

Demonstrações Contábeis Societárias

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA Balancos 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	135.653	56.974
Títulos e valores mobiliários	6	100.013	-
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	173.181	172.864
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	1.313	8.964
Outros tributos a compensar	8	13.144	12.632
Derivativos	31	18.895	-
Ativo financeiro setorial	9	27.997	54.405
Estoques		2.684	2.767
Outros ativos	12	36.765	31.634
Total do circulante		509.646	340.239
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	10.182	10.927
Depósitos judiciais	20	22.262	22.052
Outros tributos a compensar	8	169.268	183.012
Derivativos	31	68.656	4.558
Ativo financeiro da concessão	11	70.902	42.241
Outros ativos	12	145	233
Ativo contratual	13	72.928	81.847
Intangível	14	902.825	778.837
Total do não circulante		1.317.169	1.123.706
Total do ativo		1.826.815	1.463.945

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
Balancos 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	158.631	130.569
Empréstimos e financiamentos	16	84.447	59.933
Debêntures	17	334	804
Taxas regulamentares	18	4.013	10.239
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	19	30.476	33.084
Dividendo e juros sobre capital próprio	22	22.543	43.201
Obrigações estimadas com pessoal		4.603	4.314
Derivativos	31	-	622
Outras contas a pagar	21	80.819	32.634
Total do circulante		385.866	315.400
Não circulante			
Fornecedores		949	-
Empréstimos e financiamentos	16	539.144	322.239
Debêntures	17	189.797	189.738
Débitos fiscais diferidos	10	31.445	2.326
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	20	23.322	19.235
Derivativos	31	-	6.037
Passivo financeiro setorial	9	7.240	2.924
Outras contas a pagar	21	119.101	140.419
Total do não circulante		910.997	682.919
Patrimônio líquido			
	22		
Capital social		170.413	170.413
Reserva de capital		503	513
Reserva legal		34.083	33.828
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		323.194	258.944
Resultado abrangente acumulado		1.758	1.927
Total do patrimônio líquido		529.951	465.625
Total do passivo e do patrimônio líquido		1.826.815	1.463.945

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de Reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	2020	2019
Receita operacional líquida	24	1.310.358	1.220.707
Custo do serviço			
Custo com energia elétrica	25	(752.822)	(697.109)
Custo com operação		<u>(121.287)</u>	<u>(113.178)</u>
Amortização		(53.283)	(46.144)
Outros custos com operação	26	(68.004)	(67.034)
Custo do serviço prestado a terceiros	26	<u>(213.447)</u>	<u>(161.321)</u>
Lucro operacional bruto		<u>222.801</u>	<u>249.099</u>
Despesas operacionais			
Despesas com vendas		<u>(30.067)</u>	<u>(27.703)</u>
Amortização		(174)	(121)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(5.196)	(4.692)
Outras despesas com vendas	26	(24.697)	(22.890)
Despesas gerais e administrativas		<u>(48.561)</u>	<u>(50.802)</u>
Amortização		(4.422)	(4.551)
Outras despesas gerais e administrativas	26	(44.139)	(46.251)
Outras despesas operacionais	26	<u>(9.846)</u>	<u>(13.420)</u>
Resultado do serviço		134.327	157.174
Resultado financeiro	27		
Receitas financeiras		36.147	32.330
Despesas financeiras		<u>(40.684)</u>	<u>(42.887)</u>
		(4.538)	(10.556)
Lucro antes dos tributos		129.790	146.618
Contribuição social	10	(10.413)	(12.046)
Imposto de renda	10	<u>(28.950)</u>	<u>(33.343)</u>
		(39.363)	(45.390)
Lucro líquido do exercício		<u><u>90.427</u></u>	<u><u>101.228</u></u>
Lucro líquido básico e diluído por lote mil ação ordinária - R\$	23	251,84	281,93

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA

Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019

(Em milhares de Reais)

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Lucro líquido do exercício	90.427	101.228
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	(168)	28
Resultado abrangente do exercício	<u>90.259</u>	<u>101.256</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de Reais)

	Reserva de Lucros					Lucros acumulados	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva estatutária - reforço de capital de giro	Resultado abrangente acumulado		
Saldos em 31 de dezembro de 2018	170.413	529	28.767	190.432	1.898	-	392.040
Resultado abrangente total							
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	101.228	101.228
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	28	-	28
Mutações internas do patrimônio líquido							
Constituição da reserva legal	-	-	5.061	-	-	(5.061)	-
Realização da correção monetária especial - lei nº 8.200/91	-	(16)	-	-	-	16	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	68.511	-	(68.511)	-
Transações de capital com os acionistas							
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	(3.473)	(3.473)
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	(24.198)	(24.198)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	170.413	513	33.828	258.944	1.927	-	465.625
Resultado abrangente total							
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	90.427	90.427
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	(168)	-	(168)
Mutações internas do patrimônio líquido							
Constituição da reserva legal	-	-	255	-	-	(255)	-
Realização da correção monetária especial - lei nº 8.200/91	-	(11)	-	-	-	11	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	64.251	-	(64.251)	-
Transações de capital com os acionistas							
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	(22.595)	(22.595)
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	(3.337)	(3.337)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	170.413	503	34.083	323.194	1.758	-	529.951

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
Demonstrações dos fluxos de caixa para os períodos findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de Reais)

	31/12/2020	31/12/2019
Lucro antes dos tributos	129.790	146.618
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	57.879	50.816
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	7.740	6.440
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	5.196	4.692
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	25.796	28.245
Perda (ganho) na baixa de não circulante	9.494	13.119
	235.895	249.930
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(4.775)	(10.105)
Tributos a compensar	21.949	(173.925)
Depósitos judiciais	179	2.948
Ativo financeiro setorial	29.211	30.753
Contas a receber - CDE	4.313	(6.422)
Outros ativos operacionais	(11.712)	(5.407)
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	29.011	47.341
Outros tributos e contribuições sociais	(6.059)	542
Taxas regulamentares	(6.226)	4.178
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(6.516)	(19.675)
Passivo financeiro setorial	2.002	(2.876)
Contas a pagar - CDE	14.157	(3.236)
Outros passivos operacionais	15.338	130.155
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	316.767	244.201
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(22.411)	(30.232)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(10.965)	(56.601)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	283.391	157.368
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(99.997)	-
Adições de ativo contratual	(206.371)	(163.146)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(306.368)	(163.146)
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	221.758	300.389
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(80.305)	(311.263)
Liquidação de operações com derivativos	3.404	733
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(43.201)	-
Captações de mútuos com controladas e coligadas	1.405	-
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	(1.405)	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	101.656	(10.141)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	78.679	(15.919)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	56.974	72.892
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	135.653	56.974

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA

Demonstrações do valor adicionado para os períodos findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019

(Em milhares de Reais)

	2020	2019
1 - Receita	1.847.378	1.751.510
1.1 Receita de venda de energia e serviços	1.639.346	1.595.099
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	213.228	161.103
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(5.196)	(4.692)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(1.140.703)	(1.028.595)
2.1 Custo com energia elétrica	(835.753)	(772.585)
2.2 Material	(134.564)	(118.681)
2.3 Serviços de terceiros	(133.279)	(96.523)
2.4 Outros	(37.107)	(40.805)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	706.674	722.915
4 - Retenções	(58.195)	(50.923)
4.1 Depreciação e amortização	(58.195)	(50.923)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	648.479	671.992
6 - Valor adicionado recebido em transferência	37.905	34.135
6.1 Receitas financeiras	37.905	34.135
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	686.385	706.127
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	53.141	53.850
8.1.1 Remuneração direta	33.659	33.763
8.1.2 Benefícios	17.449	17.912
8.1.3 F.G.T.S	2.032	2.176
8.2 Impostos, taxas e contribuições	499.634	506.506
8.2.1 Federais	253.205	253.195
8.2.2 Estaduais	246.221	253.095
8.2.3 Municipais	208	216
8.3 Remuneração de capital de terceiros	43.183	44.543
8.3.1 Juros	42.431	43.759
8.3.2 Aluguéis	752	784
8.4 Remuneração de capital próprio	90.427	101.228
8.4.1 Juros sobre capital próprio (incluindo adicional proposto)	22.595	24.198
8.4.2 Dividendos (incluindo adicional proposto)	3.337	3.473
8.4.3 Lucros retidos	64.494	73.557
	686.385	706.127

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz" 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. As demonstrações financeiras na íntegra estão disponíveis na sede da Companhia. 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 CPFL Santa Cruz cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 476 mil clientes, em 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 3 em Minas Gerais e 3 no Paraná.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 4,1% em relação ao exercício de 2019. Destacam-se as classes industrial e comercial, que registraram respectivamente uma redução de 27,72 % e 13,9% 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 março de 2020, por meio da Resolução Homologatória nº 2.668, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Santa Cruz em 10,71%, sendo 3,20% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 7,51% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 0,20% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 4,79% e da Parcela B de -1,59%. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2020.

3. Desempenho operacional

Clientes: a CPFL Santa Cruz encerrou o ano de 2020 com 476 mil clientes, com aumento de 10 mil consumidores, representando um crescimento de 2,1%.

Vendas de energia

Em 2020, as vendas para o mercado cativo totalizaram 2.238 GWh, uma queda de 4,1% 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 38,9% para a classe residencial, 13,3% para a classe comercial e 12,5% para a classe industrial. Para essas classes de consumo destaca-se:

- **Classe Residencial:** aumento de 4,1%, refletindo principalmente o incremento de unidades consumidoras em 2020 em relação a 2019;
- **Classes Comercial e Industrial:** reduções de 13,9% e 27,7%, 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 CPFL Santa Cruz obteve, em 2020, o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 84,2%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADÉE, resultado 7,0 pontos acima do resultado de 2019. O índice foi superior à média nacional de 74,9%.

Fornecimento de energia: A CPFL Santa Cruz 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 4,89 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 3,68 vezes, entre os menores do setor.

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\$ 1.853 milhões em 2020, representando um aumento de 5,5% (R\$ 96 milhões), decorrente da variação de R\$ 58 milhões nos ativos e passivos financeiros setoriais; além dos aumentos: (i) de 32,4% na receita com construção de infraestrutura (R\$ 52 milhões); (ii) de 19,8% em outras receitas (R\$ 43 milhões); (iii) de 6,6% no suprimento de energia elétrica (R\$ 5 milhões); e (iv) de 113,5% no ativo financeiro da concessão (R\$ 1 milhão). Esses aumentos foram parcialmente compensados pela redução de 4,8% (R\$ 64 milhões) no fornecimento de energia elétrica.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 542 milhões em 2020, representando um aumento de 1,3% (R\$ 7 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 1.310 milhões em 2020, representando um aumento de 7,3% (R\$ 90 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA): em 2020, o EBITDA foi de R\$ 192 milhões, representando uma redução de 7,6% (R\$ 16 milhões), devido aos aumentos: (i) de 8,0% no custo com energia elétrica (R\$ 56 milhões); e (ii) de 32,4% nos custos com construção de infraestrutura (R\$ 52 milhões), que tem contrapartida na receita líquida em igual valor. Estas variações foram parcialmente compensadas pelos seguintes fatores: (i) aumento de 7,3% na receita líquida (R\$ 90 milhões); e (ii) redução de 1,6% (R\$ 2,5 milhão) no PMSO (despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros Custos/Despesas Operacionais), em função de:

- ✓ Redução de 4,3% (R\$ 2 milhões) nas despesas com pessoal;

- ✓ Aumento de 4,1% (R\$ 0,5 milhão) nas despesas com material;
- ✓ Aumento de 7,1% (R\$ 3 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Redução de 10,7% (R\$ 4 milhões) em outros custos/despesas operacionais.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
	2020	2019
Lucro Líquido	90.427	101.228
Amortização	57.879	50.815
Resultado Financeiro	4.538	10.556
Contribuição Social	10.413	12.046
Imposto de Renda	28.950	33.343
EBITDA	192.207	207.989

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

Lucro líquido: a CPFL Santa Cruz apurou lucro líquido de R\$ 90 milhões em 2020, representando uma redução de 10,7% (R\$ 11 milhões), refletindo a redução de 7,6% no EBITDA (R\$ 16 milhões) e o aumento de 13,9% na amortização (R\$ 7 milhões). Estas variações foram parcialmente compensadas pelas reduções de 57,0% na despesa financeira líquida (R\$ 6 milhões) e de 13,3% no Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 6 milhões).

