7.163	(526)
Demais Máquinas e Equipamentos	326.045	3	(15.918)	24.432	65.315	399.878	8.518

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições (A)	Transferências (B)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições Líquidas (A)+(B)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2020	Valor Líquido em 31/12/2019
Ativo Intangível em Serviço									
Distribuição	181.471	-	4.006	740	186.217	4.006	(79.321)	106.896	105.309
Serviços	96.574	-	1.621	-	98.195	1.621	-	98.195	96.574
Softwares	47.253	-	2.385	(2.169)	47.470	2.385	(43.250)	4.220	5.405
Outros	37.643	-	-	2.909	40.552	-	(36.071)	4.481	3.330
Administração	478.989	-	16.668	2.196	497.826	16.668	(436.459)	61.368	74.540
Softwares	478.989	-	16.668	2.169	497.826	16.668	(436.459)	61.368	74.540
Subtotal	660.460	-	20.674	2.909	684.043	20.674	(515.780)	168.263	179.849
Ativo Intangível em Curso									
Distribuição	9.397	23.061	(3.980)	-	28.478	19.081	-	28.478	9.397
Serviços	5.802	22.382	(1.621)	-	26.563	20.761	-	26.563	5.802
Outros	3.595	680	(2.359)	-	1.915	(1.679)	-	1.915	3.595
Administração	36.490	24.830	(16.652)	-	44.669	8.179	-	44.669	36.490
Softwares	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	36.490	24.830	(16.652)	-	44.669	8.179	-	44.669	36.490
Subtotal	45.887	47.892	(20.632)	-	73.147	27.260	-	73.147	45.887
Total do Ativo Intangível	706.347	47.892	42	2.909	757.190	47.934	(515.780)	241.411	225.736

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:

<u>Taxas anuais de depreciação (%)</u>	
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 1.3.

13 FORNECEDORES

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Circulante		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	192.289	80.387
Suprimento de Energia Elétrica	701.106	585.071
Materiais e serviços	159.134	118.442
Total	1.052.529	783.901
Não circulante		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	50.520	41.026
Suprimento de energia elétrica	132.030	107.220
Total	189.578	148.247

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	Adm- plente? / Repartição	Data Captação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pgto Juros	Frequência Pgto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo						
															2022	2023	2024	2025	2026	2027+ Total	
Financ. / Emprest. Moeda Estrangeira	15.358	1.687.809	1.394.671	3.097.839											313.979	325.552	325.477,04	453.664	(24.000)	- 1.394.671	
Lei 4131 - The Bank of Nova Scotia	3.653	-	507.888	511.521	Sim	fev-20	AvalFinance	US\$	2,0715%	01/03/21	Semestral	28/02/23	28/02/25	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outros	-	169.289	169.289	169.289	- 507.888	
Lei 4131- BNP	2.091	431.326	-	433.417	Sim	mai-18	AvalFinance	US\$	3,5909%	11/02/21	Trimestral	11/05/21	11/05/21	Amortização: única parcela em Maio/2021	Bullet (final)	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - BNP Paribas	5.440	301.409	-	306.848	Sim	jul-18	AvalFinance	US\$	3,6500%	06/01/21	Semestral	06/07/21	06/07/21	Amortização: parcela única em Jul/21	Bullet (final)	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - MUFG Bank Ltd	26	255.158	255.184	Sim	mar-20	AvalFinance	US\$	1,8375% e 1,9375%	29/03/21	Trimestral	27/03/23	27/03/25	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outros	-	85.053	85.053	85.053	- 255.158		
Lei 4131 - Banco de Tokio Mitsubishi	217	124.721	124.721	Sim	mar-18	AvalFinance	US\$	3,4740%	22/03/21	Trimestral	22/03/21	22/03/22	Amortização: 2 parcelas (Mar/21, Mar/22)	Outros	124.721	-	-	-	-	124.721	
Lei 4131 - BNP Paribas	125	256.633	-	256.633	Sim	mai-19	AvalFinance	Euro	0,791%	06/01/21	Trimestral	06/04/21	06/04/21	Amortização: única parcela em Maio/2021	Bullet (final)	-	-	-	-	-	
Lei 4131- Merrill Lynch	117	217.960	-	219.077	Sim	jun-19	AvalFinance	Euro	0,8025%	08/03/21	Trimestral	07/06/21	07/06/21	Amortização: única parcela em Junho/2021	Bullet (final)	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - Citibank N.A	201	-	213.405	213.606	Sim	mar-20	AvalFinance	US\$ Libor	Líbor 3m + 0,87%	26/02/21	Semestral	28/02/23	28/02/25	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outros	-	71.135	71.135	71.135	- 213.405	
Lei 4131 - Merrill Lynch	150	-	189.258	189.408	Sim	ago-18	AvalFinance	Euro	0,7928%	25/02/21	Trimestral	25/02/21	25/02/22	Amortização: parcela única em Fev/22	Bullet (final)	189.258	-	-	-	- 189.258	
Lei 4131- BNP	830	187.081	-	187.911	Sim	mai-18	AvalFinance	US\$	3,5438%	17/02/21	Trimestral	17/05/21	17/05/21	Amortização: única parcela em Maio/2021	Bullet (final)	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - BNP Paribas	1.651	-	128.187	129.838	Sim	jan-20	AvalFinance	US\$	2,6350%	08/01/21	Semestral	08/01/25	08/01/25	Amortização: parcela única em Jan/25	Bullet (final)	-	-	-	-	- 128.187	
Lei 4131 - Scotiabank	773	115.886	-	116.660	Sim	abr-18	AvalFinance	US\$	3,2916%	19/04/21	Semestral	19/04/21	19/04/21	Amortização: única parcela em Abril/2021	Bullet (final)	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - HSBC- Sindicizada	85	69.289	-	69.374	Sim	mai-18	AvalFinance	US\$ Libor	Líbor 3m + 0,95%	22/02/21	Trimestral	21/05/21	24/05/21	Amortização: 5 parcelas (Maio/19, Nov/19, Maio/20, Nov/20, Maio/21)	Outros	-	-	-	-	-	
Marcação a mercado	3.503	(23.925)	(20.422)	Sim	Não há					30/01/21	N.A.	30/01/21	28/02/25		Outros	-	75		(24.000)	(23.925)	
Financ. / Emprest. Moeda Nacional	13.576	216.924	2.345.024	2.575.523											220.053	565.734	691.787	257.180	137.896	482.574 2.345.024	
Debênture- RGE10	1.302	740.000	741.302	Sim	jun-19	AvalFinance	CDI	107,00%	28/05/21	Semestral	29/05/23	28/05/24	Amortização: duas parcelas (Maio/23 e Maio/24)	Outros	-	370.000	370.000	-	-	740.000	
BNDES- FNEM - 20/21 - Sub B	752	-	411.362	412.114	Sim	jun-20	AvalFinance	IPCA	4,27%	15/03/21	Trimestral	15/07/21	15/07/27	Durante o período de carência: pagamento de Juros- trimestral. Amortizaç.	Bullet (final)	-	-	-	-	411.362	
BNDES- FNEM	764	57.313	319.995	378.071	Sim	dez-18	AvalFinance	IPCA	4,74%	15/01/21	Trimestral	15/01/21	15/07/27	Durante o período de carência: pagamento de Juros- trimestral. Amortizaç.	Outros	57.313	57.313	57.313	57.313	33.432 319.995	
BNDES- FNEM - 18/19	561	42.092	235.015	277.668	Sim	dez-18	AvalFinance	IPCA	4,74%	15/01/21	Trimestral	15/01/21	15/07/27	Durante o período de carência: pagamento de Juros- trimestral. Amortizaç.	SAC	42.092	42.092	42.092	42.092	24.554 235.015	
8ª Emissão - RGE21 - CDI	1.934	125.000	125.000	251.934	Sim	mar-17	AvalFinance	CDI	109,75% do CDI	17/02/21	Semestral	17/02/21	15/02/22	Amortização: 2 Parcelas- Fev/2021 e Fev/2022	Outros	125.000	-	-	-	- 125.000	
Debênture - AESL17 - IPCA	5.095	-	239.709	244.804	Sim	set-18	AvalFinance	IPCA	5,80%	17/02/21	Semestral	15/08/24	15/08/25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outros	-	-	119.855	119.855	- 239.709	
8ª Emissão - RGE18 - IPCA	2.931	-	149.361	152.292	Sim	mar-17	AvalFinance	IPCA	5,35%	17/02/21	Semestral	15/02/23	15/02/24	Amortização: 2 Parcelas- Fev/2023 e Fev/2024	Outros	-	74.681	74.681	-	-	149.361
BNDES- FNEM - 20/21 - Sub A	234	-	128.217	128.451	Sim	jun-20	AvalFinance	IPCA	4,27%	15/03/21	Trimestral	17/07/23	15/06/27	Mensal após 07/2023	SAC	-	16.027	32.054	32.054	32.054	16.027 128.217
FINEP	3	1.022	426	1.451	Sim	abr-17	AvalFinance	TJLP	6,00%	17/02/21	Mensal	15/01/21	15/05/22		SAC	426	-	-	-	-	426
Marcação a mercado	-	(6.364)	19.622	13.258	Sim	dez-20	Não há	Outros a especificar	-	31/01/21	N.A.	31/01/21	15/09/27	N.A.	Outros	-	-	-	9.811	9.811	
Gastos com Captação Debêntures	-	-	(5.464)	(5.464)	Sim	dez-20	Não há	Outros a especificar	-	31/01/21	N.A.	31/01/21	31/07/25	N.A.	Outros	(1.602)	(1.230)	(1.155)	(924)	(553)	- 19.622
Gastos com Captação de Empréstimos	-	(2.139)	(19.219)	(20.357)	Sim	dez-20	Não há	Outros a especificar	-	31/01/21	N.A.	31/01/21	15/09/27	N.A.	Outros	(3.176)	(3.149)	(3.052)	(3.020)	(2.891)	- (18.19)
Mútuo Passivos	-	-	300.019	300.019																300.019	
RGE Sul x Ener	-	-	300.019	300.019	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	Bullet (final)	300.019	-	-	-	-	300.019
Total por divida	28.934	1.904.733	4.039.714	5.973.381																	
Financ. / Emprest. Moeda Estrangeira	15.358	1.687.809	1.394.671	3.097.839																	
Financ. / Emprest. Moeda Nacional	13.576	216.924	2.345.024	2.575.523																	
Mútuo (Empresas Relacionadas)	-	-	300.019	300.019																	