Endividamento: no final de 2020, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Santa Cruz atingiu R\$ 726 milhões, representando um aumento de 26,3%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 206 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 CPFL Santa Cruz desenvolve iniciativas que buscam gerar valor para todos os seus públicos de relacionamento e mitigar os impactos de suas operações por meio da gestão dos riscos econômicos, ambientais e sociais associados aos seus negócios. Abaixo estão relacionados os destaques do exercício:

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 foi certificada na norma ISO 14001 em 2020, 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 seleto grupo de empresas, que fomentam a adoção voluntária de medidas de integridade e comprometidas em implementar ações voltadas à prevenção, detecção e remediação de atos de corrupção e fraude, 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: (i) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente – CMDCA (1% I.R.) – Em 2020, a CPFL Santa Cruz destinou R\$ 25 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 CPFL Santa Cruz destinou R\$ 25 mil para o Fundo Municipal da Pessoa Idosa de 3 municípios para apoiar projetos ampliação e melhorias no atendimento dos pacientes idosos de dois hospitais e uma instituição de longa permanência; **(iii) Apoio ao Pronas – Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência (1% I.R)** – Em 2020, a CPFL Santa Cruz destinou R\$ 25 mil para apoiar um projeto voltado à habilitação e inclusão da pessoa com deficiência; **(iv) Voluntariado** – Em 2020, foram desenvolvidas 4 ações, que envolveram cerca de 426 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em 1 cidade da área de concessão beneficiaram aproximadamente 187 pessoas diretamente; **(v) Eficiência Energética (0,5% da ROL)** – Foram investidos R\$ 6 milhões em projetos de eficiência energética, dos quais destacam-se: (a) R\$ 2,9 milhões em projetos de Iluminação Pública, que proporcionaram a substituição de 2.346 pontos de Iluminação por LED; (b) R\$ 690 mil em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo. Foram também investidos R\$ 620 mil no projeto educacional (c) CPFL nas Escolas, que capacitou 4.446 alunos do ensino fundamental no uso consciente e seguro da energia elétrica. Também desenvolveu (d) projeto bônus residencial com a substituição de 1.064 geladeiras ineficientes por geladeiras econômicas da tecnologia inverter, com um investimento de R\$ 752,6 mil. Por fim, (e) investiu R\$ 220 mil no Programa de Hospitais, que está implementando Sistemas de Geração Fotovoltaica e realizando a Substituição de lâmpadas por LED em Hospitais

Públicos e Filantrópicos; e **(vi) Escola de Eletricistas:** 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, foi realizada 1 turma, concluímos a formação de 12 novos eletricistas, sendo que 8 deles foram contratados.

Gestão de Recursos Humanos: Em 2020, treinamos 538 pessoas, que representa 95% do quadro de colaboradores. Foram 1.621 horas de treinamento online. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com 1 Escolas para formação de eletricistas concluída ao longo do ano e 1 em andamento/finalização, a previsão é 28 pessoas treinadas e 860 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 CPFL Santa Cruz para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia.

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias, a KPMG prestou serviços de assecuração de *covenants* e informações para o BNDES e revisão tributária - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF).

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.

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 CPFL Santa Cruz agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e 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 estabelecidos.

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.

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
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 Companhia Jaguari de Energia (com nome fantasia “CPFL Santa Cruz” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital fechado, 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 social da Companhia está localizada à Rua Vigato, nº 1620, 1º andar, sala 03, na cidade de Jaguariúna, estado de São Paulo, CEP 13820-000.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 7 de julho de 2045.

A área de concessão da Companhia contempla 45 municípios, sendo 39 no interior do Estado de São Paulo, 3 no norte do Estado do Paraná e 3 no sul do Estado de Minas Gerais, atendendo a aproximadamente 476 mil consumidores, entre os principais municípios estão Itapetininga, Jaguariúna, Mococa, Ourinhos e São José do Rio Pardo.

1.1 Impactos do COVID-19

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou que o coronavírus (COVID-19) é uma pandemia. O surto desencadeou decisões significativas de governos e entidades do setor privado, que somadas ao impacto potencial do surto, 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 e outubro foram efetuados pela CCEE, conforme o cronograma apresentado pela Companhia, no montante de R\$ 61.247, 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 31).

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 ressarcidos à Companhia para reequilibrar a saúde econômico-financeira do contrato de concessão.

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

objetivo de regular a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica, 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”).

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 31 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 – Débitos 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 31);
- 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 20 – 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 31 – 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 24).

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

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

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

3.3 Instrumentos financeiros

- Ativos financeiros

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

Mensuração subsequente e ganhos e perdas:

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado (VJR)	Esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros é reconhecido no resultado.
Ativos financeiros a custo amortizado	Estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por <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 31). No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

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

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

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

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

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

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

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

- Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. As classificações dos passivos financeiros são como 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 31.

- Capital social

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

3.4 Intangível e Ativo contratual

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

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

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

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 o CPC 48 descrita como perda de crédito esperada (*Expected Credit Losses*), contemplando em um único percentual da probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla a chance de perda (“PD” - *Probability of Default*), exposição financeira no momento do não cumprimento (“EAD” - *Exposure At Default*) e a perda dada pela inadimplência (“LGD” - *Loss Given Default*).

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

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

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

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

- Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros 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: intangível de concessão e outros intangíveis) 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. Em período subsequente, 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 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.

3.8 Reconhecimento de receita

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

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

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

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

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

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

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

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

3.9 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 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 diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social.

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.

3.10 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.

3.11 Subvenção governamental - CDE

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pela Companhia. São registradas no resultado dos exercícios nos quais a Companhia reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda, outros descontos tarifários, bem como os subsídios referente os valores recebidos para compensar a Companhia por despesas incorridas (Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares - nota 24.3).

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.

3.12 Ativo e passivo financeiro setorial

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

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

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

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

3.13 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 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 31) 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 a o valor original até o próximo processo de revisão tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Saldos bancários	10.262	12.406
Aplicações financeiras	125.392	44.567
Títulos de crédito privado (*)	125.391	44.567
Fundos de investimento	1	-
Total	<u>135.653</u>	<u>56.974</u>

(*) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDB's no montante de R\$ 125.391 (R\$ 37.566 em 31 de dezembro de 2019) e (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 7.001 em 31 de dezembro de 2019, ambas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo e baixo risco de crédito e com remuneração equivalente, na média, a 100,59% do CDI (97,75% do CDI em 31 de dezembro de 2019).

(6) TÍTULO E VALORES MOBILIÁRIOS

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Títulos e valores mobiliários		
Aplicação direta	100.013	-
Total	<u>100.013</u>	<u>-</u>

Representa valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira do Tesouro ("LFT"), através de cotas de fundos de investimentos, 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	34.516	25.441	3.512	63.470	59.034
Industrial	3.655	3.838	4.001	11.494	23.591
Comercial	8.054	3.463	380	11.896	18.039
Rural	5.711	2.487	345	8.543	9.105
Poder público	2.368	1.043	87	3.498	5.971
Iluminação pública	4.423	983	1.132	6.538	6.471
Serviço público	1.988	2.667	1.347	6.002	6.182
Faturado	60.715	39.921	10.805	111.441	128.393
Não faturado	52.203	-	-	52.203	40.646
Parcelamento de débito de consumidores	9.159	2.124	752	12.034	10.451
Operações realizadas na CCEE	6.255	-	-	6.255	2.181
Concessionárias e permissionárias	1.579	-	-	1.579	1.810
	129.910	42.045	11.557	183.512	183.481
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(10.331)	(10.616)
Total				173.181	172.864
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	3.257	-	-	3.257	4.187
Energia Livre	6.925	-	-	6.925	6.739
Total	10.182	-	-	10.182	10.927

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 31 (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	(8.918)	(649)	(9.566)
Provisão revertida (constituída) liquida	(9.784)	(17)	(9.801)
Recuperação de receita	5.109	-	5.109
Baixa de contas a receber provisionadas	2.977	-	2.977
Saldo em 31/12/2019	(10.616)	(666)	(11.282)
Provisão revertida (constituída) liquida	(9.884)	7	(9.877)
Recuperação de receita	4.681	-	4.681
Baixa de contas a receber provisionadas	5.488	-	5.488
Saldo em 31/12/2020	(10.331)	(659)	(10.990)

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 31 (e).

(8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	659	2.925
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	441	5.852
Imposto de renda e contribuição social a compensar	<u>212</u>	<u>186</u>
Imposto de renda e contribuição social a compensar	<u>1.313</u>	<u>8.964</u>
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	818	2.212
ICMS a compensar	11.611	9.916
Programa de integração social - PIS	129	88
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	586	407
Outros	-	8
Outros tributos a compensar	<u>13.144</u>	<u>12.632</u>
Total circulante	<u>14.457</u>	<u>21.596</u>
<u>Não circulante</u>		
ICMS a compensar	18.636	15.234
Programa de integração social - PIS	27.485	29.928
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	<u>123.146</u>	<u>137.849</u>
Outros tributos a compensar	<u>169.268</u>	<u>183.012</u>
Total não circulante	<u>169.268</u>	<u>183.012</u>

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.

Programa de integração social - PIS e Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS: refere-se a crédito constituído em razão de decisão judicial final favorável em última instância em 2019, a qual não está sujeita a novo recurso, do processo relacionado à exclusão dos montantes de ICMS na base de cálculo das contribuições ao PIS e COFINS (relacionado aos processos originais de quatro companhias agrupadas - CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa), bem como o direito de ressarcimento de valores anteriormente pagos. O crédito foi calculado em conformidade com a Orientação da Receita Federal 13/2018.

Baseada em opiniões legais, a Companhia entende que o montante recebido como crédito fiscal após o trânsito em julgado deverá ser reembolsado aos consumidores assim que a Receita Federal aprovar tais compensações de

crédito, limitado ao prazo prescricional de 10 anos. Em 2019, a Companhia registrou um passivo relacionado à necessidade de devolução desse crédito fiscal ao consumidor, considerando tal período.

Portanto, para o período encerrado em 31 de dezembro de 2020, a CPFL Santa Cruz possui um ativo de R\$ 150.631 na rubrica de “Outros tributos a compensar”, em contrapartida a um passivo de R\$ 134.635 em “Outras contas a pagar – consumidores” (nota 21), sendo que deste montante R\$ 20.151 já foram compensados ao longo do ano.

(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

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

	Saldo em 31/12/2019			Receita operacional (nota 24)		Resultado financeiro (nota 27)	Recebimento	Saldo em 31/12/2020		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Conta COVID	Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	60.509	17.825	78.333	78.150	(51.043)	1.324	(61.247)	35.625	9.894	45.519
CVA (*)										
CDE (**)	2.189	2.796	4.984	4.909	(10.277)	198	2.265	21	2.059	2.080
Custos energia elétrica	709	3.385	4.094	(50.027)	11.494	457	19.672	(10.362)	(3.949)	(14.310)
ESS e EER (***)	(21.886)	(7.278)	(29.164)	(7.394)	24.267	(497)	19.191	11.725	(5.322)	6.403
Proinfra	-	173	173	(832)	496	(22)	(234)	(235)	(184)	(419)
Rede básica	21.547	2.932	24.479	35.772	(19.610)	(213)	(13.606)	22.639	4.183	26.822
Repasse de Itaipu	63.374	15.350	78.724	98.313	(63.346)	1.418	(70.800)	29.496	14.813	44.309
Transporte de Itaipu	1.822	434	2.256	3.033	(1.836)	30	(908)	2.135	439	2.574
Neutralidade dos encargos setoriais	(5.369)	2.140	(3.229)	(343)	264	(65)	(9.591)	(12.303)	(661)	(12.964)
Sobrecontratação	(1.877)	(2.107)	(3.984)	(5.281)	7.505	18	(7.235)	(7.491)	(1.485)	(8.976)
Outros componentes financeiros	(26.289)	(563)	(26.852)	(5.653)	8.577	(835)	-	(22.179)	(2.584)	(24.762)
Total	34.220	17.262	51.481	72.498	(42.466)	489	(61.247)	13.446	7.310	20.756
Ativo circulante			54.405							27.997
Passivo não circulante			(2.924)							(7.240)

(*) 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\$ 61.247 correspondente ao valor líquido entre ativos e passivos financeiros setoriais, relativos às competências de abril a setembro de 2020. Esse recebimento representa o montante declarado e homologado pela ANEEL.

CVA: referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.12. 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 ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que será amortizado quando da homologação do 6º ciclo de revisão tarifária periódica e no próximo reajuste tarifário.

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

DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

10.1 Composição dos créditos (débitos) fiscais:

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
<u>Crédito (Débito) de contribuição social</u>		
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(8.336)	(628)
Subtotal	(8.336)	(628)
<u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u>		
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(23.109)	(1.698)
Subtotal	(23.109)	(1.698)
Total	<u>(31.445)</u>	<u>(2.326)</u>

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis está baseada nas projeções de resultados futuros.