14.2 Abertura dos Ativos Financeiros:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Principal	Principal +	Saldo	Adim-	Indexador	Spread % a.a.	Data Próximo Pgto Juros	Frequência Pgto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistematica Amortização	Cronograma de Amortização				Total
	Curto Prazo	Juros LP	Total	plente?	ou Juros								2022	2023	2024	2025	
Ativos Financeiros	1.175.538	859.889	2.035.427										564.746	103.305	79.392	112.446	859.889
Caixa e Aplicações Financeiras	1.175.538	859.889	2.035.427										564.746	103.305	79.392	112.446	859.889
Caixa e Equivalentes de Caixa (1101)	392.601	-	392.601										-	-	-	-	-
Investimentos temporários	757.705	-	757.705										-	-	-	-	-
Swap vinculado à dívida BNP	-	139.693	139.693	Sim	CDI	105,90%	12/02/21	Trimestral	11/05/21	11/05/21	Amortização: única parcela em Maio/2021	Bullet (final)	139.693	-	-	-	139.693
Swap vinculado à dívida Scotiabank	-	96.695	96.695	Sim	CDI	0,80%	01/03/21	Semestral	28/02/25	28/02/25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outros	-	-	48.348	48.348	96.695
Swap vinculado à dívida Tokyo Mitsubishi	-	94.607	94.607	Sim	CDI	106,95%	22/03/21	Trimestral	22/03/22	22/03/22	Amortização: duas parcela (Mar/21 e Mar/22)	Outros	47.304	47.304	-	-	94.607
Swap vinculado à dívida BNP	-	81.291	81.291	Sim	CDI	99,80%	06/01/21	Semestral	06/07/21	06/07/21	Amortização: única parcela em Jul/21	Bullet (final)	81.291	-	-	-	81.291
Swap vinculado à dívida BNP	-	59.733	59.733	Sim	CDI	106,20%	16/02/21	Trimestral	17/05/21	17/05/21	Amortização: única parcela em Maio/2021	Bullet (final)	59.733	-	-	-	59.733
Swap vinculado à dívida Merrill Lynch	-	75.073	75.073	Sim	CDI	105,10 a 105,80% CDI	07/03/21	Trimestral	07/06/21	07/06/21	Amortização: única parcela em Junho/2021	Bullet (final)	75.073	-	-	-	75.073
Swap vinculado à dívida Merrill Lynch	-	67.454	67.454	Sim	CDI	105,10 a 105,80% CDI	07/03/21	Trimestral	07/06/21	07/06/21	Amortização: única parcela em Junho/2021	Bullet (final)	67.454	-	-	-	67.454
Swap vinculado à dívida Merrill Lynch	-	56.002	56.002	Sim	CDI	103,5% CDI	20/02/21	Trimestral	25/02/22	25/02/22	Amortização: única parcela em Fev/22	Bullet (final)	-	56.002	-	-	56.002
Swap vinculado à dívida Scotiabank	-	40.770	40.770	Sim	CDI	104,85%	19/04/21	Semestral	19/04/21	19/04/21	Amortização: única parcela em Abril/2021	Bullet (final)	40.770	-	-	-	40.770
Swap vinculado à dívida MUFG	-	31.699	31.699	Sim	CDI	0,85%	29/03/21	Trimestral	27/03/23	27/02/25	Amortização: cinco parcelas (maio/19, nov/19, maio/20, nov/20 e maio/21)	Outros	31.699	-	-	-	31.699
Swap vinculado à dívida BNP	-	33.054	33.054	Sim	CDI	0,90%	08/01/21	Semestral	08/01/25	08/01/25	Amortização: única parcela em Jan/25	Bullet (final)	-	-	-	-	33.054
Swap vinculado à dívida Citibank	-	24.500	24.500	Sim	CDI	0,83%	28/02/21	Trimestral	28/02/23	28/02/25	Amortização: única parcela em Jun/21	Outros	24.500	-	-	-	24.500
Swap vinculado à debenture - Goldman Sachs	-	33.105	33.105	Sim	CDI	104,30%	17/02/21	Semestral	15/08/24	15/08/25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outros	-	-	16.553	16.553	33.105
Swap vinculado à debenture - Goldman Sachs	-	14.846	14.846	Sim	CDI	104,30%	17/02/21	Semestral	15/08/24	15/08/25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outros	-	-	7.423	7.423	14.846
Swap vinculado à dívida Merrill Lynch	6.329	(704)	5.625	Sim	CDI	105,62% a 112,64% CDI	20/02/21	Trimestral	20/11/20	24/05/21	Amortização: cinco parcelas (maio/19, nov/19, maio/20, nov/20 e maio/21)	Outros	(704)	-	-	-	(704)
Swap vinculado à dívida Citibank	6.315	(691)	5.623	Sim	CDI	114,20%	20/02/21	Trimestral	20/11/20	24/05/21	Amortização: cinco parcelas (maio/19, nov/19, maio/20, nov/20 e maio/21)	Outros	(691)	-	-	-	(691)
Swap vinculado à dívida HSBC	6.298	(677)	5.621	Sim	CDI	116,00%	20/02/21	Trimestral	20/11/20	24/05/21	Amortização: cinco parcelas (maio/19, nov/19, maio/20, nov/20 e maio/21)	Outros	(677)	-	-	-	(677)
Swap vinculado à dívida Merrill Lynch	6.290	(698)	5.592	Sim	CDI	105,62% a 112,64% CDI	20/02/21	Trimestral	20/11/20	24/05/21	Amortização: cinco parcelas (maio/19, nov/19, maio/20, nov/20 e maio/21)	Outros	(698)	-	-	-	(698)
Swap vinculado à debenture - SAFRA	14.137	14.137	Sim	CDI	104,30%		17/02/21	Semestral	15/08/24	15/08/25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outros	-	-	7.068	7.068	14.137

14.3 Abertura dos Instrumentos Financeiros Derivativos:

INSTRUMENTO DERIVATIVOS PASSIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Venci-mento	Custo Ponta Ativa	Custo Ponta Passiva	Valor Contratado	Ajuste a valor justo (*)
TOTAL DERIVATIVOS						2.575.281	885.121
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	11/05/2018	11/05/2021	US\$ + 4,19%	105,9% CDI	296.144	139.693
Swap- Lei 4131	SCOTIABANK	28/02/2020	28/02/2025	USD + 2,43%	100% CDI + 0,80%	418.280	96.695
Swap- Lei 4131	Banco Tokyo Mitsubishi	26/03/2018	22/03/2022	USD + 3,9703%	106,95% CDI	158.592	94.607
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	28/12/2018	06/07/2021	USD + 4,2941%	99,80% CDI	228.114	81.291
Swap- Lei 4131	MERRILL LYNCH	06/06/2018	07/06/2021	EUR + 0,9311%	105,1% CDI	161.000	75.073
Swap- Lei 4131	MERRILL LYNCH	06/06/2018	07/06/2021	EUR + 0,9441%	105,8% CDI	150.000	67.454
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	16/05/2018	17/05/2021	US\$ + 4,175%	106,2% CDI	129.312	59.733
Swap- Lei 4131	Bank of America	28/12/2018	25/02/2022	EUR + 0,9327%	103,5% CDI	133.130	56.002
Swap- Lei 4131	SCOTIABANK	18/04/2018	19/04/2021	US\$ + 3,8725%	104,85% CDI	76.161	40.770
Swap- Debênture	Goldman Sachs	06/09/2018	15/08/2025	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	117.090	33.105
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	08/01/2020	08/01/2025	USD + 3,10%	100% CDI + 0,90%	100.000	33.054
Swap- Lei 4131	MUFG	09/03/2020	27/02/2025	USD + 2,10%	100% CDI + 0,85%	225.497	31.699
Swap- Lei 4131	Citibank	06/03/2020	28/02/2025	USD + 2,20%	100% CDI + 0,83%	185.000	24.500
Swap- Debênture	Goldman Sachs	06/09/2018	15/08/2025	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	52.510	14.846
Swap- Debênture	SAFRA	06/09/2018	15/08/2025	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	50.000	14.137
Swap-LEI 4131 Sindicaliz.	Bank of America	23/05/2016	24/05/2021	USD + 2,7%	112,64% CDI	23.613	5.625
Swap-LEI 4131 Sindicaliz.	Banco Citibank N.A.	23/05/2016	24/05/2021	USD + 2,7%	114,20% CDI	23.613	5.623
Swap-LEI 4131 Sindicaliz.	Banco HSBC	23/05/2016	24/05/2021	USD + 2,7%	116,00% CDI	23.613	5.621
Swap-LEI 4131 Sindicaliz.	Bank of America	23/05/2016	24/05/2021	USD + 2,7%	105,62% CDI	23.613	5.592