10.2 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	<u>31/12/2020</u>		<u>31/12/2019</u>	
	<u>CSSL</u>	<u>IRPJ</u>	<u>CSSL</u>	<u>IRPJ</u>
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	1.948	5.412	1.593	4.424
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	989	2.748	1.015	2.821
Programas de P&D e eficiência energética	640	1.779	1.068	2.968
Provisão relacionada a pessoal	228	632	234	650
Marcação a Mercado - Derivativos	(391)	(1.085)	(74)	(206)
Marcação a Mercado - Dívidas	92	256	149	415
Derivativos	(7.571)	(21.031)	276	765
Registro da concessão - ajuste do intangível	(4.039)	(11.220)	(4.819)	(13.387)
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(1.335)	(3.708)	(1.106)	(3.072)
Instrumentos financeiros	804	2.235	804	2.235
Outros	538	1.539	495	1.419
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Marcação a Mercado - Derivativos	85	236	(9)	(26)
Marcação a Mercado - Dívidas	(325)	(902)	(253)	(703)
Total	<u>(8.336)</u>	<u>(23.109)</u>	<u>(628)</u>	<u>(1.698)</u>

10.3 Expectativa do período de recuperação:

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis, estão baseados no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação

2021	8.142
2022	2.165
2023	2.165
2024	1.359
2025	1.359
2026 a 2028	2.831
2029 a 2031	1.472
Total	19.492

10.4 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	129.790	129.790	146.618	146.618
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(1.630)	(1.630)	(600)	(600)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	8.572	8.572	8.906	8.906
Despesa Juros sobre o capital próprio	(22.595)	(22.595)	(24.198)	(24.198)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	1.268	975	1.810	(436)
Base de cálculo	115.404	115.112	132.536	130.290
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Débito fiscal apurado	(10.386)	(28.778)	(11.928)	(32.573)
Provisão para riscos fiscais	(26)	(172)	(118)	(771)
Total	(10.413)	(28.950)	(12.046)	(33.343)
Corrente	(2.682)	(7.476)	(12.836)	(35.536)
Diferido	(7.731)	(21.474)	789	2.193

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

A despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no resultado do exercício é de R\$ 29.505 (R\$ 2.982 em 2019) e refere-se a diferenças temporárias.

10.5 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
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	255	255	43	43
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(22)	(63)	(4)	(11)

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

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2018	35.475
Transferência - intangível em serviço	5.636
Ajuste ao valor justo	1.213
Baixas	(83)
Saldo em 31/12/2019	42.241
Transferência - ativo contratual	26.902
Transferência - intangível em serviço	(738)
Ajuste ao valor justo	2.550
Baixas	(53)
Saldo em 31/12/2020	70.902

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 24), no resultado do exercício.

Em 2020, o valor das baixas de R\$ 53 (R\$ 83 em 2019) refere-se a baixa da atualização relacionada ao ativo de R\$ 8 (R\$ 22 em 2019) e a baixa do ativo de R\$ 45 (R\$ 61 em 2019).

(11) OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Adiantamentos - Familinvest	1.534	1.004	13	13
Adiantamentos - fornecedores	410	-	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	54	-	-	-
Ordens em curso	15.501	8.826	-	-
Serviços prestados a terceiros	1.975	2.456	-	-
Despesas antecipadas	2.817	2.100	133	220
Contas a receber - CDE	9.300	13.613	-	-
Adiantamentos a funcionários	1.232	1.050	-	-
Outros	4.602	3.251	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(659)	(666)	-	-
Total	36.765	31.634	145	233

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 21).

Contas a receber – CDE: refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.803 (R\$ 1.681 em 31 de dezembro de 2019), e (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 7.497 (R\$ 11.932 em 31 de dezembro de 2019).

(12) ATIVO CONTRATUAL

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

Saldo em 31/12/2018	52.373
Adições	164.377
Transferência - Intangível em serviço	(134.903)
Saldo em 31/12/2019	81.847
Adições	208.764
Transferência - Intangível em serviço	(190.781)
Transferência - Ativo financeiro	(26.902)
Saldo em 31/12/2020	72.928

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

(13) INTANGÍVEL

	Direito de concessão		Total
	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Outros ativos intangíveis	
Saldo em 31/12/2018	707.275	-	707.275
Custo histórico	1.176.001	-	1.176.001
Amortização acumulada	(468.726)	-	(468.726)
Amortização	(50.922)	-	(50.922)
Transferência - ativo contratual	134.903	-	134.903
Transferência - ativo financeiro	(5.636)	-	(5.636)
Baixa e transferência - outros ativos	(6.782)	-	(6.782)
Saldo em 31/12/2019	778.837	-	778.837
Custo histórico	1.285.492	-	1.285.492
Amortização acumulada	(506.655)	-	(506.655)
Amortização	(58.163)	(32)	(58.195)
Transferência - ativo contratual	190.580	200	190.781
Transferência - ativo financeiro	738	-	738
Baixa e transferência - outros ativos	(9.335)	-	(9.335)
Saldo em 31/12/2020	902.657	168	902.825
Custo histórico	1.439.562	200	1.439.762
Amortização acumulada	(536.905)	(32)	(536.937)

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 financiamento das obras são capitalizados, durante a fase de construção, para os ativos qualificáveis. No exercício de 2020 foram capitalizados R\$ 2.077 (R\$ 1.123 em 2019) ambos a uma taxa média de 8,09% a.a. (nota 27).

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

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.

(14) FORNECEDORES

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	14.316	567
Suprimento de energia elétrica	88.374	74.904
Encargos de uso da rede elétrica	22.319	17.222
Materiais e serviços	31.837	36.139
Energia livre	1.785	1.737
Total	<u>158.631</u>	<u>130.569</u>
<u>Não circulante</u>		
Materiais e serviços	949	-
Total	<u>949</u>	<u>-</u>

(15) 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	10.393	-	(10.369)	378	-	(403)	-
Pós Fixado							
TJLP	11.931	-	(11.891)	223	-	(263)	-
IPCA	152.123	115.000	(14.089)	18.550	-	(9.583)	262.001
Selic	2.792	-	(2.836)	76	-	(32)	-
CDI	20.210	-	(20.500)	352	-	(62)	-
Cesta de moedas	1.694	-	(1.796)	122	-	(19)	-
Total ao custo	199.142	115.000	(61.481)	19.700	-	(10.362)	262.001
Gastos com captação (*)	(3.320)	(1.242)	-	427	-	-	(4.135)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	91.514	108.000	(18.825)	6.086	50.570	(4.950)	232.394
Euro	95.989	-	-	1.047	39.905	(1.027)	135.914
Marcação a mercado	(1.153)	-	-	(1.429)	-	-	(2.583)
Total ao valor justo	186.350	108.000	(18.825)	5.704	90.475	(5.978)	365.725
Total	382.172	221.758	(80.305)	25.831	90.475	(16.340)	623.591
Circulante	59.933						84.447
Não circulante	322.239						539.144

(*) 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	12.701	-	(2.305)	673	-	(676)	10.393
Pós Fixado							
TJLP	18.220	-	(6.307)	1.325	-	(1.308)	11.931
IPCA	79.006	70.000	-	8.188	-	(5.071)	152.123
Selic	4.740	-	(2.170)	306	-	(84)	2.792
CDI	52.858	-	(34.875)	2.366	-	(138)	20.210
Cesta de moedas	2.152	-	(540)	213	-	(131)	1.694
Total ao custo	169.677	70.000	(46.197)	13.071	-	(7.408)	199.142
Gastos com captação (*)	(2.328)	(1.314)	-	322	-	-	(3.320)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	126.059	42.000	(75.066)	3.645	(403)	(4.721)	91.514
Euro	94.365	-	-	780	1.627	(783)	95.989
Marcação a mercado	(4.170)	-	-	3.017	-	-	(1.153)
Total ao valor justo	216.254	42.000	(75.066)	7.442	1.224	(5.504)	186.350
Total	383.603	110.686	(121.263)	20.835	1.224	(12.912)	382.172
Circulante	123.837						59.933
Não Circulante	259.766						322.239

(*) 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 6%	-	10.393	2020	Fiança da CPFL Energia
		-	10.393		
Pós Fixado					
TJLP					
FINEM	TJLP + 2,19%	-	4.121	2015 a 2020	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINAME	TJLP + 3,29% a 3,39%	-	3.972	2018 a 2020	Fiança da CPFL Energia
Empréstimos Bancários	TJLP + 3,10%	(a) -	3.838	2014 a 2020	Fiança da CPFL Energia
		-	11.931		
IPCA					
Empréstimos Bancários	IPCA + 4,27 a 4,80%	(a) 262.001	152.123	2020 a 2040	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
		262.001	152.123		
SELIC					
FINEM	SELIC + 2,19%	-	2.787	2015 a 2020	Fiança da CPFL Energia
FINEM	SELIC + 3,63%	-	5	2018 a 2020	Fiança da CPFL Energia
		-	2.792		
CDI					
Empréstimos Bancários	CDI + 0,10% a 1,27%	(a) -	20.210	2014 a 2020	Fiança da CPFL Energia
		-	20.210		
Cesta de moedas					
Empréstimos bancários	Cesta de Moedas + de 1,99% a 2,10%	-	1.694	2014 a 2020	Fiança da CPFL Energia
		-	1.694		
Total moeda nacional		262.001	199.142		
Gastos com captação (*)		(4.135)	(3.320)		
Mensuradas ao valor justo					
Moeda estrangeira					
Dólar					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 1,96% a 3,52%	232.394	91.514	2020 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
		232.394	91.514		
Euro					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + 0,82%	135.914	95.989	2022	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
		135.914	95.989		
Marcação a mercado		(2.583)	(1.153)		
Total moeda estrangeira		365.725	186.350		
Total		623.591	382.172		
Circulante		84.447	59.933		
Não circulante		539.144	322.239		

(*) 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 31.

Taxa efetiva a.a.:

(a) De 60% a 110% do CDI

Conforme segregado nos quadros acima, a Companhia, em consonância com o CPC 48, classifica 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\$ 2.583 (R\$ 1.153 em 31 de dezembro de 2019), que somados aos ganhos obtidos não realizados com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos, de R\$ 3.428 (R\$ 960 em 31 de dezembro de 2019), contratados para proteção da variação cambial (nota 31.b), geraram um ganho total líquido não realizado de R\$ 6.011 (R\$ 2.114 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	190.900
2023	65.921
2024	69.418
2025	69.418
2026	25.708
2027 a 2031	63.216
2032 a 2036	34.662
2037 a 2040	23.108
Subtotal	542.352
Marcação a mercado	(3.207)
Total	539.144

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	-	3,12
IPCA	4,52	4,20	41,35	39,80
CDI	2,78	5,97	58,65	54,05
Outros			-	3,02
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Modalidade	Total aprovado	Montantes liberados		Pagamento de juros	Amortização de Principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
		em 2020	Líquido dos gastos de captação						
Moeda nacional									
IPCA - BNDES	244.385	115.000	113.758	Trimestral Até 07/2023	Mensal Após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,27%	IPCA + 4,34%	
Moeda Estrangeira									
Dólar - Lei 4131	108.000	108.000	108.000	Semestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + 2,07%	USD + 2,07%	CDI + 0,80%
	<u>352.385</u>	<u>223.000</u>	<u>221.758</u>						

Pré-pagamento:

Em 2020, foram liquidados antecipadamente R\$ 31.909 de empréstimos cujos vencimentos originais eram até junho de 2027.

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 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 a 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 1.1.

(16) 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	190.804	5.601	(6.071)	190.334
Total ao custo	190.804	5.601	(6.071)	190.334
Gastos com captação (*)	(262)	59	-	(203)
Total	190.542	5.660	(6.071)	190.131
Circulante	804			334
Não circulante	189.738			189.797

(*) 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	196.139	190.000	(190.000)	11.985	(17.320)	190.804
Total ao custo	196.139	190.000	(190.000)	11.985	(17.320)	190.804
Gastos com captação (*)	(183)	(297)	-	218	-	(262)
Total	195.956	189.703	(190.000)	12.203	(17.320)	190.542
Circulante	6.139					804
Não circulante	189.817					189.738

(*) Conforme CPC 48, referem-se aos custos de captação 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	107% do CDI	190.334	190.804	2024	Fiança da CPFL Energia
Total mensuradas ao custo		190.334	190.804		
Gastos com captação (*)		(203)	(262)		
Total		190.131	190.542		
Circulante		334	804		
Não circulante		189.797	189.738		

(*) 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

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

Ano de vencimento

2023	94.899
2024	94.899
Total	189.797

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 S.A.

- 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 1.1.

(17) TAXAS REGULAMENTARES

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	138	137
Bandeiras tarifárias e outros	3.875	10.102
Total	4.013	10.239

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 (amarela) de 2019 que foram homologadas pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) no primeiro trimestre de 2020.

(18) OUTROS IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	25.241	23.312
Programa de integração social - PIS	-	706
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	-	3.282
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	3.389	3.630
Outros	1.846	2.155
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	<u>30.476</u>	<u>33.084</u>

A Companhia possui alguns 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 20.