* 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 2020	Total 2019
Dívida Bruta	28.934	1.904.733	4.516.142	6.449.810	4.028.739
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	15.358	1.687.809	1.394.671	3.097.839	1.620.532
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	13.576	216.924	2.345.024	2.575.523	2.221.258
Tributárias	-	-	300.019	300.019	9.323
Fundo de Pensão	-	-	176.409	176.409	177.506
Derivativos a pagar	-	-	-	-	120
Mutuos Passivos (Empresas Ligadas)	-	-	300.019	300.019	-
(-) Ativos Financeiros	-	(1.175.538)	(859.889)	(2.035.427)	(273.261)
Alta Liquidez	-	(1.150.306)	-	(1.150.306)	(75.650)
Derivativos a receber	-	(25.232)	(859.889)	(885.121)	(197.611)
Dívida Líquida	28.934	729.195	3.656.252	4.414.382	3.755.478

14.5 Movimentações dos Empréstimos e financiamentos:

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
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
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)	-
Total ao custo	840.122	527.000	(210.820)	88.485	-	(47.032)	1.197.755
Gastos com captação (*)	(15.652)	(7.451)	-	2.746	-	-	(20.357)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
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)
Total ao valor justo	1.620.532	928.777	(144.356)	54.870	705.723	(67.706)	3.097.839
Mútuos		300.019	-	-	-	-	300.019
Total	2.445.002	1.748.344	(355.176)	146.101	705.723	(114.738)	4.575.256
Circulante	242.854						1.803.770
Não circulante	2.202.148						2.771.486

(*) Referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

Modalidade	Saldo em 31/12/2018	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2019
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pré Fixado	80.559	-	(23.077)	2.809	-	(2.840)	57.451
Pós Fixado							
TJLP	81.922	-	(43.937)	5.072	-	(4.982)	38.075
IPCA	530.078	154.000	-	43.960	-	(26.737)	701.300
Selic	47.273	-	(14.985)	3.495	-	(1.087)	34.696
CDI	5.752	-	(3.975)	244	-	-	2.021
Outros	31.722	-	(25.142)	640	-	(640)	6.580
Total ao custo	777.308	154.000	(111.116)	56.219	-	(36.286)	840.122
Gastos com captação (*)	(14.690)	(2.890)	-	1.928	-	-	(15.652)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	1.220.416	-	(109.389)	43.067	50.851	(39.297)	1.165.647
Euro	447.301	-	-	3.628	7.713	(3.621)	455.023
Marcação a mercado	(29.296)	-	-	29.158	-	-	(138)
Total ao valor justo	1.638.420	-	(109.389)	75.853	58.564	(42.918)	1.620.532
Total	2.401.039	151.110	(220.505)	134.000	58.564	(79.204)	2.445.002
Circulante	208.478						242.854
Não circulante	2.192.561						2.202.148

(*) 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. 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 2020.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras societária da Companhia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75; e
- Dívida líquida dividida pela (Dívida líquida + PL) menor ou igual 0,9 vezes.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia S.A.

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

A definição de EBITDA na controladora CPFL Energia S.A. 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. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2020.

14.7 Movimentações das Debêntures:

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

(*) Referem-se aos custos de emissão diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas.

Modalidade	Saldo em 31/12/2018	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2019
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	1.091.040	740.000	(824.495)	64.170	(72.173)	998.542
IPCA	140.518	-	-	12.706	(7.323)	145.901
Total ao custo	1.231.558	740.000	(824.495)	76.876	(79.496)	1.144.443
Gastos com captação (*)	(8.458)	(794)	-	2.186	-	(7.066)
Mensuradas ao valor justo						
Pós fixado						
IPCA	225.076	-	-	21.378	(11.916)	234.538
Marcação a mercado	3.889	-	-	20.984	-	24.873
Total ao valor justo	228.965	-	-	42.362	(11.916)	259.411
Total	1.452.065	739.206	(824.495)	121.424	(91.412)	1.396.788
Circulante	51.148					16.393
Não circulante	1.400.917					1.380.395

(*) Referem-se aos custos de emissão 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. 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 2020.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75.
- EBITDA 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. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2020.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.3.

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 2020 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

	31/12/2020		31/12/2019	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	452.237	670.330	464.335	681.363
Valor justo dos ativos do plano	(463.399)	(493.886)	(466.390)	(503.857)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(11.162)	176.444	(2.055)	177.506
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (asset ceiling)	11.162	-	2.055	-
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	-	176.444	-	177.506

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>
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2018	382.993	553.493
Custo do serviço corrente bruto	185	2.352
Juros sobre obrigação atuarial	34.342	48.796
Contribuições de participantes vertidas no exercício	620	1.136
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	73.759	113.836
Benefícios pagos no exercício	(27.564)	(38.250)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2019	464.335	681.363
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)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2020	452.237	670.330

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2018	(413.044)	(463.571)
Rendimento esperado no exercício	(37.500)	(40.947)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(620)	(1.136)
Contribuições de patrocinadoras	(7.748)	(6.949)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(35.042)	(29.504)
Benefícios pagos no exercício	27.564	38.250
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2019	(466.390)	(503.857)
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: retorno sobre os ativos do plano	17.686	15.682
Benefícios pagos no exercício	29.179	39.639
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2020	(463.399)	(493.876)

15.3 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Passivo atuarial no inicio do exercício	-	177.506	-	89.922
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(295)	14.879	(178)	10.201
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(7.853)	(6.948)	(7.748)	(6.949)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(18.607)	(24.665)	73.759	113.836
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	17.686	15.638	(35.042)	(29.504)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	9.069	-	(30.791)	-
Passivo atuarial no fim do exercício	-	176.409	-	177.506
Outras contribuições	-	35	-	42
Total passivo	-	176.444	-	177.548
Circulante	-	35	-	42
Não circulante	-	176.409	-	177.506

15.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2021 são apresentadas no montante de R\$ 8.147 (plano 1) e R\$ 7.209 (plano 2).

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

Ano de pagamento	Plano 1	Plano 2
2021	30.215	43.125
2022	31.469	44.776
2023	32.454	46.398
2024	33.376	48.024
2025 a 2030	219.284	317.599
Total	346.798	499.922

Em 31 de dezembro de 2020, a duração média da obrigação do benefício definido foi 10,6 anos (Plano 1) e 11 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 2021 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2020 e 2019, são como segue:

	2021 estimadas		2020 realizadas		2019 realizadas	
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Custo do serviço	(1.167)	1.142	(24)	1.873	185	2.352
Juros sobre obrigações atuariais	33.746	50.085	34.289	50.135	34.342	48.796
Rendimento esperado dos ativos do plano	(34.980)	(36.792)	(34.598)	(37.129)	(37.500)	(40.947)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	862	-	38	-	2.795	-
Total da despesa (receita)	(1.539)	14.435	(296)	14.879	(178)	10.201

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

	Planos 1 e 2	
	31/12/2020	31/12/2019
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	7,72% a.a.	7,43% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	7,72% a.a.	7,43% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,48% a.a. (*)	5,97% a.a. (*)
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	3,75% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	3,75% a.a.	4,00% a.a.
Tábuas biométricas de mortalidade geral:	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015
Tábuas biométricas 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 4,96% em 2020 e de 5,15% em 2019.

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 2020 e 2019, administrados pela Fundação Família Previdência. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2021, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2020.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2020	2019	2020	2019
Renda fixa				
Títulos públicos federais	63%	66%	60%	64%
Títulos privados (instituições financeiras)	10%	5%	7%	5%
Títulos privados (instituições não financeiras)	3%	2%	3%	3%
Fundos de investimento multimercado	4%	2%	6%	2%
Renda variável	18%	21%	18%	21%
Fundos de investimento em ações	18%	21%	18%	21%
Investimentos estruturados	0%	0%	1%	1%
Fundos imobiliários	0%	0%	1%	1%
Cotados em mercado ativo	97%	96%	95%	96%
Imóveis	1%	2%	2%	2%
Operações com participantes	2%	2%	3%	2%
Não cotados em mercado ativo	3%	4%	5%	4%

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

Meta 2021 - Fundação Família Previdência

	Plano 1	Plano 2
Renda fixa	76%	76%
Renda variável	9%	11%
Imóveis	2%	3%
Empréstimos e financiamentos	2%	2%
Investimentos estruturados	11%	8%
	100%	100%

A meta de alocação para 2021 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação Família Previdência, efetuada ao final de 2020 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2021, 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, com isso atingirem os objetivos de gestão de investimentos são 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, levando 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 (isto é, a alocação de médio e longo prazos), que compreende as participações alvo nos segmentos nas 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 prazos, 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\$ 12.112 no plano 1 e R\$ 18.711 no plano 2 (redução de R\$ 11.582 no plano 1 e R\$ 17.837 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\$ 10.580 no plano 1 e R\$ 16.387 no plano 2 (aumento de R\$ 10.420 no plano 1 e R\$ 16.170 no plano 2).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 7,72% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 7,47% a.a. e 7,97% 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 possuí 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 IGP-M, IPCA e SELIC, que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos.

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência da Companhia, inclui representantes de empregados ativos e aposentados além de membros indicados pela Companhia. Dentre as tarefas do referido Comitê, está a análise e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência o que ocorre ao menos trimestralmente.

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe*, *Sharpe Generalizado* e *Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição a 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 1.3.

16 ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	791	751	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	22.792	58.336	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	136.913	88.874	-	42.683
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	68.029	34.856	2.548	35.016
EPE / FNDCT	2.035	1.661	-	-
Total	230.635	184.477	2.548	77.698

Bandeiras tarifárias e outros – O saldo de 31 de dezembro de 2020 refere-se basicamente a bandeira tarifária (vermelha patamar 2) faturada em dezembro de 2020 e ainda não homologada. O saldo de 31 de dezembro de 2019 refere-se basicamente a bandeira tarifária faturada em novembro (vermelha patamar 1) e dezembro de (amarela) 2019 que foram homologadas pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) no primeiro trimestre de 2020.

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 em cumprimento Medida Provisória nº 998/2020, foi convertida em na Lei Nº 14.120 em 1º de março de 2021. Essa lei estabelece que a partir 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 CDE em favor da modicidade tarifária. Os recolhimentos a CDE serão realizados no dia 10 de cada mês, sendo que o primeiro recolhimento será realizado no mês de abril de 2021.

17 TRIBUTOS

	31/12/2020	31/12/2019
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	93.360	80.498
Programa de integração social - PIS	11.001	9.715
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	50.889	44.929
PIS/COFINS parcelamento	-	9.323
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	90	18.416
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	2.955	9.036
Outros	12.736	12.539
Total	171.031	184.456

18 PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	31/12/2020		31/12/2019	
	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções
Trabalhistas	81.489	48.885	84.546	50.645
Cíveis	113.576	36.408	80.726	28.926
Fiscais	21.538	38.516	25.747	37.924
Regulatório	17.994	-	12.656	-
Outros	369	54	369	-
Total	234.966	123.861	204.044	117.494

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

	Saldo em 31/12/2019	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2020
Trabalhistas	84.546	24.157	(8.345)	(27.335)	8.466	81.489
Cíveis	80.726	56.243	(15.539)	(54.878)	47.024	113.576
Fiscais	25.747	195	(557)	(4.372)	525	21.538
Regulatório	12.656	14.809	-	(9.656)	185	17.994
Outros	369	-	-	-	-	369
Total	204.044	95.404	(24.442)	(96.241)	56.200	234.966

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 2020 e 2019, estavam assim representadas:

	31/12/2020	31/12/2019	Principais causas
Trabalhistas	288.351	250.205	Acidentes de trabalhos, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	877.181	776.381	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	1.044.011	963.411	Imposto de Renda e Contribuição Social (nota 20)
Fiscais - Outros	526.200	648.043	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatório	63.764	49.522	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômica-financeira
Total	2.799.507	2.687.561	

Trabalhistas - No tocante às contingências trabalhistas está em discussão os efeitos da decisão do Supremo Tribunal Federal que alterou o índice de correção monetária adotado pela Justiça do Trabalho. Atualmente, há decisão do STF, passível de recurso, que afastou definitivamente a aplicação da TR, índice anteriormente praticado pela Justiça do Trabalho, para aplicação do IPCA-E para os débitos na fase pré-processual e a SELIC para após a citação, porém, não delimitou a temporalidade dessa aplicação para os casos sem índice definido, tampouco esclareceu a aplicação de juros, reativando os processos anteriormente suspensos. 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 aguarda a publicação da decisão definitiva do STF e eventuais recursos para estimar com razoável segurança os montantes envolvidos na discussão.

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	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Consumidores e concessionárias	70.947	35.050	63.209	51.332
Adiantamentos	9.072	945	4.118	210
Descontos tarifários - CDE	26.063	62.943	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	4	4	-	-
Convênios de arrecadação	31.776	29.605	-	-
Garantias	-	-	993	823
Outros	6.671	6.211	35.929	36.408
Total	144.532	134.758	104.249	88.773

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\$ 63.209 (R\$ 51.332 em 31 de dezembro de 2019), 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 31/12/2019	Adições (A)	Transferências (C)	Outros	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições Liquidadas (A)-(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2020
Em serviço								
Participação da União, Estados e Municípios	933.192	5.667	39.636	-	978.495	45.303	(335.975)	642.520
Participação Financeira do Consumidor	62.774	-	-	-	62.774	-	(28.891)	33.883
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	598.860	5.667	18.505	-	623.033	24.172	(254.324)	368.708
Programa de Eficiência Energética - PEE	75.900	-	21.131	-	97.031	21.131	(12.301)	84.730
Pesquisa e Desenvolvimento	1.493	-	-	-	1.493	-	(773)	720
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	19.068	-	-	-	19.068	-	(5.820)	13.248
Outros	25.110	-	-	-	25.110	-	(13.740)	11.370
Outros	149.988	-	-	-	149.988	-	(20.126)	129.862
Ultrapassagem de demanda	50.813	-	-	-	50.813	-	(6.591)	44.222
Excedente de reservas	89.572	-	-	-	89.572	-	(11.452)	78.120
Outros	9.603	-	-	-	9.603	-	(2.083)	7.520
(-) Amortização Acumulada - AIS	(294.314)	(41.660)	-	-	(335.975)	(41.660)	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(26.479)	(2.411)	-	-	(28.891)	(2.411)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(226.418)	(27.906)	-	-	(254.324)	(27.906)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(9.116)	(3.184)	-	-	(12.301)	(3.184)	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(715)	(57)	-	-	(773)	(57)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(5.008)	(812)	-	-	(5.820)	(812)	-	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(12.645)	(1.096)	-	-	(13.740)	(1.096)	-	-
Outros	(13.933)	(6.193)	-	-	(20.126)	(6.193)	-	-
Ultrapassagem de demanda	(4.462)	(2.129)	-	-	(5.591)	(2.129)	-	-
Excedente de reservas	(7.754)	(3.699)	-	-	(11.452)	(3.699)	-	-
Outros	(1.717)	(366)	-	-	(2.083)	(366)	-	-
Em curso	88.721	41.573	(39.636)	-	90.659	1.938	-	90.659
Participação da União, Estados e Municípios	9	-	-	-	9	-	-	9
Participação Financeira do Consumidor	63.741	23.210	(25.674)	4.199	65.476	(2.465)	-	65.476
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	1.442	4.173	(3.682)	-	1.933	491	-	1.933
Pesquisa e Desenvolvimento	76	-	-	-	76	-	-	76
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	8.393	-	-	-	8.393	-	-	8.393
Outros	15.059	14.191	(10.279)	(4.199)	14.771	3.911	-	14.771
Outros	15.059	14.191	(10.279)	(4.199)	14.771	3.911	-	14.771
Total	727.599	5.580	-	-	733.179	5.580	(335.975)	733.179

O saldo da reavaliação regulatória das obrigações especiais, bem como a taxa média de amortização são conforme o quadro abaixo:

Obrigações Especiais 2020	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
Em serviço	3,80%	734.332	244.163	978.495
Participação da União, Estados e Municípios		62.774	-	62.774
Participação Financeira do Consumidor		378.870	244.163	623.033
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		97.031	-	97.031
Programa de Eficiência Energética - PEE		1.493	-	1.493
Pesquisa e Desenvolvimento		19.068	-	19.068
Universalização Serv. Pùb. de Energia Elétrica		25.110	-	25.110
Outros	149.988	-	149.988	
Ultrapassagem de demanda		50.813	-	50.813
Excedente de reativos		89.572	-	89.572
Outros		9.603	-	9.603
(-) Amortização Acumulada	(229.592)	(106.383)	(335.975)	
Participação da União, Estados e Municípios		(28.891)	-	(28.891)
Participação Financeira do Consumidor		(147.942)	(106.383)	(254.324)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(12.301)	-	(12.301)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(773)	-	(773)
Pesquisa e Desenvolvimento		(5.820)	-	(5.820)
Universalização Serv. Pùb. de Energia Elétrica		(13.740)	-	(13.740)
Outros	(20.126)	-	(20.126)	
Ultrapassagem de demanda		(6.591)	-	(6.591)
Excedente de reativos		(11.452)	-	(11.452)
Outros		(2.083)	-	(2.083)
Total		504.740	137.780	642.520

21 PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2020 e 2019 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
Total	1.125.427	100,00

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 apurados através das Demonstrações Financeiras societárias.

Ao longo de 2020, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 3,29 vezes o EBITDA em 2020 (2,63 vezes em 2019), no critério de medição dos covenants financeiros da Companhia, maior do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 3,75, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

21.2 – Aumento de capital

Através da Assembleia Geral Extraordinária de 06 de abril de 2020, 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 2019 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\$ 184.819.

21.4 - Resultado abrangente acumulado:

21.4.1 - Reserva de Reavaliação:

O saldo credor de R\$ 829.355 (R\$ 547.374 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\$ 160.721 (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 lucros em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 675.872, que compreende: i) Reserva legal de R\$ 185.950; e ii) Reserva estatutária de reforço de capital de giro R\$ 489.922.

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

Na Assembleia Geral Extraordinária de 06 de abril de 2020 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2019, através de (i) declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 424.296 e (ii) dividendos intercalares de R\$ 168.500 declarado em agosto de 2019 e imputado ao dividendo mínimo obrigatório.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2020:

- Dividendo intermediário no montante de R\$ 508.724 utilizando-se do saldo total da Reserva de Retenção de Lucros para Investimentos (R\$ 46.890), Reserva Estatutária de Reforço de Capital de Giro (R\$ 450.355) e Reserva Especial de Dividendos não Distribuídos (R\$ 11.479) aprovado em AGE de 20 de novembro de 2020;
- Dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 163.307, sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 145.106701723.