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

	<u>31/12/2020</u>		<u>31/12/2019</u>	
	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais</u>	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais</u>
Trabalhistas	13.024	3.666	8.164	3.988
Cíveis	460	275	1.579	123
Fiscais	9.387	18.322	8.942	17.941
Outros	451	-	550	-
Total	<u>23.322</u>	<u>22.262</u>	<u>19.235</u>	<u>22.052</u>

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

	<u>Saldo em 31/12/2019</u>	<u>Adições</u>	<u>Reversões</u>	<u>Pagamentos</u>	<u>Atualização monetária</u>	<u>Saldo em 31/12/2020</u>
Trabalhistas	8.164	5.655	(657)	(1.365)	1.227	13.024
Cíveis	1.579	2.718	(223)	(3.760)	145	460
Fiscais	8.942	1.586	(1.278)	(1.361)	1.497	9.387
Outros	550	-	(82)	(30)	14	451
Total	<u>19.235</u>	<u>9.960</u>	<u>(2.240)</u>	<u>(6.516)</u>	<u>2.883</u>	<u>23.322</u>

As provisões para riscos fiscais, cíveis, 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:

- a) **Trabalhistas:** as principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).
- b) **Cíveis:** as principais causas cíveis relacionam-se a danos pessoais, como pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.
- c) **Fiscais:** refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo CPMF, PIS e COFINS.
- d) **Outros:** refere-se principalmente a ações relacionadas à natureza regulatória.

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	26.504	22.632	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	14.698	11.485	Ações indenizatórias, danos elétricos, revisão de contratos e ações possessórias
Fiscais	149.425	147.457	Imposto de renda e contribuição social (nota 19)
Fiscais - Outros	51.116	37.210	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatório	664	622	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	242.407	219.405	

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 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.

(20) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Consumidores e concessionárias	26.239	3.778	114.484	132.607
Programa de eficiência energética - PEE	11.627	9.812	-	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	9.963	5.784	301	4.132
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	1.623	2.328	-	-
Fundo de reversão	185	185	3.025	3.209
Adiantamentos	6.611	298	783	20
Descontos tarifários - CDE	14.961	804	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	346	346	-	-
Folha de pagamento	515	570	-	-
Participação nos lucros	3.218	3.280	491	433
Convênios de arrecadação	3.823	3.598	-	-
Outros	1.708	1.853	18	19
Total	80.819	32.634	119.101	140.419

(*) 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, bem como ao passivo no montante de R\$ 134.635 (R\$ 132.607 em 31 de dezembro de 2019) referente ao repasse do PIS e COFINS aos consumidores (nota 7).

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 a Medida Provisória nº 998/2020, a partir de 1º de setembro 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.

Fundo de reversão: refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/1957), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorreria de acordo com determinações do poder concedente. Através do Decreto Lei nº 9.022/2017 foi determinado que mensalmente, a Companhia a partir de janeiro de 2018, deveria amortizar integralmente os débitos com o fundo até dezembro de 2026.

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.

(21) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação do acionista no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2020 e 2019 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações		%
	Ordinárias	Total	
CPFL Energia S/A	359.058.396	359.058.396	100,00
Total	359.058.396	359.058.396	100,00

22.1 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 3,09 vezes o EBITDA em 2020 (2,49 vezes em 2019), no critério de medição dos covenants financeiros da Companhia. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 3,75, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

22.2 - Dividendos e Juros sobre o capital próprio (“JCP”)

Em Assembleia Geral Ordinária de 15 de junho de 2020 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2019, através de (i) juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 24.198 declarado em dezembro de 2019, e (ii) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 3.473.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2020:

- Juros sobre capital próprio no montante de R\$ 22.595 (R\$ 19.206 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,062929202 (R\$ 0,053489822 líquido dos efeitos tributários), aprovado em AGE de 30 de dezembro de 2020.
- Dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 3.337, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,009293954.

No exercício de 2020, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 43.201 referente a dividendos e juros sobre capital próprio.

22.3 Reserva de lucros

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 357.277, que compreende: i) Reserva legal de R\$ 34.083; e ii) Reserva estatutária de reforço de capital de giro R\$ 323.194.

22.4 Resultado abrangente acumulado

É composto por efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, com saldo credor de R\$ 1.758 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 48;

22.5 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	90.427
Realização da reserva de correção monetária especial "CME"	11
Lucro líquido base para destinação	90.437
Reserva legal	(255)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(64.251)
Juros sobre capital próprio	(22.595)
Dividendo mínimo obrigatório	(3.337)

Para este exercício, considerando o atual cenário macroeconômico e as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 64.251 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

(22) 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 atribuído aos acionistas controladores	90.427	101.228
Denominador		
Ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	359.058.396	359.058.396
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	251,84	281,93

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

(23) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	419.006	408.272	870	836	600.725	589.119
Industrial	3.175	3.241	279	386	164.235	223.190
Comercial	23.578	24.266	297	345	198.904	230.723
Rural	24.450	24.647	322	296	144.980	129.271
Poderes públicos	4.056	4.005	50	64	33.209	41.430
Iluminação pública	508	492	128	126	49.631	50.035
Serviço público	717	697	110	110	58.379	57.516
Fornecimento faturado	475.490	465.620	2.056	2.163	1.250.062	1.321.285
Consumo próprio	117	113	2	2	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	8.905	1.326
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(671.820)	(662.519)
Fornecimento de energia elétrica	475.607	465.733	2.059	2.165	587.147	660.092
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			179	207	59.008	59.710
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(16.817)	(14.127)
Energia elétrica de curto prazo			144	82	25.803	19.858
Suprimento de energia elétrica			323	290	67.994	65.441
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					688.637	676.645
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					154.535	127.549
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(1.729)	(2.161)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					213.228	161.103
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					30.032	(27.876)
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					2.543	1.191
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares					88.807	78.699
Outras receitas e rendas					21.380	15.518
Outras receitas operacionais					1.197.433	1.030.668
Total da receita operacional bruta					1.852.574	1.756.202
Deduções da receita operacional						
ICMS					(245.876)	(252.804)
PIS					(22.925)	(17.945)
COFINS					(105.598)	(82.656)
ISS					(4)	(5)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(154.310)	(156.662)
Programa de P & D e eficiência energética					(10.924)	(10.586)
PROINFA					(6.005)	(5.942)
Bandeiras tarifárias e outros					5.078	(7.272)
Outros					(1.653)	(1.623)
					(542.216)	(535.494)
Receita operacional líquida					1.310.358	1.220.707

24.1 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, 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, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET. Os valores constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais entre setembro de 2015 e fevereiro de 2017 somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

Em função da renovação da concessão em 2015, os valores constituídos a partir de março de 2017 passaram a ser amortizados conforme os demais itens da tarifa da conta de ativos e passivos financeiros setoriais, ou seja, no momento da homologação do RTA, conforme orientação do Ofício Circular nº 112/2017-SFF/ANEEL e do submódulo 2.1 A 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.

24.2 Reajuste Tarifário Anual (“RTA”)

Em 17 de março de 2020, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.668, relativo ao resultado da RTA de 2020, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2020, em +10,71%, sendo +3,20% referentes ao reajuste tarifário econômico e +7,51% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de +0,20.

Em 20 de março de 2019, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.522, relativo ao resultado da RTA de 2019, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2019, em +13,70%, sendo +2,02% referentes ao reajuste tarifário econômico e +11,68% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de +13,31%.

24.3 Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários

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\$ 88.807 (R\$ 78.699 em 2019), sendo (i) R\$ 13.187 (R\$ 5.636 em 2019) referentes à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 71.697 (R\$ 69.774 em 2019) referentes a outros descontos tarifários e (iii) R\$ 3.923 de subvenção CCRBT (R\$ 3.289 em 2019).

24.4 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.

(24) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2020	2019	2020	2019
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	528	530	184.103	134.479
PROINFA	55	55	14.341	18.141
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	2.170	2.218	398.558	431.249
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(54.844)	(52.079)
Subtotal	2.753	2.803	542.158	531.790
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			183.754	146.973
Encargos de transporte de itaipu			15.427	13.524
Encargos de conexão			8.046	7.674
Encargos de uso do sistema de distribuição			6.338	5.923
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			6.315	2.086
Encargos de energia de reserva - EER			12.255	5.990
Crédito de PIS e COFINS			(21.470)	(16.851)
Subtotal			210.664	165.318
Total			752.822	697.109

(25) 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	37.147	39.973	-	-	5.238	5.056	12.450	12.293	-	-	54.835	57.322
Material	11.923	11.334	54	53	65	99	349	415	-	-	12.392	11.901
Serviços de terceiros	18.665	15.457	166	165	13.741	12.166	19.887	21.214	-	-	52.459	49.002
Custos com construção da infraestrutura	-	-	213.228	161.103	-	-	-	-	-	-	213.228	161.103
Outros	269	271	-	(1)	5.652	5.570	11.452	12.329	9.846	13.420	27.219	31.589
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	5.105	5.296	-	-	-	-	5.105	5.296
Arrendamentos e aluguéis	-	-	-	-	-	-	729	784	-	-	729	784
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	718	831	-	-	718	831
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	8.536	9.279	-	-	8.536	9.279
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	365	221	-	-	365	221
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	9.494	13.119	9.494	13.119
Outros	269	271	-	(1)	547	274	1.104	1.214	352	301	2.272	2.059
Total	68.004	67.034	213.447	161.321	24.697	22.890	44.139	46.251	9.846	13.420	360.133	310.916

(26) RESULTADO FINANCEIRO

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	4.445	3.499
Acréscimos e multas moratórias	14.298	14.314
Atualização de créditos fiscais	3.572	4.900
Atualização de depósitos judiciais	389	799
Atualizações monetárias e cambiais	11.990	2.197
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	929	490
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	489	5.468
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(1.759)	(1.805)
Outros	1.792	2.468
Total	<u>36.147</u>	<u>32.330</u>
Despesas		
Encargos de dívidas	(24.880)	(25.556)
Atualizações monetárias e cambiais	(13.959)	(12.331)
(-) Juros capitalizados	2.077	1.123
Outros	(3.923)	(6.123)
Total	<u>(40.684)</u>	<u>(42.887)</u>
Resultado financeiro	<u>(4.538)</u>	<u>(10.556)</u>

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 de ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 94.107 (R\$ 2.234 em 2019) (nota 31).

(27) 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 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 pelo CPC 05 (R1) – Partes Relacionadas foi de R\$ 2.090 (R\$ 2.812 em 2019). Este valor é composto por R\$ 1.774 (R\$ 2.522 em 2019) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 53 (R\$ 83 em 2019) de benefícios pós-emprego e R\$ 263 (R\$ 207 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	
	31/12/2019	2020	2019
Encargos - Rede básica			
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	173	15.055	10.646

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								
Companhia Paulista de Força e Luz	213	169	576	586	-	-	5.320	4.978
Companhia Piratininga de Força e Luz	117	69	426	424	-	-	3.968	4.046
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	128	59	55	42	-	-	(542)	(290)
CPFL Energia S.A.	1	1	-	-	-	-	(12)	(16)
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(15)	(17)
Arrendamento e aluguel								
CPFL Planalto Ltda.	-	-	-	-	2	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	119	93
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	1	2	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	129	142	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	80	52	-	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	22.543	43.201	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviço								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	17	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (*)	191	414	4.454	3.018	-	-	13.231	12.384
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	19	55	250	234	-	-	2.735	2.624
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	106	96	-	-	1.223	4.282
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	2	-	-	-	12	-	-	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	54	77	-	-	(1)	2.728
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	64	62	-	-	781	190
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	134	135	-	-	1.650	399
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda. (*)	-	-	142	152	-	-	1.851	426
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	6	1.339	1.326	31	67
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	2.513	1.936	-	-	31.721	32.664
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	126	40	-	-	503	475
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	-	1	-	109	111	-	-
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	6	6	-	-	72	69
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	20	19	-	-	239	229
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	33	31	-	-	299	286
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	82	77	-	-	1.599	1.268
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	7	7	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	20	20	-	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	10	9
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	11	9
Outras operações financeiras								
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	1	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	365	593

(*) 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\$ 42.705 no exercício de 2020 (R\$ 35.936 em 2019), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(28) 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	54.138
Responsabilidade civil	Geral e Riscos Ambientais	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	42.898
Garantia	Seguro Garantia	65.439
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		474.475

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.

(29) GESTÃO DE RISCOS

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

Estrutura do gerenciamento de risco

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

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia deliberar sobre as 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 de a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 31. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 31.

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 do Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, de se utilizar do sistema de *software* Bloomberg para o auxílio desde processo, avaliando os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

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

(30) 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	135.653	135.653
Titulos e valores mobiliarios	6	(a)	Nível 1	100.013	100.013
Derivativos	31	(a)	Nível 2	87.551	87.551
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	70.902	70.902
Total				394.120	394.120
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (**)	257.866	257.866
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	16	(a)	Nível 2	365.725	365.725
Debêntures - principal e encargos	17	(b)	Nível 2 (***)	190.131	181.869
Total				813.722	805.461

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho R\$ 1.430 em 2020 (perda R\$ 3.017 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) serviços prestados a terceiros; (iv) convênios de arrecadação e (v) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) taxas regulamentares; (iii) consumidores e concessionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE, (vii) passivo financeiro setorial e (viii) fundo de reversão.

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\$ 2.550 (R\$ 1.213 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 (nota 16). 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)				Moeda / indexador	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nacional
	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	53.541	53.541	50.294	3.247	US\$ + de 2,07% a 3,53%	104,6% a 105,75% do CDI ou CDI + 0,8%	jul/21 a fev/25	181.000
Empréstimos bancários - Lei 4.131	34.011	34.011	33.830	181	EUR + 0,82%	102,6% do CDI	mar/22	102.000
Total	87.551	87.551	84.123	3.428				
Circulante	18.895							
Não circulante	68.656							

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 nacional refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2019	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2020
Para dívidas designadas a valor justo	(3.062)	90.590	(3.404)	84.123
Marcação a mercado (*)	960	2.468	-	3.428
Total	(2.101)	93.057	(3.404)	87.551
Ativo circulante	-			18.895
Ativo não circulante	4.558			68.656
Passivo circulante	(622)			-
Passivo não circulante	(6.037)			-

(*) 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.

	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	3.942	(6.271)	(733)	(3.062)
Marcação a mercado (*)	(3.037)	3.997	-	960
Total	905	(2.274)	(733)	(2.101)
Ativo circulante	9.452			-
Ativo não circulante	485			4.558
Passivo circulante	-			(622)
Passivo não circulante	(9.032)			(6.037)

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2019 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos para as dívidas

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

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 cambial	90.590	(6.271)	-	-
Marcação a mercado	3.517	4.037	(1.050)	(40)
Total	94.107	(2.234)	(1.050)	(40)

c) Ativos financeiros da concessão

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

d.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 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	(231.412)		(4.800)	54.253	113.306
Derivativos - swap plain vanilla	238.638		4.950	(55.947)	(116.844)
	7.226	baixa dolar	150	(1.694)	(3.538)
Instrumentos financeiros passivos	(134.314)		(3.853)	30.689	65.231
Derivativos - swap plain vanilla	136.195		3.907	(31.119)	(66.144)
	1.881	baixa euro	54	(430)	(913)
Total	9.107		204	(2.124)	(4.451)
Efeitos no resultado abrangente acumulado			95	(831)	(1.757)
Efeitos no resultado do exercício			109	(1.293)	(2.694)

(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 a baixa do dólar e do euro, 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	125.446				3.701	4.626	5.551
Instrumentos financeiros passivos	(190.334)				(5.615)	(7.019)	(8.422)
Derivativos - swap plain vanilla	(287.281)				(8.475)	(10.593)	(12.712)
	(352.170)	alta CDI	2,78%	2,95%	(10.389)	(12.986)	(15.583)
Instrumentos financeiros passivos	(262.001)				(12.131)	(15.163)	(18.196)
Ativo financeiro da concessão	70.902				3.283	4.103	4.924
	(191.099)	alta IPCA	4,52%	4,63%	(8.848)	(11.060)	(13.272)
Ativos e passivos financeiros setoriais	20.756				612	459	306
Instrumentos financeiros ativos	100.013				2.950	2.213	1.475
	120.769	baixa SELIC	2,78%	2,95%	3.562	2.672	1.781
Total	(422.500)				(15.675)	(21.374)	(27.074)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					(28)	(35)	(42)
Efeitos no resultado do exercício					(15.647)	(21.339)	(27.032)

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

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

e) Risco de crédito

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

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

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

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

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

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram

coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, 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, equivalentes de caixa e 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 31 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 31 b), baseado nas principais agências de *rating* de crédito do mercado (nota 31).

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	158.148	483	-	949	-	-	159.580
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	20.043	24.121	109.512	366.481	115.765	211.266	847.188
Debêntures - principal e encargos	17	-	-	3.901	205.596	3.207	-	212.705
Taxas regulamentares	18	4.013	-	-	-	-	-	4.013
Outros	21	1.218	29.139	1.512	369	369	116.770	149.377
Consumidores e concessionárias		1.202	25.037	-	-	-	114.484	140.723
EPE / FNDCT / PROCEL		-	249	1.374	-	-	-	1.623
Convênio de arrecadação		-	3.823	-	-	-	-	3.823
Fundo de reversão		15	31	139	369	369	2.287	3.210
Total		183.422	53.743	114.925	573.395	119.341	328.037	1.372.863

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

(31) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2020, um valor de R\$ 2.077 (R\$ 1.123 em 2019) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 27).

(32) 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
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 24 anos	474.009	792.372	606.319	6.813.857	8.686.558
Compra de energia de Itaipu	Até 24 anos	173.059	322.374	306.616	3.822.894	4.624.943
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 24 anos	244.620	574.731	632.657	8.745.476	10.197.483
Projetos de construção de subestação	Até 1 ano	4.101	-	-	-	4.101
Total		895.789	1.689.477	1.545.593	19.382.227	23.513.086

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Diretor de Assuntos Regulatórios

RAFAEL LAZZARETTI
Diretor Comercial

OSVANIL OLIVEIRA PEREIRA
Diretor de Operações

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO
Diretor Administrativo

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

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

ANA PAULA PERESSIM DE PAULO
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP217.200/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
Companhia Jaguari de Energia**
Jaguariúna - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Jaguari de Energia (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 elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, da Companhia Jaguari de Energia 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

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.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança,

Demonstrações Contábeis Regulatória

Companhia Jaguarí de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

Balancos 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		578.379	425.458
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	135.653	56.974
Consumidores	6	165.250	168.876
Concessionárias e Permissionárias	6	7.930	3.988
Serviços em Curso		15.435	9.999
Tributos Compensáveis	7	14.457	21.596
Depósitos Judiciais e Cauções		54	-
Almoxarifado Operacional		2.684	2.767
Investimentos Temporários	8	100.013	-
Ativos Financeiros Setoriais	9	96.730	139.625
Despesas Pagas Antecipadamente		2.817	2.100
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	18.895	-
Outros Ativos Circulantes	11	18.460	19.535
Ativo Não Circulante		1.525.205	1.337.803
Consumidores	6	10.182	10.927
Tributos Compensáveis	7	169.268	183.012
Depósitos Judiciais e Cauções	17	22.262	22.052
Ativos Financeiros Setoriais	9	20.320	30.813
Despesas Pagas Antecipadamente		133	220
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	68.656	4.558
Outros Ativos Não Circulantes	11	13	13
Imobilizado	12	1.208.424	1.063.008
Intangível	12	25.947	23.200
Total do Ativo		2.103.583	1.763.261

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Jaguarí de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

Balancos 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		454.599	400.620
Fornecedores	13	158.631	130.569
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	84.781	60.737
Obrigações Sociais e Trabalhistas		8.336	8.163
Tributos	16	30.476	33.084
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio		22.543	43.201
Encargos Setoriais	15	27.226	28.162
Passivos Financeiros Setoriais	9	68.733	85.219
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	-	622
Outros Passivos Circulantes	18	53.872	10.862
Passivo Não Circulante		1.102.786	867.085
Fornecedores	13	949	-
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	728.941	511.977
Provisão para Litígios	17	23.322	19.235
Encargos Setoriais	15	301	4.132
Tributos Diferidos	10	39.814	17.745
Passivos Financeiros Setoriais	8	27.560	33.737
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	-	6.037
Outros Passivos Não Circulantes	18	118.800	136.288
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	19	163.099	137.934
Total do Passivo		1.557.385	1.267.705
Patrimônio Líquido			
Capital Social		170.413	170.413
Reservas de Capital		6.088	6.099
Outros Resultados Abrangentes		55.657	73.383
Reservas de Lucros		296.423	231.918
Lucros ou prejuízos Acumulados		17.617	13.743
Total do Patrimônio Líquido	20	546.198	495.556
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		2.103.583	1.763.261

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Jaguarí de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69
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	21	1.618.215	1.581.740
Fornecimento de Energia Elétrica		587.147	660.092
Suprimento de Energia Elétrica		42.191	45.583
Energia Elétrica de Curto Prazo		25.803	19.858
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		843.171	804.194
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		30.032	(27.876)
Serviços Cobráveis		1.064	1.189
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		88.807	78.699
Tributos		(374.402)	(353.410)
ICMS		(245.876)	(252.804)
PIS-PASEP		(22.925)	(17.945)
COFINS		(105.598)	(82.656)
ISS		(4)	(5)
Encargos - Parcela "A"		(167.814)	(182.068)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(5.462)	(5.285)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(5.462)	(5.285)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(154.310)	(156.662)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(1.653)	(1.623)
Outros Encargos		(927)	(13.214)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		1.075.999	1.046.262
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	22	(748.785)	(696.494)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(538.121)	(531.176)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(210.664)	(165.318)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		327.214	349.768
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	23	(189.356)	(195.121)
Pessoal e Administradores		(54.835)	(57.322)
Material		(12.392)	(11.901)
Serviços de Terceiros		(52.459)	(49.002)
Arrendamento e Aluguéis		(729)	(763)
Seguros		(328)	(268)
Doações, Contribuições e Subvenções		(365)	(221)
Provisões		(7.740)	(8.690)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(5.196)	(4.692)
(-) Recuperação de Despesas		1.437	1.370
Tributos		(528)	(495)
Depreciação e Amortização		(55.223)	(52.061)
Depreciação		(50.892)	(47.368)
Amortização		(4.330)	(4.693)
Gastos Diversos		(12.244)	(12.545)
Outras Receitas Operacionais		25.547	15.827
Outras Despesas Operacionais		(14.301)	(14.359)
Resultado da Atividade		137.858	154.647
Resultado Financeiro	24	(8.830)	(11.128)
Receitas Financeiras		131.276	38.673
Despesas Financeiras		(140.106)	(49.801)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		129.028	143.519
Despesa com Impostos sobre o Lucro	10	(39.104)	(44.336)
Resultado Líquido do Exercício		89.924	99.183
Atribuível aos Acionistas Controladores		89.924	99.183

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Jaguari de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

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

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Resultado Líquido do Exercício	89.924	99.183
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>89.924</u>	<u>99.183</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	89.924	99.183

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Jaguarí de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

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

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	89.924	99.183
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	4.330	4.693
Depreciação	50.892	47.368
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	10.115	13.841
Imposto de renda e Contribuição social	39.104	44.336
Juros e variações monetárias	28.609	29.393
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	5.196	4.692
Provisões para litígios	7.740	6.440
	235.911	249.946
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(4.775)	(10.105)
Depósitos vinculados a litígios	179	2.948
Tributos compensáveis	21.949	(173.925)
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	4.313	(6.422)
Ativos financeiros setoriais	56.193	59.747
Outros ativos operacionais	(11.712)	(5.407)
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	(6.226)	4.178
Fornecedores	29.011	47.341
Passivos financeiros setoriais	(24.980)	(31.871)
Salários e encargos sociais	234	298
Tributos e contribuição social	(6.059)	542
Provisões para litígios pagos	(6.516)	(19.675)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	14.157	(3.236)
Outros passivos operacionais	15.104	129.842
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	316.783	244.201
Encargos de dívidas pagos	(22.411)	(30.232)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(10.965)	(56.601)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	283.407	157.368
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(235.275)	(171.200)
Participação financeira do consumidor	28.904	8.054
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(306.384)	(163.146)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos	221.758	300.389
Empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	(80.305)	(311.263)
Liquidação de operações com derivativos	3.404	733
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(43.201)	-
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	101.656	(10.141)
Varição líquida do caixa e equivalentes de caixa	78.679	(15.919)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	56.974	72.892
No fim do exercício	135.653	56.974

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Jaguarí de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

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

	Capital Social	Reservas de Capital	Outros Resultados Abrangentes	Reserva de lucros		Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
			Reserva de Reavaliação	Reserva legal	Reserva estatutária - reforço de capital de giro		
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	170.413	6.115	81.893	28.767	129.579	7.278	424.044
Resultado abrangente total							
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	99.183	99.183
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(12.894)	-	-	12.894	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	4.384	-	-	(4.384)	-
Mutações internas do patrimônio líquido							
Realização da correção monetária especial - Lei nº 8.200/91	-	(16)	-	-	-	16	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	5.061	-	(5.061)	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	68.511	(68.511)	-
Transações de capital com os acionistas							
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	(24.198)	(24.198)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	(3.473)	(3.473)
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	170.413	6.099	73.383	33.828	198.090	13.743	495.556
Resultado abrangente total							
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	89.924	89.924
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(6.632)	-	-	6.632	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	2.255	-	-	(2.255)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(13.349)	-	-	-	(13.349)
Mutações internas do patrimônio líquido							
Realização da correção monetária especial - Lei nº 8.200/91	-	(11)	-	-	-	11	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	255	-	(255)	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	64.251	(64.251)	-
Transações de capital com os acionistas							
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	(22.595)	(22.595)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	(3.337)	(3.337)
Saldo em 31 de Dezembro de 2020	170.413	6.088	55.657	34.082	262.341	17.617	546.198

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 Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz" ou "Companhia") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais – Em 2020, a CPFL Santa Cruz cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 476 mil clientes, em 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 3 em Minas Gerais e 3 no Paraná.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 4,1% em relação ao exercício de 2019. Destacam-se as classes residencial e outros, que registraram um crescimento de 4,1% e de 3,3%, respectivamente, ante 2019. Devida à pandemia do COVID-19, as classes industrial e comercial tiveram uma redução de 27,6% e 14,0% respectivamente ante 2019.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações 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 CPFL Santa Cruz distribui energia elétrica para aproximadamente 1,1 milhão de pessoas, numa área que abrange 45 municípios sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 3 em Minas Gerais e 3 no Paraná. Atende atualmente 476 mil consumidores cativos e 176 consumidores livres. Em 2020, a Concessionária distribuiu 2.236 GWh ao mercado cativo e 834 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – No ano de 2020, no mercado cativo foram 9.870 unidades consumidoras a mais que em 2019. As novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial (10.734). Nas classes comercial e industrial houve reduções de 688 e 66 unidades consumidoras, respectivamente, em relação à quantidade de 2019.