No exercício de 2020, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 933.021 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:

		2020
Lucro líquido do exercício		687.610
Reserva legal		(34.381)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		(489.922)
Dividendo mínimo obrigatório		(163.307)

Para este exercício, considerando o atual cenário macroeconômico e as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 489.922 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

22 RECEITA

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Fornecimento - Faturado						
Residencial	2.504.771	2.447.937	5.817.330	5.604.964	2.425.641	2.483.672
Industrial	19.715	20.028	1.400.026	1.843.942	513.979	705.334
Comercial	174.478	178.340	1.879.109	2.227.066	806.725	1.000.940
Rural	249.383	249.778	1.626.707	1.548.410	401.616	385.666
Poder público	22.009	21.252	300.237	369.708	120.360	155.606
Iluminação pública	513	450	569.525	578.297	118.031	128.401
Serviço público	3.599	3.532	433.890	471.827	174.661	195.288
Consumo próprio	225	227	6.488	6.520	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			2.616.059	2.871.753	495.512	675.369
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					5.963.106	5.517.234
Consumidores Cátivos					4.876.269	4.599.280
Consumidores Livres					1.086.836	917.954
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					85.062	9.832
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					78.993	(98.774)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					17.679	(265.688)
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(31.757)	(40.559)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					93.071	207.473
Outras Receitas Vinculadas					688.352	770.723
Serviços Cobráveis					10.507	14.865
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					677.845	755.858
Total	2.974.693	2.921.544	14.649.372	15.522.487	11.872.040	11.929.290

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 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 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.

Em 11 de junho de 2019, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.557, relativo ao Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia e da empresa incorporada a partir de 19 de junho de 2019, em 10,05%, sendo 0,05% referentes ao reajuste tarifário econômico e 10,00% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores da Companhia é de 1,72% e pelos consumidores da empresa incorporada é de 8,63%.

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 2020, foi registrada receita de R\$ 677.845 (R\$ 755.858 em 2019), sendo (i) R\$ 67.491 (R\$ 29.063 em 2019) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 569.295 (R\$ 592.371 em 2019) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 231 (R\$ 259 em 2019) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 40.828 (R\$ 134.165 em 2019) de subvenção CCRBT.

22.4 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.664, de 17 de dezembro de 2019, estabeleceu as quotas anuais e mensais definitivas da CDE Uso vigentes para o ano de 2020.

23 CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2020	2019	2020	2019
<u>Energia comprada para revenda</u>				
Energia de Itaipu Binacional	3.477.652	3.441.689	1.186.567	869.172
Energia de curto prazo	523.044	499.713	137.979	155.835
PROINFA	350.918	355.162	88.484	115.129
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	12.943.143	13.902.779	2.795.219	3.261.142
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(375.442)	(378.908)
Subtotal	<u>17.294.757</u>	<u>18.199.342</u>	<u>3.832.808</u>	<u>4.022.370</u>
<u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u>				
Encargos da rede básica			715.916	605.047
Encargos de transporte de itaipu			101.659	87.805
Encargos de conexão			105.820	105.232
Encargos de uso do sistema de distribuição			1.876	1.470
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			44.078	(824)
Encargos de energia de reserva - EER			77.901	39.407
Crédito de PIS e COFINS			(96.868)	(77.528)
Subtotal			<u>950.382</u>	<u>760.610</u>
Total			<u>4.783.190</u>	<u>4.782.980</u>

(*) Conta de energia de reserva

24 PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2020	2019
Pessoal		
Remuneração	166.616	172.502
Encargos	47.819	46.944
Previdência privada - Corrente	3.107	2.733
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada -		
Déficit ou superávit atuarial	14.583	10.023
Despesas rescisórias	2.733	7.029
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	27.293	20.248
Outros benefícios - Corrente	70.741	69.574
Outros	3.405	1.468
Subtotal	336.298	330.519
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	4.198	4.050
Benefícios dos administradores	2.453	2.260
Subtotal	6.651	6.311
Total	342.948	336.829

25 RESULTADO FINANCEIRO

Receitas	2020	2019
Rendas de aplicações financeiras	31.787	19.006
Acréscimos e multas moratórias	92.781	94.539
Atualização de créditos fiscais	1.333	3.324
Atualização de depósitos judiciais	2.376	4.298
Atualizações monetárias e cambiais	831.191	55.230
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	3.722	1.830
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	20.531	76.259
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(9.834)	(10.797)
Outros	15.178	15.064
Total	989.064	258.753
Despesas		
Encargos de dívidas	(188.462)	(180.609)
Atualizações monetárias e cambiais	(875.640)	(117.129)
(-) Juros capitalizados	13.082	11.495
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(19.212)	(45.516)
Outros	(31.907)	(40.312)
Total	(1.102.138)	(372.070)
Resultado Financeiro	(113.075)	(113.317)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2020 e 2019 sobre o ativo imobilizado qualificável, 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\$ 761.305 (R\$ 81.852 em 2019) (nota 29).

26 TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2020, 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 2020, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) - Partes Relacionadas foi de R\$ 6.651 (R\$ 6.310 em 2019). Este valor é composto por R\$ 5.552 (R\$ 5.149 em 2019) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 215 (R\$ 185 em 2019) de benefícios pós-emprego e R\$ 884 (R\$ 976 em 2019) 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 entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia são como seguem:

Empresas	Passivo		Despesa/custo	
	31/12/2020	31/12/2019	2020	2019
Encargos - Rede básica Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	240	1.060	80.887	59.385

Transações entre partes relacionadas envolvendo controladas e controladas em conjunto da CPFL Energia S.A, são como seguem:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	2020	2019	2020	2019
Alocação de despesas entre empresas								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	3	-	19	-	-	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	345	267	1.868	1.698	-	-	21.113	17.786
Companhia Piratininga de Força e Luz	107	135	1.540	1.406	-	-	16.834	15.815
Companhia Jaguari de Energia	55	42	128	59	-	-	542	290
CPFL Energia S.A.	33	12	-	-	-	-	(193)	(152)
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	61	46	-	-	15	26	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	119	102
Contrato de Mútuo								
CPFL Energia S.A. (**)	-	-	300.019	-	-	-	24	19
Dividendos								
CPFL Energia S.A.	-	-	145.361	-	-	-	-	-
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	17.946	-	-	-	-	-
Intangível, materiais e prestação de serviço								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	2	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	212	17	-	-	2	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (*)	273	104	2.758	2.497	-	-	2.057	1.391
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	1.482	1.598	-	-	20.209	20.063
Nect Serviços Administrativos de Infraestrutura Ltda.	-	-	492	890	-	-	6.292	19.410
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	273	394	-	-	5.200	2.093
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	588	-	-	-	9.993
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	495	494	-	-	5.934	1.467
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	346	342	-	-	4.265	1.057
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda. (*)	-	-	500	435	-	-	5.964	1.330
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	19	-	-	259	472
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	9	8	-	-	91	88
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	769	102	-	-	3.897	3.687
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	90	101	-	-	938	905
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	302	276	-	-	2.526	2.433
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	2.922	2.479	-	-	38.368	19.051
CPFL Renováveis - Consolidado	9	-	228	152	110	95	4.233	2.904
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	58	59
CPFL Transmissão Morro Águado S.A.	-	-	-	-	-	-	65	58
Outras operações financeiras								
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	-	-	7	-
Nect Ser Adm Financ Ltda	-	-	-	-	-	-	6	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	2.014	1.273

(*) 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\$ 65.817 no exercício de 2020 (R\$ 26.526 em 2019), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(**) O saldo de mútuo passivo, no montante de R\$ 300.019, 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>31/12/2020</u>
Ativo imobilizado	Riscos nomeados	127.000
Transporte	Transporte nacional	245.481
Responsabilidade civil	Geral e riscos ambientais	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	266.543
Garantia	Seguro Garantia	1.582.909
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		2.406.933

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 e *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 metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe a este fórum, 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 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.

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 contábeis regulatórias aos quais a Companhia está exposta, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva da CPFL Energia cabe a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo esta 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.

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 da 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 da 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 2020 foram observadas chuvas abaixo do normal, principalmente no segundo semestre, levando a uma redução dos níveis de armazenamento nos reservatórios. Apesar deste cenário, não se verificou um cenário crítico 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 1.3.

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:

						31/12/2020
	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	392.601	392.601
Investimentos temporários	8	(a)	(2)	Nível 1	757.705	757.705
Instrumentos financeiros derivativos	29	(a)	(2)	Nível 2	885.121	885.121
					2.035.427	2.035.427
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	(1)	Nível 2 (***)	1.177.398	1.177.398
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	(2)	Nível 2	3.097.839	3.097.839
Debêntures - principal e encargos	14	(b)	(1)	Nível 2 (***)	1.140.064	1.116.230
Debêntures - principal e encargos (**)	14	(a)	(2)	Nível 2	258.062	258.062
Mútuos					300.019	300.019
Total					5.973.381	5.949.547

(*) 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:	Mensuração:
(a) - Valor justo contra o resultado	(1) - Mensurados ao custo amortizado
(b) - Outros passivos financeiros	(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 2020 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 de pelo menos AA, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moody's ou Fitch, e em caso de mais de uma, é considerada o menor rating entre elas. A Administração não identificou para o período de 2020 e 2019 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperada.

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 2020 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado				Moeda / indexador divida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos (1)	Ganho (Perda) na marcação a mercado				
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo								
Hedge variação cambial								
Empréstimos bancários - Lei 4.131	624.504	624.504	603.025	21.479	US\$ + (Libor 3 meses + 0,87% a 0,95% ou (1,84% a 3,65%)	99,80% a 116% do CDI ou CDI + 0,8% a 0,90%	mai/19 a fev/25	1.864.325
Empréstimos bancários - Lei 4.131	198.529	198.529	199.507	(979)	Euro + de 0,79 a 0,80%	103,5% a 105,8% do CDI	jun/21 a fev/22	444.130
	823.033	823.033	802.533	20.500				
Hedge variação índice de preços Debêntures	62.088	62.088	23.429	38.659	IPCA + 5,80%	104,3% do CDI	ago/24 a ago/25	219.600
Total	885.121	885.121	825.962	59.159				
Circulante	486.476							
Não circulante	398.645							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide nota 14.

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

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

Derivativo	Saldo em 31/12/2019	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado		Saldo em 31/12/2020
		Liquidação		
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
Total	197.490	754.886	(67.256)	885.121
Ativo circulante	14.166			486.476
Ativo não circulante	183.444			398.645
Passivo não circulante	(120)			-

(*) 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

Derivativo	Saldo em 31/12/2018	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado		Saldo em 31/12/2019
		Liquidação		
Para dívidas designadas a valor justo	93.772	30.318	22.546	146.636
Para dívidas não designadas a valor justo	-	(1.439)	1.439	-
Marcação a mercado (*)	(1.986)	52.840	-	50.854
Total	91.785	81.719	23.985	197.490
Ativo circulante	9.811			14.166
Ativo não circulante	90.369			183.444
Passivo não circulante	(8.395)			(120)

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2019 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:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado	
	2020	2019
Variação de taxas de juros	17.243	7.742
Marcação a mercado	1.488	24.672
Variação cambial	729.338	22.577
Marcação a mercado	6.817	26.861
	754.886	81.852

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 consequente 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 2020 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa) no resultado		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(2.458.268)		(50.995)	576.321	1.203.637
instrumentos financeiros derivativos - swap plain vanilla	2.522.105		52.318	(591.288)	(1.234.894)
	63.836	baixa dolar	1.324	(14.966)	(31.256)
Instrumentos financeiros passivos	(639.570)		(18.347)	146.132	310.612
instrumentos financeiros derivativos - swap plain vanilla	643.609		18.462	(147.056)	(312.574)
	4.038	baixa euro	116	(923)	(1.961)
Total	67.874		1.440	(15.889)	(33.217)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2020 foi de R\$ 5,20 para o dólar e R\$ 6,39 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 5,30 e R\$ 6,58 e a depreciação cambial de 2,07% e 2,87%, do dólar e do euro respectivamente de 31 de dezembro de 2020.

(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 2020 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	319.452				9.424	11.780	14.136
Instrumentos financeiros passivos	(993.236)				(29.300)	(36.626)	(43.951)
Instrumentos financeiros derivativos - swap plain vanilla	(2.560.946)				(75.548)	(94.435)	(113.322)
	(3.234.730)				(95.424)	(119.281)	(143.137)
Instrumentos financeiros passivos	(1.451)	alta CDI	2,78%	2,95%	(64)	(80)	(96)
	(1.451)				(64)	(80)	(96)
Instrumentos financeiros passivos	(1.606.658)				(74.388)	(92.985)	(111.582)
Instrumentos financeiros derivativos - swap plain vanilla	280.353				12.980	16.225	19.471
	(1.326.305)	alta IPCA	4,52%	4,63%	(61.408)	(76.760)	(92.111)
Ativos e passivos financeiros setoriais	179.677				5.300	3.975	2.650
Instrumentos financeiros passivos	757.705	baixa SELIC	2,78%	2,95%	22.352	16.764	11.176
	937.382				27.652	20.739	13.826
Total	(3.625.104)				(129.244)	(175.382)	(221.518)

(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 e investimentos temporários

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 2020 e 2019 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 de pelo menos AA (nota 29 b). A Administração não identificou para os exercícios de 2020 e 2019 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável.

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 2020, 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.

31/12/2020	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	1.052.529	-	-	7.029	-	182.550	1.242.107
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	98.168	432.680	1.995.763	1.124.405	1.212.163	665.366	5.528.545
Debêntures - principal e encargos	14	-	133.466	26.962	683.168	729.679	19.622	1.592.897
Encargos Setoriais	16	23.658	-	-	-	-	-	23.658
Consumidores e concessionárias	19	16.239	54.707	-	-	-	63.209	134.156
EPE / FNDCT / PROCEL	16	-	2.035	9.081	-	-	-	11.115
Convênio de arrecadação	19	-	31.776	-	-	-	-	31.776
Total		1.190.594	654.664	2.031.806	1.814.601	1.941.843	930.747	8.564.254

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.3.

30 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE

Nos exercícios de 2020 e 2019, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2020		2019	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	408.061	98.256	378.173	127.995
Compra estimada (*)	114.983	39.724	121.540	27.840
Total	523.044	137.979	499.713	155.835

	2020		2019	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	670.594	42.729	846.866	184.505
Venda estimada (*)	78.537	20.969	102.937	28.346
Total	749.131	63.698	949.803	212.852

(*) Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1 de novembro de 2020 a 31 de dezembro de 2020 (período de 1 de novembro de 2019 a 31 de dezembro de 2019), 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 nº 135/2018-SGT/ANEEL e Nota Técnica RGE SUL nº 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) Almoxarifado em Operação	6.021	10.514
(11) Ativo Diferido	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	404.243	292.030
(13) Terrenos e Serviços	80.358	67.931
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	3.032.357	2.388.698
(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
(21) Remuneração do Capital (RC)	379.230	295.412

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 nº 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
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	70.816	60.916

31.4. Reajuste Tarifário Anual

Em 4 de dezembro de 2018, Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu, por meio da REA nº 7.499/2018, autorizar o agrupamento das áreas de concessão das empresas RGE Sul e RGE a partir de 1º de janeiro de 2019, com incorporação pela RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. - RGE e definição da data-base para reajuste e revisão da concessão reagrupada para 19 de junho.

Conforme disposto na Resolução Normativa n.º 716/2016, o primeiro Reajuste Tarifário Anual das empresas após o agrupamento foi calculado pela soma dos valores definidos para cada uma das empresas originais.

No reajuste tarifário anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, as empresas distribuidoras de energia elaboram os pleitos para o reajuste das tarifas de energia elétrica, com base em fórmula definida no contrato de concessão, que considera para os custos não gerenciáveis (Parcela A), as variações de custo

incorridas no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IGP-M, ajustado pela aplicação do Fator X.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.557, de 11 de junho de 2019, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da distribuidora resultante do processo de reajuste tarifário de 2019, cujos feitos médios específicos a serem percebidos pelos consumidores, conforme a tarifa da distribuidora anterior responsável pelo atendimento, de acordo com a tabela seguinte:

Grupo de Consumo	Variação Tarifária	
	RGE Sul	RGE
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	-0,58%	11,32%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	2,94%	7,04%
Efeito Médio AT+BT	1,72%	8,63%

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.

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.

32.1. Balanço Patrimonial

	31/12/2020			31/12/2019		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativo						
Ativo Circulante	3.986.394	(431.711)	3.554.682	2.511.862	(498.251)	2.013.611
Caixa e Equivalentes de Caixa	392.601	-	392.601	74.323	-	74.323
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.405.990	-	1.405.990	1.339.776	-	1.339.776
Serviços em Curso	93.813	(261)	93.552	51.981	428	52.409
Tributos Compensáveis	83.911	-	83.911	76.226	-	76.226
Depósitos Judiciais e Cauções	54	-	54	-	-	-
Almoxarifado Operacional	19.273	-	19.273	24.628	-	24.628
Investimentos Temporários	757.705	-	757.705	866	-	866
Ativos Financeiros Setoriais	619.904	(431.573)	188.331	839.989	(498.088)	341.901
Despesas Pagas Antecipadamente	21.130	-	21.130	14.988	-	14.988
Instrumentos Financeiros Derivativos	486.476	-	486.476	14.166	-	14.166
Outros Ativos Circulantes	105.538	122	105.660	74.919	(592)	74.327
Ativo Não Circulante	9.495.817	(1.006.084)	8.489.733	9.034.649	(1.220.434)	7.814.214
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	108.877	-	108.877	127.151	-	127.151
Tributos Compensáveis	94.222	-	94.222	91.257	-	91.257
Depósitos Judiciais e Cauções	123.808	-	123.808	117.494	461	117.955
Investimentos Temporários	70	-	70	461	(461)	-
Tributos Diferidos	157.841	9.462	167.303	319.508	99.239	418.747
Ativos Financeiros Setoriais	252.274	(252.274)	-	303.727	(303.727)	-
Despesas Pagas Antecipadamente	5.877	-	5.877	212	-	212
Bens e Direitos para Uso Futuro	378	(378)	-	378	(378)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	398.645	-	398.645	183.444	-	183.444
Ativo Financeiro da Concessão	-	4.513.915	4.513.915	-	3.801.382	3.801.382
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	375.578	(375.578)	-	427.681	(427.681)	-
Imobilizado	7.736.835	(7.736.835)	-	7.237.601	(7.237.601)	-
Ativo contratual em curso	-	618.617	618.617	-	445.157	445.157
Intangível	241.411	2.216.987	2.458.397	225.736	2.403.175	2.628.911
Total do Ativo	13.482.211	(1.437.796)	12.044.415	11.546.511	(1.718.685)	9.827.825
Passivo						
Passivo Circulante	4.179.241	(431.573)	3.747.668	2.095.243	(498.088)	1.597.156
Fornecedores	1.052.529	-	1.052.529	783.901	-	783.901
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.933.668	-	1.933.668	259.247	-	259.247
Obrigações Sociais e Trabalhistas	51.930	-	51.930	50.275	-	50.275
Benefício Pós-Emprego	35	-	35	42	-	42
Tributos	171.031	-	171.031	184.456	-	184.456
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	163.307	-	163.307	-	-	-
Encargos Setoriais	230.635	-	230.635	184.477	-	184.477
Passivos Financeiros Setoriais	431.573	(431.573)	-	498.088	(498.088)	-
Outros Passivos Circulantes	144.532	-	144.532	134.758	-	134.758
Passivo Não Circulante	5.741.571	(985.453)	4.756.118	5.311.375	(1.031.325)	4.280.050
Fornecedores	189.578	-	189.578	148.247	-	148.247
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	4.039.714	-	4.039.714	3.582.543	-	3.582.543
Benefício Pós-Emprego	176.409	-	176.409	177.506	-	177.506
Tributos	-	3.148	3.148	-	-	-
Provisão para Litígios	234.966	(3.148)	231.817	204.044	-	204.044
Encargos Setoriais	2.548	-	2.548	77.698	-	77.698
Passivos Financeiros Setoriais	260.928	(252.274)	8.654	304.846	(303.727)	1.119
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	-	120	-	120
Outros Passivos Não Circulantes	104.249	-	104.249	88.773	-	88.773
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	733.179	(733.179)	-	727.599	(727.599)	-
Total do Passivo	9.920.811	(1.417.026)	8.503.786	7.406.618	(1.529.413)	5.877.205
Patrimônio Líquido						
Capital Social	2.820.677	-	2.820.677	2.809.820	-	2.809.820
Reservas de Capital	184.819	-	184.819	195.676	-	195.676
Outros Resultados Abrangentes	386.653	(527.392)	(140.739)	451.794	(591.260)	(139.466)
Reservas de Lucros	675.872	-	675.872	340.247	308.566	648.814
Prejuízos Acumulados	(506.622)	506.622	-	(81.942)	81.942	-
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	-	-	-	424.296	11.479	435.776
Total do Patrimônio Líquido	3.561.399	(20.770)	3.540.630	4.139.892	(189.273)	3.950.620
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	13.482.211	(1.437.796)	12.044.415	11.546.511	(1.718.686)	9.827.825