Número de Consumidores					
Consumidores	2016	2017 ¹	2018	2019	2020
Residencial	35.958	388.349	398.931	408.272	419.006
Comercial	3.052	25.608	24.838	24.266	23.578
Industrial	641	3.517	3.399	3.241	3.175
Rural	437	24.308	24.533	24.647	24.450
Poderes Públicos	318	3.893	3.931	4.005	4.056
Iluminação Pública	23	500	508	492	508
Serviço Público	90	642	666	697	717
Total	40.519	446.817	456.806	465.620	475.490
Varição		1002,7%	2,2%	1,9%	2,1%

1. Considerando as empresas agrupadas a partir de 2017.

Comportamento do mercado – A distribuição de energia da CPFL Santa Cruz, no período de janeiro a dezembro de 2020, totalizou 3.070 GWh, sendo 2.238 GWh para o mercado cativo (2.331 GWh em 2019) e 834 GWh para o mercado livre (732 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. As classes

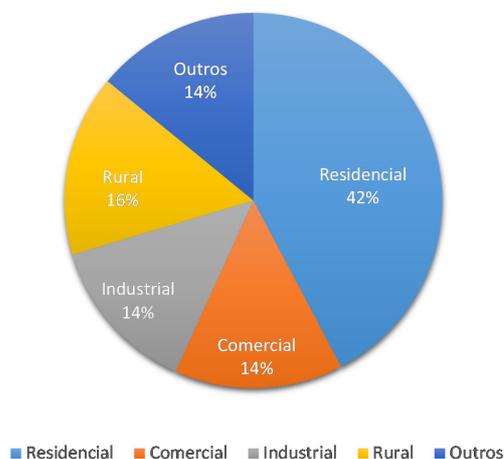
Industrial e Comercial apresentaram queda de 27,6% e de 14,0%, respectivamente, refletindo principalmente os impactos da pandemia de covid-19 sobre a atividade econômica durante no ano de 2020, migrações de clientes para o mercado livre e um calendário com menos dias de faturamento para os clientes do grupo A Cativo (REN 863/2019 da ANEEL).

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

Mercado Atendido					
Mercado Atendido - GWh	2016	2017 ¹	2018	2019	2020
Energia Faturada	450	692	2.256	2.331	2.238
Fornecimento	450	672	2.114	2.163	2.056
Residencial	89	211	800	836	870
Comercial	52	103	331	345	297
Industrial	271	233	407	386	279
Rural	6	49	284	296	322
Poderes Públicos	5	15	63	64	50
Iluminação Pública	13	30	119	126	128
Serviço Público	14	30	110	110	110
Suprimento p/ agentes de distribuição	-	20	141	168	179
Uso da Rede de Distribuição	114	251	623	732	834
Consumidores Livres/Dist./Ger.	114	251	623	732	834
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Total	564	942	2.879	3.064	3.072
Variação		67,1%	205,4%	6,4%	0,3%

1. Considerando as empresas agrupadas (a partir de novembro de 2017).

Fornecimento de energia por classe de consumidores - 2020



Perdas – A CPFL Santa Cruz 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, 10,36% e 10,66%, 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, 7,87% e 7,94%.

Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2020 recuperou 27,7 GWh, através de inspeções em 10 mil unidades consumidoras, recorte de 4 mil instalações

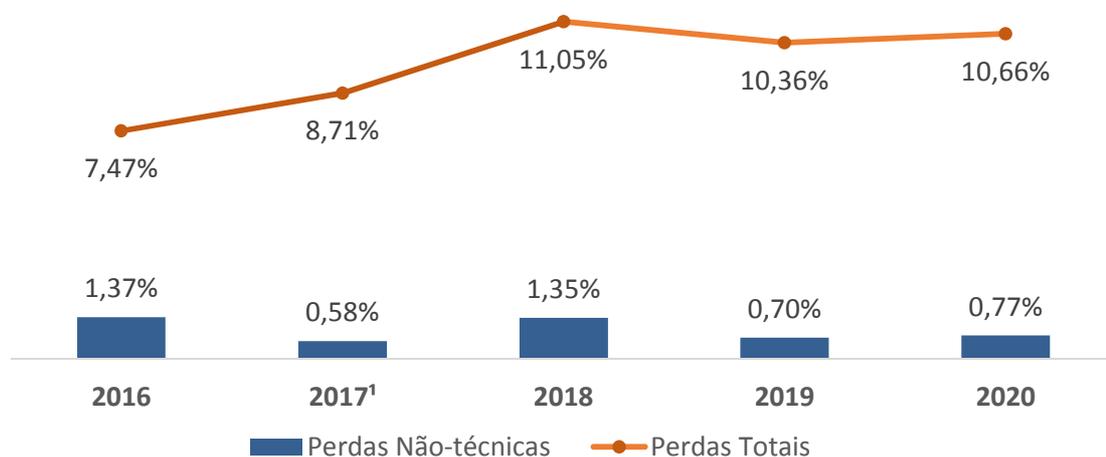
inativas religadas à revelia, além da implementação das melhorias de qualidade operacional, melhorando o ticket médio de energia.

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

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

Balço Energético					
Energia Requerida	2016	2017 ¹	2018	2019	2020
Venda de Energia	451	692	2.258	2.333	2.261
Fornecimento	451	672	2.116	2.165	2.081
Suprimento p/ agentes de distribuição	-	20	141	168	179
Consumidores Livres/Dist./Ger.	112	252	634	739	853
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Mercado Atendido	562	944	2.891	3.072	3.113
Perdas na Rede Básica	17	31	86	93	103
Perdas na Distribuição	28	59	273	262	269
Perdas Técnicas	20	53	229	238	242
Perdas não Técnicas - PNT	8	6	44	24	27
PNT / Energia Requerida %	1,37%	0,58%	1,35%	0,70%	0,77%
Perdas Totais - PT	45	90	359	355	371
PT / Energia Requerida %	7,47%	8,71%	11,05%	10,36%	10,66%
Total	608	1.034	3.251	3.427	3.485
Perdas na D	4,79%	5,92%	8,62%	7,87%	7,94%

1. Considerando as empresas agrupadas (a partir de novembro de 2017).

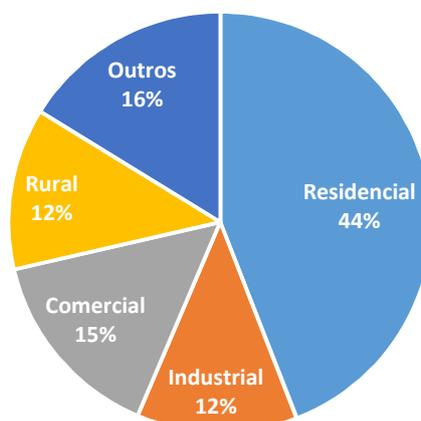


1. Considerando as empresas agrupadas a partir de novembro de 2017.

Receita – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 1.040 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2019	2020	%
Residencial	449.301	459.194	2,2%
Industrial	171.085	127.474	-25,5%
Comercial	179.145	155.989	-12,9%
Rural	114.461	129.360	13,0%
Outros	168.978	168.441	-0,3%
Total	1.082.970	1.040.458	-3,9%

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 dezembro de 2020 apresentou um crescimento de 2,1% sobre o mesmo mês de 2019, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2019	2020	%
Residencial	408.272	419.006	2,6%
Comercial	24.266	23.578	-2,8%
Industrial	3.241	3.175	-2,0%
Rural	24.647	24.450	-0,8%
Outros	5.194	5.281	1,7%
Total	465.620	475.490	2,1%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2020, atingiu R\$ 505,81/MWh, com aumento de 1,0% em relação a 2019. Tal variação decorre do Reajuste Tarifário Anual (RTA),

estabelecido em 22 de março de 2020, por meio da Resolução Homologatória nº 2.668, com vigência de 22 de março de 2020 a 21 de março de 2021.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	527,54
Comercial	525,19
Industrial	456,19
Rural	402,23
Outros	583,80

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	Até 90 kWh	de 91 kWh a 200 kWh	Acima de 200 kWh
Tarifas brutas - R\$	623,08	711,18	839,82

Para as tarifas por faixa de consumo das Distribuidoras agrupadas, foram consideradas as tarifas para a classe residencial de até 90 kWh, de 90 a 200 kWh e acima de 200 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:

Ano	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
2016	5,65	4,09
2017	4,82	3,69
2018	6,01	5,09
2019	5,56	4,25
2020	4,89	3,68

* Consideramos o valor das empresas agrupadas para todos os períodos demonstrados na tabela.

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 687 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, são responsáveis por processos de negociação de débitos de contas regulares e de irregularidade, ressarcimento de danos, bem como pelo relacionamento com os Procons, imobiliárias e outros parceiros que também prestam serviços aos clientes.

Na CPFL Santa Cruz essa estrutura é composta por 2 agências de atendimento, 211 imobiliárias e 54 credenciados rede fácil, responsáveis por 1,1 milhão de 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:

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

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 CPFL Santa Cruz alcançou receita líquida de R\$ 1.076 milhões, um acréscimo de 2,8% (R\$ 30 milhões) em decorrência principalmente: (i) da variação de R\$ 58 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais; (ii) do aumento na receita referente à disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (R\$ 39 milhões); (iii) da redução nos encargos de parcela A (R\$ 14 milhões); (iv) do aumento nas doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido (R\$ 10 milhões); e (v) do aumento da receita de energia elétrica de curto prazo (R\$ 6 milhões). Estes efeitos foram parcialmente compensados: (i) pela redução na receita de fornecimento de energia (R\$ 73 milhões); (ii) pelo aumento dos tributos (R\$ 21 milhões); e (iii) pela redução no suprimento de energia elétrica (R\$ 3 milhões).

Nos custos não gerenciáveis (Parcela A) houve um aumento de 7,5% (R\$ 52 milhões) devido ao aumento de 27,4% (R\$ 45 milhões) no Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição e de 1,3% (R\$ 7 milhões) na Energia Elétrica Comprada para Revenda.

As despesas operacionais (Parcela B) em 2020 foram de R\$ 189 milhões, uma redução de 3,0% (R\$ 6 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
	2020	2019
Lucro Líquido	89.924	99.183
Amortização	55.223	52.061
Resultado Financeiro	8.830	11.128
Impostos Sobre o Lucro	39.104	44.336
EBITDA	193.081	206.708

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 193 milhões em 2020, uma redução de 6,6% (R\$ 14 milhões), em relação a 2019. Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:

Evolução do EBITDA - Últimos 5 anos (R\$ mil)



Em 2020, a CPFL Santa Cruz apurou um Resultado Financeiro negativo (despesa financeira líquida) de R\$ 9 milhões, uma redução de 20,7% (R\$ 2 milhões). A Receita Financeira foi de R\$ 131 milhões, um aumento 239,5% (R\$ 93 milhões), e a Despesa Financeira foi de R\$ 140 milhões, um aumento de 181,3% (R\$ 90 milhões).

Em 2020, a CPFL Santa Cruz apurou Resultado Líquido de R\$ 90 milhões, uma redução de 9,3% (R\$ 9 milhões).