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 2020 e 2019:

Reclassificações e ajustes de 2020:

	Regulatório	Reclassificações						Ajustes				
		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 (32.3.6)
Ativo												
Ativo Circulante												
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
Ativo Não Circulante												
Tributos diferidos	157.841	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.462
Ativos Financeiros Setoriais	252.274	(252.274)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.513.915
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	4.025.026	-	(296.737)	-	-	-	785.626	-	-	-
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)	(3.135.969)	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
	9.583.571	(683.847)	-	-	(595.399)	-	-	(138)	(966.874)	785.626	13.374	9.462
Passivo												
Passivo Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	431.573	(431.573)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante												
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)	-	-	-	-
	1.660.645	(683.847)	-	-	(595.399)	-	-	-	(137.780)	-	-	243.619
Total	7.922.926	-	-	-	-	-	-	(138)	(829.094)	785.626	19.966	9.462
												7.902.156

(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.

Reclassificações e ajustes de 2019:

	Regulatório	Reclassificações						Ajustes				Societário
		Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigação Especial (c)	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 (32.3.6)	
Ativo												
Ativo Circulante												
Serviços em Curso	51.981	-	-	-	-	-	428	-	-	-	52.409	
Ativos Financeiros Setoriais	839.989	(498.088)	-	-	-	-	-	-	-	-	341.901	
Outros Ativos Circulantes	74.919	-	-	-	-	-	(592)	-	-	-	74.327	
Ativo Não Circulante												
Tributos diferidos	319.508	-	-	-	-	-	-	-	-	99.239	418.747	
Ativos Financeiros Setoriais	303.727	(303.727)	-	3.460.108	-	(274.409)	-	-	615.683	-	3.801.382	
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	3.460.108	-	-	-	-	-	-	-	-	
Bens e Direitos para Uso Futuro	378	-	-	-	-	(378)	-	-	-	-	-	
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	427.681	-	-	-	-	(427.681)	-	-	-	-	-	
Imobilizado	7.237.601	-	(3.460.108)	(3.006.254)	274.409	-	-	(1.045.648)	-	-	-	
Ativo contratual em curso	-	-	-	533.878	(88.721)	-	-	-	-	-	445.157	
Intangível	225.736	-	-	2.472.376	(491.821)	428.059	-	(28.664)	-	23.225	2.628.911	
	9.481.519	(801.815)	-	-	(580.542)	-	(164)	(1.074.313)	615.683	23.225	99.239	7.762.834
Passivo												
Passivo Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	498.088	(498.088)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Passivo Não Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	304.846	(303.727)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.119	
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	727.599	-	-	(580.542)	-	-	(147.057)	-	-	-	-	
	1.530.532	(801.815)	-	-	(580.542)	-	-	(147.057)	-	-	1.119	
Total	7.950.987	-	-	-	-	-	(164)	(927.256)	615.683	23.225	99.239	7.761.715

(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 liquidas 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.

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Total do ativo conforme contabilidade societária	12.044.415	9.827.825
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	3.531.713	3.721.348
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(2.564.839)	(2.647.035)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(785.626)	(615.683)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	(13.374)	(23.225)
Ajustes de Outros Ativos Circulantes	138	164
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.6)	(9.462)	(99.239)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	683.847	801.815
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	595.399	580.542
Total do ativo regulatório	13.482.211	11.546.511

- (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) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas líquidas 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.

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	3.540.630	3.950.620
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	3.287.811	3.477.185
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(2.458.457)	(2.549.929)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(785.626)	(615.683)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	(13.635)	(23.225)
Ajustes de Outros Ativos Circulantes	138	164
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.6)	(9.462)	(99.239)
Patrimônio líquido regulatório	3.561.399	4.139.892

32.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2020			2019		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Receita / Ingresso	11.872.040	1.216.670	13.088.709	11.929.290	1.025.389	12.954.679
Fornecimento de Energia Elétrica	4.646.077	-	4.646.077	5.064.738	-	5.064.738
Suprimento de Energia Elétrica	431.813	-	431.813	462.518	-	462.518
Energia Elétrica de Curto Prazo	63.698	-	63.698	212.852	-	212.852
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	5.963.106	(48.800)	5.914.306	5.517.234	(54.235)	5.462.999
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	78.993	-	78.993	(98.774)	-	(98.774)
Serviços Cobráveis	10.507	-	10.507	14.865	-	14.865
Doações, Contribuições e Subvenções						
Vinculadas ao Serviço Concedido	677.845	-	677.845	755.858	-	755.858
Outras Receitas	-	1.265.469	1.265.469	-	1.079.624	1.079.624
Tributos	(3.826.408)	-	(3.826.408)	(3.817.890)	-	(3.817.890)
ICMS	(2.725.610)	-	(2.725.610)	(2.707.461)	-	(2.707.461)
PIS-PASEP	(196.304)	-	(196.304)	(198.017)	-	(198.017)
COFINS	(904.188)	-	(904.188)	(912.076)	-	(912.076)
ISS	(307)	-	(307)	(336)	-	(336)
Encargos - Parcela "A"	(1.040.221)	-	(1.040.221)	(1.156.276)	(372)	(1.156.648)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(35.532)	-	(35.532)	(35.296)	(186)	(35.482)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(35.532)	-	(35.532)	(35.296)	(186)	(35.482)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(953.809)	-	(953.809)	(1.014.486)	-	(1.014.486)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(10.461)	-	(10.461)	(9.614)	-	(9.614)
Outros Encargos	(4.888)	-	(4.888)	(61.584)	-	(61.584)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	7.005.410	1.216.670	8.222.080	6.957.719	1.022.425	7.980.142
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(4.783.190)	(26.415)	(4.809.605)	(4.782.980)	(3.614)	(4.786.593)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.744.324)	(26.415)	(3.770.739)	(3.907.241)	(3.614)	(3.910.855)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(88.484)	-	(88.484)	(115.129)	-	(115.129)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(950.382)	-	(950.382)	(760.610)	-	(760.610)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	2.222.220	1.190.255	3.412.475	2.174.739	1.018.810	3.193.549
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(1.416.259)	(958.390)	(2.374.649)	(1.377.323)	(823.729)	(2.201.052)
Pessoal e Administradores	(328.365)	-	(328.365)	(326.806)	-	(326.806)
Entidade de previdência privada	(14.583)	-	(14.583)	(10.023)	-	(10.023)
Material	(67.675)	-	(67.675)	(67.127)	-	(67.127)
Serviços de Terceiros	(262.074)	-	(262.074)	(268.105)	-	(268.105)
Arrendamento e Aluguéis	(30.951)	-	(30.951)	(20.247)	-	(20.247)
Seguros	(1.556)	-	(1.556)	(1.125)	-	(1.125)
Doações, Contribuições e Subvenções	(2.043)	-	(2.043)	(867)	-	(867)
Provisões	(79.011)	-	(79.011)	(58.180)	-	(58.180)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(79.683)	-	(79.683)	(76.097)	-	(76.097)
(-) Recuperação de Despesas	6.169	-	6.169	7.600	-	7.600
Tributos	(2.959)	-	(2.959)	(2.741)	-	(2.741)
Depreciação e Amortização	(454.451)	64.164	(390.287)	(439.160)	74.787	(364.374)
Depreciação	(367.181)	367.181	-	(349.042)	349.042	-
Amortização	(87.270)	87.270	-	(90.118)	90.118	-
Gastos Diversos da atividade vinculada	(108.657)	-	(108.657)	(121.666)	-	(121.666)
Outras Receitas Operacionais	112.287	(112.287)	-	113.073	(113.073)	-
Outras Despesas Operacionais	(102.705)	(910.267)	(1.012.972)	(105.850)	(785.443)	(891.293)
Resultado da Atividade	805.961	231.865	1.037.826	794.822	197.675	992.497
Resultado Financeiro	(113.075)	27.546	(85.529)	(111.945)	3.082	(108.863)
Receitas Financeiras	989.064	(765.793)	223.271	258.753	(78.534)	180.219
Despesas Financeiras	(1.102.138)	793.339	(308.800)	(372.070)	82.988	(289.082)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	692.886	259.411	952.297	681.506	202.129	883.633
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(174.525)	(90.161)	(264.687)	(189.607)	(70.031)	(259.638)
Resultado Líquido do Exercício	518.361	169.249	687.610	491.899	132.098	623.996
Atribuível aos Acionistas Controladores	518.361	169.249	687.610	491.899	132.098	623.996

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 2020 e 2019:

Reclassificações e ajustes de 2020:

	Regulatório	Reclassificações							Ajustes				IR e CS Diferidos (32.3.6)	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 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 (32.3.5)		
Receita/Ingresso														
Disponibilização do Sistema de Transmissão e D	5.963.106	-	(48.800)	100.918	-	-	-	-	-	169.682	-	-	5.914.306	
Outras receitas		994.869											1.265.469	
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"														
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.744.324)	-	-	-	-	-	(26.415)	-	-	-	-	-	(3.770.739)	
Custos Gerenciáveis - Parcela "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)	
Resultado Financeiro														
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)	
Despesa com Impostos sobre o Lucro														
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(174.525)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(90.161) (264.687)	
Lucro Líquido	518.361	-	-	-	-	-	-	-	98.339	169.682	(9.741)	1.131	(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 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.