Investimentos - Em 2020, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL Santa Cruz, totalizaram R\$ 214 milhões, um aumento de 73,9% em relação à 2019. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 810 milhões (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

Evolução e Projeção dos Investimentos

R\$ em moeda constante de 31 de Dezembro de 2020

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	151.594	123.245	214.296	139.250	121.509	203.411	148.527	197.354
Transformador de Distribuição	10.808	14.707	9.741	10.037	8.758	14.661	10.705	14.225
Medidor	3.926	15.047	17.280	10.321	9.006	15.076	11.008	14.627
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	23.971	26.513	31.048	23.211	20.254	33.906	24.757	32.896
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	47.941	53.027	62.096	46.422	40.508	67.812	49.515	65.793
Redes Alta Tensão (69 kV)	11.476	1.526	7.569	5.856	5.110	8.554	6.246	8.300
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	744	17	2.237	853	745	1.247	910	1.210
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	177	50	44	74	54	71
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	17.587	4.900	4.211	7.601	6.633	11.103	8.107	10.773
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	2.930	-	8.850	3.354	2.926	4.899	3.577	4.753
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	26.424	-	54.524	23.045	20.109	33.663	24.580	32.661
Subestações Alta Tensão (primário maior igual a 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	5.788	7.507	16.562	8.500	7.417	12.416	9.066	12.047
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(7.563)	(5.784)	(9.095)	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(7.563)	(5.784)	(9.095)	0	0	0	0	0
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros - Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2020R	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P
Plano de Investimentos 2020	214.296	139.250	121.509	203.411	148.527	197.354
R\$ Mil	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	
Plano de Investimentos 2019	180.202	147.214	142.903	159.583	140.078	
Diferença	18,9%	-5,4%	-15,0%	27,5%	6,0%	

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2020 e de 2019 da CPFL Santa Cruz, é importante ressaltar que as obras previstas no PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição) são orientativas e devido às variações de mercado ou de outros eventos, podem sofrer deslocamento no tempo e/ou alterações em seus escopos.

Adicionalmente, as justificativas dos desvios referentes ao ano de 2019 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 CPFL Santa Cruz utilizou recursos de financiamentos via BNDES (R\$ 115 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia realizou captações sob amparo da Lei 4.131 (R\$ 108 milhões).

Valor adicionado – Em 2020, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Santa Cruz foi de R\$ 686 milhões, representando 42% da Receita operacional bruta, com a seguinte distribuição:

	2020	
	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	53.141	7,7%
Remuneração direta	33.659	4,9%
Benefícios	17.449	2,5%
F.G.T.S.	2.032	0,3%
Impostos, taxas e contribuições	499.634	72,8%
Federais	253.205	36,9%
Estaduais	246.221	35,9%
Municipais	208	0,0%
Remuneração de capital de terceiros	43.183	6,3%
Juros	42.431	6,2%
Aluguéis	752	0,1%
Remuneração de capital próprio	90.427	13,2%
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	22.595	3,3%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	3.337	0,5%
Lucros retidos	64.494	9,4%
Total	686.385	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\$ 1.618.215 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.

Em Assembleia Geral Ordinária de 15 de junho de 2020 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2019, através de (i) juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 24.198 mil declarado em dezembro de 2019, e (ii) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 3.473 mil.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2020:

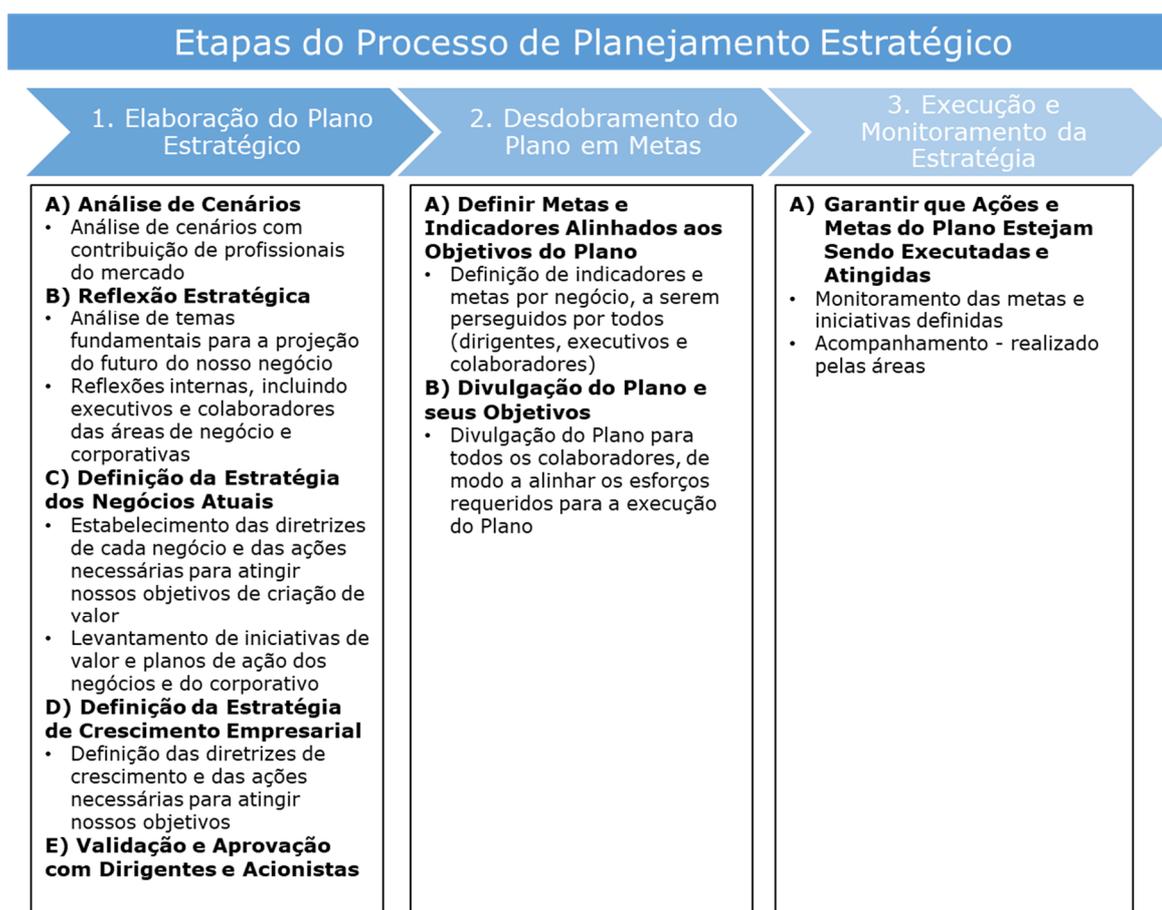
- Juros sobre capital próprio no montante de R\$ 22.595 mil (R\$ 19.206 mil líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,062929202 (R\$ 0,053489822 líquido dos efeitos tributários), aprovado em AGE de 30 de dezembro de 2020;

- Dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 3.337 mil, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,009293954.

No exercício de 2020, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 43.201 mil referente a dividendos e juros sobre capital próprio.

Composição acionária – A CPFL Santa Cruz é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia. Em 31 de dezembro de 2020, o capital social da CPFL Santa Cruz era de R\$ 170.413 mil, composto por 359.058.396 ações ordinárias nominais 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

Embasados 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 da certificação do Sistema de Gestão da Qualidade, que compreendem a normas NBR ISO 9001 e extensão de escopo para Ourinhos e Avaré;
- Novas certificações da CPFL Santa Cruz compreendendo as normas NBR ISO 14001 (Sistema de Gestão Ambiental) e ISO45001 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança d Trabalho);
- Adesão de 100% das estações avançadas (EAs) ao Programa Colaborativo. As EAs da CPFL Santa Cruz obtiveram resultado médio de 85% nas avaliações dos pilares do programa referente aos temas de Utilização, Organização e segurança, Limpeza e economia, Disciplina. Das 23 localidades operacionais que participam do programa 57% obtiveram avaliações superior à média e 30% 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 2481 documentos. No período ocorreram 22% (537) de atualizações.

Recursos humanos – Em 2020, a CPFL Santa Cruz investiu cerca de R\$ 568 mil 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 **+3.400 participações** em treinamentos, com **73 horas de treinamento** por colaborador neste período.

Sustentabilidade – A CPFL Santa Cruz mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável e, reforçando este compromisso, a holding CPFL Energia elaborou um Plano de Sustentabilidade 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.

CPFL Santa Cruz em números

Atendimento	2020	2019	%
Número de consumidores	475.620	466.443	2,0%
Número de empregados ¹	57	54 ²	5,6%
Número de consumidores por empregado	8.344	8.638	-3,4%
Número de localidades atendidas	46	45	2,2%
Número de agências	2	3	-33,3%
Número de postos de atendimento	57	42	35,7%

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

2) No Relatório Regulatório de 2019, foi divulgado o valor considerando apenas os atendentes agência, corrigido o valor conforme nota 1.

Operacionais	2020	2019	%
Número de subestações	73	72	1,4%
Linhas de transmissão (Km)	1.284	1.284	0,0%
Linhas de distribuição (Km)	23.159	22.906	1,1%

Mercado	2020	2019	%
Área de concessão (Km ²)	20.250	20.250	0,0%
Demanda máxima (MWh/h)	590	550	7,3%
Mercado atendido (GWh)	3.072	3.064	0,3%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.077	2.048	1,5%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	505,81	500,67	1,0%
Residencial	527,54	537,44	-1,8%
Comercial	525,19	519,01	1,2%
Industrial	456,19	443,36	2,9%
Rural	402,23	387,06	3,9%
DEC (horas)	4,89	5,56	-12,1%
FEC (número de interrupções)	3,68	4,24	-13,2%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	29,09	31,83	-8,6%

Financeiros	2020	2019	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	1.618.215	1.581.740	2,3%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	1.075.999	1.046.262	2,8%
Resultado da atividade (R\$ mil)	137.858	154.647	-10,9%
Margem operacional do serviço líquida (%)	12,81%	14,78%	-13,3%
EBITDA OU LAJIDA	193.081	206.708	-6,6%
Lucro líquido (R\$ mil)	89.924	99.183	-9,3%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	546.198	495.556	10,2%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	16,46%	20,01%	-17,7%
Endividamento (incluindo derivativos) (R\$ mil)	726.171	574.816	26,3%
Em moeda nacional (%)	62%	67%	-8,2%
Em moeda estrangeira (%)	38%	33%	16,8%

Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros da Diretoria Executiva pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da CPFL Santa Cruz. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente.

Jaguariúna, 22 de abril de 2021.

A Administração

Companhia Jaguari de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

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 Companhia Jaguari de Energia (com nome fantasia “CPFL Santa Cruz” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital fechado, 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 social da Companhia está localizada à Rua Vigato, nº 1620, 1º andar, sala 03, na cidade de Jaguariúna, estado de São Paulo, CEP 13820-000.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 7 de julho de 2045.

A área de concessão da Companhia contempla 45 municípios, sendo 39 no interior do Estado de São Paulo, 3 no norte do Estado do Paraná e 3 no sul do Estado de Minas Gerais, atendendo a aproximadamente 476 mil consumidores, entre os principais muni

cípios estão Itapetininga, Jaguariúna, Mococa, Ourinhos e São José do Rio Pardo.

1.1 Setor Elétrico no Brasil:

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela 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 exceda a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento começou após julho de 1995. Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado.

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

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

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

1.2 Impactos 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 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 e outubro foram efetuados pela CCEE, conforme o cronograma apresentado pela Companhia, no montante de R\$ 61.247, 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.

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 ressarcidos à Companhia para reequilibrar a saúde econômico-financeira do contrato de concessão.

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

2.5 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 31, 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).

2.6 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 28 de Instrumentos Financeiros, e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

2.7 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 11 – Outros ativos circulantes: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 12 – Imobilizado e intangível: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 14 – Empréstimos, financiamentos e debêntures: principais premissas para determinação do valor justo;
- Nota 17 – Provisão para litígios e depósitos judiciais e cauções: reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos, e
- Nota 28 – Instrumentos Financeiros – derivativos: principais premissas para determinação do valor justo.

2.8 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 agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

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

Nas demonstrações financeiras societárias, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão ainda em construção são registrados inicialmente como ativos de contrato, considerando o direito da Companhia de cobrar pelos serviços prestados aos consumidores ou receber uma indenização ao final da concessão para os ativos ainda não amortizados, em conformidade com o CPC 47 – Receita de contrato com cliente e com ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão. Os novos ativos são registrados inicialmente como ativos de contrato, mensurados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados. Após a entrada em operação dos ativos fica evidenciada a conclusão da obrigação de desempenho vinculada à construção, sendo os ativos então bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível. A parcela dos ativos da concessão que será integralmente amortizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão, sendo a parcela remanescente registrada como um ativo financeiro e avaliada

com base no custo novo de reposição, tendo como referência os valores homologados pela ANEEL da Base de Remuneração de Ativos nos processos de revisão tarifária.

3.3 Intangível:

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

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

3.4 Obrigações especiais vinculadas à concessão:

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

3.5 Reserva de reavaliação e Reavaliação regulatória compulsória:

É realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social - nota explicativa nº 31.3.1.

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 Companhia no processo de revisão tarifária da data-base de 31 de agosto de 2015, que foi aprovado pelo Despacho nº 606, de 10 de março de 2016, portanto a Companhia reconheceu a referida reavaliação nas demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2015.