Reclassificações e ajustes de 2019:

	Regulatório	Reclassificações							Ajustes					Societário
		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 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)	Encargos setoriais – P&D e PEE (32.3.4)	Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (32.3.5)	
Receita/Ingresso														
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	5.517.234			(54.234)		104.052								5.462.999
Outras receitas	-	873.042		-										1.079.624
Encargos - Parcada "A"														
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(35.296)													
Programa de Eficiência Energética - PEE	(35.296)													
Custos Não Gerenciáveis - Parcada "A"														
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.907.241)													(3.910.855)
Custos Gerenciáveis - Parcada "B"														
Depreciação e Amortização	(439.160)													(364.374)
Outras receitas operacionais	113.073													
Outras despesas operacionais	(105.850)	(873.042)	54.234	(104.052)	(9.021)	9.021								(891.293)
Resultado Financeiro														
Receitas Financeiras	258.753						(45.516)		(33.018)					180.219
Despesas Financeiras	(372.070)						45.516	3.614	33.018					(289.082)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(189.607)													(70.031) (259.638)
Resultado líquido do exercício	491.899									107.037	102.529	(7.906)	(372)	840 (70.031) 623.996

- a) 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;
- b) 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;
- c) 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;
- d) 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;
- e) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a Companhia apresenta receita ou despesa financeira conforme o saldo, e para as demonstrações contábeis regulatórias a apresentação é feita de forma segregada, conforme MCSE;
- f) 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;
- g) 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

	2020	2019
Lucro líquido conforme contabilidade societária	687.610	623.996
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(25.329)	(25.280)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(73.010)	(81.757)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(169.682)	(102.529)
Ajustes do ativo intangível da concessão (32.3.3)	9.741	7.906
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (32.3.5)	(1.131)	(840)
Encargos setoriais – P&D e PEE (32.3.4)	-	372
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.6)	90.161	70.031
Lucro líquido regulatório	518.361	491.899

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 2020 e 2019, 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 2020 e 2019:

	31/12/2020			31/12/2019		
	Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	3.318.428	(2.379.123)	939.305	3.508.062	(2.462.414)	1.045.648
Ativo intangível	213.285	(185.716)	27.569	213.285	(184.621)	28.664
Obrigações especiais	(244.163)	106.383	(137.780)	(244.163)	97.106	(147.057)
Total	3.287.551	(2.458.457)	829.094	3.477.185	(2.549.929)	927.256
Efeito IR e CSLL	(1.117.767)	835.875	(281.981)	(1.182.243)	866.976	(315.267)
Efeito líquido	2.169.783	(1.622.581)	547.113	2.294.942	(1.682.953)	611.989

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. Encargos setoriais – P&D e PEE (CPC 47)

Os ajustes são decorrentes do reconhecimento das despesas de compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (DIC, FIC e outros), que para fins societários são reconhecidos como redução na receita operacional e na contabilidade regulatória na despesa operacional, afetando desta forma a base de cálculo (ROL) para apuração dos encargos P&D e eficiência energética.

32.3.5. Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (CPC 48)

Os ajustes são decorrentes da aplicação na contabilidade societária, onde o spread de risco é reconhecido no resultado abrangente e na contabilidade regulatória no resultado financeiro.

32.3.6. 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 31/12/2020	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Aluguéis	até 7 anos	26.772	51.808	40.166	7.218	125.964
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 7 anos	2.532.496	5.038.194	5.605.470	5.166.533	18.342.692
Compra de energia de Itaipu	até 7 anos	1.113.048	2.084.971	2.007.451	1.862.402	7.067.872
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 7 anos	1.068.277	2.757.661	3.046.354	2.505.633	9.377.924
Projetos de construção de Subestação	até 2 anos	59.120	101	-	-	59.221
Total		4.799.713	9.932.734	10.699.441	9.541.785	34.973.673

34 TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2020, um valor de R\$ 13.082 (R\$ 11.495 em 2019) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado (nota 25).

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 1^a 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 1^a 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 Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS

Em 09 de fevereiro de 2021, a Companhia teve transitado em julgado pelo Tribunal Regional Federal da 4^a Região, decisão favorável em processo judicial no qual foi reconhecido o direito à não inclusão dos valores do ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente. A Companhia estima o valor a recuperar em aproximadamente R\$ 1.8 bilhões (com base na Orientação da Receita Federal 13/2018) e está avaliando os montantes a serem reembolsados aos consumidores de acordo com os aspectos legais e regulatórios, bem como os respectivos impactos contábeis e financeiros da referida decisão, em conjunto com seus assessores legais.

36.2 – Novas medidas regulatórias para preservação do serviço público de distribuição de energia elétrica

Em 01 de abril de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Normativa (REN) Nº 928, aprovada em 26 de março de 2021, que revoga as REN Nº 878 de 24 de março de 2020, REN Nº 886 de 15 de Junho de 2020 e a REN Nº 886 de 21 de Julho de 2020. Além disso, estabelece novos procedimentos comerciais a serem adotados pelas distribuidoras para enfrentamento a segunda onda de COVID 19 entre a data de sua publicação até 30 de junho de 2021. Dentre as medidas, as mais relevantes são a restrição de suspensão de cortes por inadimplência para as subclasses residenciais de baixa renda até 30 de junho, 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.

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 OLIVERIA PEREIRA

Diretor de Operações

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA

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
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 2020 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, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da resolução normativa nº 605 de 11 de março de 2014.

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 2020, 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 às 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 sucedem 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. Envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.</p> <p>Alisamos 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>No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes que afetariam a mensuração e a divulgação do reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada, os quais não foram registrados pela administração, por terem sido considerados imateriais. 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 contábeis regulatórias tomadas em conjunto relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020.</p>

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 2020, 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 2021.

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 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 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 regulatórias 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.

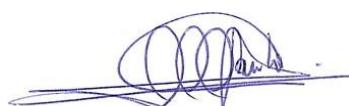
Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, 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 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, 22 de abril de 2021

KPMG Auditores Independentes

CRC 2SP027612/O-4



Marcio José dos Santos

Contador CRC 1SP252906/O-0

TERMO DE RESPONSABILIDADE

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.

Campinas, 22 de abril de 2021.

Concessionária: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA

TERM OF RESPONSIBILITY

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.

Campinas, April 22, 2021.

Concessionnaire: 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

<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/7998-328B-A504-BCF5>.

Por motivo de segurança e sigilo das informações, não é permitido o download do documento pela tela de validação de assinatura.

Código para verificação: 7998-328B-A504-BCF5



Hash do Documento

C138B14BD8933BC8480996A6A4E2316FF95A331AD1AB93E533788F3B07B729F2

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 22/04/2021 é(são) :

- Nome no certificado:** Marco Antonio Villela de Abreu em 22/04/2021 19:08 UTC-03:00
Tipo: Assinatura Eletrônica
Identificação: Por email: marcovillela@cpfl.com.br

Evidências

Client Timestamp Thu Apr 22 2021 19:08:01 GMT-0300 (GMT-03:00)
Geolocation Latitude: -22.8622336 Longitude: -47.0450176 Accuracy: 336372
IP 177.128.175.2
Assinatura:

**Hash Evidências:**

76A521FBAF2605D3B0CA62EEBDB795ECAC3FE63D78B63B4D08A6764A5724D801

Nome no certificado: Yuehui Panem 22/04/2021 16:36 UTC-03:00

Tipo: Assinatura Eletrônica

Identificação: Por email: panyuehui@cpfl.com.br

Evidências

Client Timestamp Thu Apr 22 2021 16:36:35 GMT-0300 (-03)

Geolocation Location not shared by user.

IP 187.116.95.216

Assinatura:**Hash Evidências:**

A2E88E0B51A4CCE8C6386DA989F182B880182E57F025B3961A08A8BBC23B14F7

Nome no certificado: Ana Paula Peressim De Pauloem 22/04/2021 11:25 UTC-03:00

Tipo: Assinatura Eletrônica

Identificação: Por email: anapaula@cpfl.com.br

Evidências

Client Timestamp Thu Apr 22 2021 11:25:45 GMT-0300 (GMT-03:00)

Geolocation Latitude: -22.739548 Longitude: -47.319298 Accuracy: 500

IP 177.128.175.2

Assinatura:

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Aná Paula".

Hash Evidências:

E1F848B69BEB0BC0FD13DC62E02D91AB42A09DF41AC177F321BD8F3E93B9B713