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:

- 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.
- 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 28.

3.7 Redução ao valor recuperável (“impairment”):

a) 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, 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, fora calculada uma “Receita Ajustada”, refletindo a percepção da Companhia sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o prazo de vencimento do MCSE, adicionando o não faturado utilizando a receita do próprio mês.

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

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

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida como segue:

- 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.

b) 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 intangíveis 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. Em período subsequente, 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 28) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

Valor reavaliado de um ativo:

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

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Caixa	10.262	12.406
Equivalentes de caixa	125.392	44.567
Títulos de crédito privado	125.392	44.567
Total	<u>135.653</u>	<u>56.974</u>

(*) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDB's no montante de R\$ 125.391 (R\$ 37.566 em 31 de dezembro de 2019) e (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 7.001 em 31 de dezembro de 2019, ambas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo e baixo risco de crédito e com remuneração equivalente, na média, a 100,59% do CDI (97,75% do CDI em 31 de dezembro de 2019).

(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	108.675	39.921	3.387	1.290	6.128	(7.608)	1.125	9.286	1.944	931	(2.723)	162.356	169.131	
Residencial	31.916	25.317	1.514	20	1.973	(2.898)	753	2.713	719	229	(1.505)	60.749	57.391	
Industrial	3.242	3.837	306	455	3.239	(2.823)	405	610	333	548	(486)	9.666	19.355	
Comercial	7.851	3.455	206	74	99	(906)	140	1.093	96	89	(553)	11.645	18.411	
Rural	5.408	2.485	234	61	50	(290)	53	332	58	66	(179)	8.277	8.778	
Poderes Públicos	2.270	1.043	49	-	38	(208)	(290)	3.429	60	-	-	6.391	10.153	
Iluminação Pública	4.193	983	251	265	615	(431)	(1)	652	-	-	-	6.527	6.829	
Serviço Público	1.518	2.667	820	415	112	(52)	65	457	678	-	-	6.681	7.274	
Serviço Taxado	172	135	5	0	1	-	-	-	-	-	-	313	291	
Fornecimento Não Faturado	52.203	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52.203	40.646	
Encargos Tarifários	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3	
Outros consumidores	13.074	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.074	10.670	
Consumidores	121.752	39.921	3.387	1.290	6.128	(7.608)	1.125	9.286	1.944	931	(2.723)	175.432	179.803	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	1.674	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.674	1.686	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120	
Energia Elétrica de Curto Prazo	6.255	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.255	2.181	
Outros	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	
Concessionárias e permissionárias	7.930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.930	3.988	
Consumidores, Concessionárias e permissionárias	129.683	39.921	3.387	1.290	6.128	(7.608)	1.125	9.286	1.944	931	(2.723)	183.364	183.791	
												Circulante	173.181	172.864
												Não Circulante	10.182	10.927
													183.363	183.791

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:

	Consumidores, concessionárias e permissionárias
Saldo em 31/12/2018	(8.918)
Provisão revertida (constituída) líquida	(9.784)
Recuperação de receita	5.109
Baixa de contas a receber provisionadas	2.977
Saldo em 31/12/2019	(10.616)
Provisão revertida (constituída) líquida	(9.884)
Recuperação de receita	4.681
Baixa de contas a receber provisionadas	5.488
Saldo em 31/12/2020	(10.331)

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

(7) TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	659	2.925
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	441	5.852
Imposto de renda e contribuição social a compensar	212	186
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	818	2.212
ICMS a compensar	11.611	9.916
Programa de integração social - PIS	129	88
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	586	407
Outros	0	8
Total	<u>14.458</u>	<u>21.596</u>
<u>Não circulante</u>		
ICMS a compensar	18.636	15.234
Programa de integração social - PIS	27.485	29.928
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	123.146	137.849
Total	<u>169.268</u>	<u>183.012</u>

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.

Programa de integração social - PIS e Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS: refere-se a crédito constituído em razão de decisão judicial final favorável em última instância em 2019, a qual não está sujeita a novo recurso, do processo relacionado à exclusão dos montantes de ICMS na base de cálculo das contribuições ao PIS e COFINS (relacionado aos processos originais de quatro companhias agrupadas - CPFL Leste

Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa), bem como o direito de ressarcimento de valores anteriormente pagos. O crédito foi calculado em conformidade com a Orientação da Receita Federal 13/2018.

Baseada em opiniões legais, a Companhia entende que o montante recebido como crédito fiscal após o trânsito em julgado deverá ser reembolsado aos consumidores assim que a Receita Federal aprovar tais compensações de crédito, limitado ao prazo prescricional de 10 anos. Em 2019, a Companhia registrou um passivo relacionado à necessidade de devolução desse crédito fiscal ao consumidor, considerando tal período.

Portanto, para o período encerrado em 31 de dezembro de 2020, a CPFL Santa Cruz possui um ativo de R\$ 150.631 na rubrica de “Outros tributos a compensar”, em contrapartida a um passivo de R\$ 134.635 em “Outras contas a pagar – consumidores” (nota 18), sendo que deste montante R\$ 20.151 já foram compensados ao longo do ano.

(8) INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

Títulos e valores mobiliários	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Aplicação direta	<u>100.013</u>	<u>-</u>
Total	<u>100.013</u>	<u>-</u>

Representa valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira do Tesouro (“LFT”), através de cotas de fundos de investimentos, 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)	164.755	155.884	(116.128)	2.725	635	(89.515)	(3.530)	114.827	25.242	89.585	94.946	19.880
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	45.318	3.454	(12.054)	1.038	324	(3.967)	(17.841)	16.273	1.672	14.601	13.033	3.240
Custo de Energia Itaipu	87.545	108.990	(72.180)	1.595	311	(70.800)	(108)	55.353	16.889	38.464	46.817	8.536
Proinfra	173	(211)	(171)	(3)	-	(234)	446	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	24.479	35.771	(19.610)	(193)	-	(13.606)	(19)	26.822	4.183	22.639	21.798	5.024
Transporte de Energia - Itaipu	2.256	3.033	(1.836)	31	-	(908)	(1)	2.574	439	2.135	2.100	474
ESS/EER	-	-	-	31	-	-	11.694	11.725	-	11.725	9.123	2.602
CDE	4.984	4.847	(10.277)	226	-	-	2.299	2.080	2.059	21	2.075	5
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	5.683	3.343	(4.733)	80	354	(17.122)	14.619	2.223	242	1.981	1.783	440
Neutralidade da Parcela A	2.140	2.614	(2.140)	17	-	(9.591)	7.198	238	-	238	185	53
Sobrecontratação de Energia	1.347	(1.262)	-	25	-	(7.531)	7.421	-	-	-	-	-
Outros	2.196	1.991	(2.593)	38	354	-	-	1.985	242	1.743	1.598	387
Total Ativos Financeiros Setoriais	170.438	159.227	(120.861)	2.805	989	(106.637)	11.089	117.050	25.484	91.566	96.730	20.320

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)	46.875	31.377	(24.934)	1.093	(45)	(45.094)	(3.530)	5.741	5.506	235	5.689	52
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	17.711	23.378	-	390	-	(23.638)	(17.841)	-	-	-	-	-
Custo de Energia Itaipu	-	-	-	108	-	-	(108)	-	-	-	-	-
Proinfra	-	622	(667)	19	-	-	446	419	184	235	367	52
Transporte de Rede Básica	-	-	-	19	-	-	(19)	-	-	-	-	-
Transporte de Energia - Itaipu	-	-	-	1	-	-	(1)	-	-	-	-	-
ESS/EER	29.164	7.439	(24.267)	528	(45)	(19.191)	11.694	5.322	5.322	-	5.322	-
CDE	-	(62)	-	28	-	(2.265)	2.299	-	-	-	-	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	72.081	58.677	(53.462)	1.222	(2.288)	(296)	14.619	90.552	12.668	77.883	63.044	27.508
Neutralidade da Parcela A	5.369	4.669	(2.404)	82	(1.712)	-	7.198	13.202	661	12.540	10.419	2.783
Sobrecontratação de Energia	5.331	4.021	(7.505)	7	(2)	(296)	7.421	8.976	1.485	7.491	7.313	1.662
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	26.571	8.572	(11.148)	804	(574)	-	-	24.226	2.825	21.401	8.693	15.533
Outros	34.810	41.415	(32.405)	329	-	-	-	44.148	7.697	36.451	36.619	7.530
Total Passivos Financeiros Setoriais	118.956	90.053	(78.396)	2.316	(2.333)	(45.390)	11.089	96.293	18.174	78.118	68.733	27.560

(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 22 de março de 2019 a 21 de março de 2020, entre os valores 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 da CVA foi iniciada em 22 de março de 2020, logo após o final da vigência da Revisão Tarifária de março de 2020, 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

- **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.
- **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.
- **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. O principal item é a ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que passará a ser amortizado parte a partir da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica e outra parte a partir do próximo reajuste tarifário.
- **Outros Componentes Financeiros:** refere-se principalmente a ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que será amortizado quando da homologação do 6º ciclo de revisão tarifária periódica e no próximo reajuste tarifário

(c) Recebimento Conta COVID: a Companhia recebeu da conta Covid o montante de R\$ 61.247 correspondente ao valor líquido entre ativos e passivos financeiros setoriais, relativos às competências de abril a setembro 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 1.2.

(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
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para litígios	1.948	5.412	1.593	4.424
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	989	2.748	1.015	2.821
Programas de P&D e eficiência energética	640	1.779	1.068	2.968
Provisão relacionada a pessoal	228	632	234	650
Derivativos	(7.571)	(21.031)	276	765
Marcação a Mercado - Derivativos	(306)	(849)	(84)	(232)
Marcação a Mercado - Dívidas	(232)	(646)	(104)	(288)
Outros	1.342	3.774	1.299	3.654
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Reavaliação regulatória compulsória	(7.590)	(21.082)	(10.007)	(27.796)
Total	(10.551)	(29.263)	(4.709)	(13.036)

10.1 Expectativa do período de recuperação:

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no passivo não circulante (em função de divulgar o saldo líquido considerando ativos e passivos), decorrentes dos valores ativos de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis, estão baseados no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação

2021	8.142
2022	2.165
2023	2.165
2024	1.359
2025	1.359
2026 a 2028	2.831
2029 a 2031	1.472
Total	19.492

10.2 Reconciliação das taxas efetivas e nominais da provisão para o imposto de renda e contribuição social:

	2020		2019	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	129.028	129.028	143.519	143.519
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Juros sobre o capital próprio	(22.595)	(22.595)	(24.198)	(24.198)
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(1.630)	(1.630)	(600)	(600)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	8.572	8.572	8.906	8.906
Incentivo fiscal - lucro de exploração				
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	1.268	975	1.810	(436)
Base de cálculo	114.643	114.350	129.437	127.191
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(10.318)	(28.588)	(11.649)	(31.798)
Provisão para riscos fiscais	(26)	(172)	(118)	(771)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(10.344)	(28.760)	(11.767)	(32.569)
Corrente	(2.682)	(7.476)	(12.836)	(35.536)
Diferido	(7.662)	(21.284)	1.068	2.967

(*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

10.3 Imposto de renda e contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido:

	2020		2019	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Reserva de Reavaliação	(12.894)	(12.894)	(12.894)	(12.894)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	1.160	3.223	1.160	3.223

Refere-se exclusivamente a realização da reserva de reavaliação constituída em períodos anteriores.

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

(11) OUTROS ATIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Adiantamentos - Familinvest	1.534	1.004	13	13
Adiantamentos - fornecedores	410	-	-	-
Serviços prestados a terceiros	1.975	2.456	-	-
Contas a receber - CDE	9.300	13.613	-	-
Adiantamentos a funcionários	1.232	1.050	-	-
Arrendamentos e alugueis de postes	2.608	-	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(659)	(666)	-	-
Outros	2.059	2.076	-	-
Total	18.461	19.535	13	13

Contas a receber – CDE: refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.803 (R\$ 1.681 em 31 de dezembro de 2019), e (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 7.497 (R\$ 11.932 em 31 de dezembro de 2019), nota 21.3.

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	(649)
Provisão revertida (constituída) líquida	(17)
Saldo em 31/12/2019	(666)
Provisão revertida (constituída) líquida	7
Saldo em 31/12/2020	(659)

(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	4,01%	1.973.833	(856.772)	1.117.060	969.382
Custo Histórico		1.462.253	(474.577)	987.675	826.903
Correção Monetária Especial		14.286	(13.986)	300	324
Reavaliação		497.294	(368.209)	129.085	142.155
Administração	7,65%	32.441	(23.033)	9.408	8.224
Custo Histórico		26.140	(18.405)	7.735	6.569
Correção Monetária Especial		1.059	(935)	123	123
Reavaliação		5.243	(3.693)	1.550	1.531
Subtotal		2.006.274	(879.805)	1.126.469	977.606
Em Curso		81.955	-	81.955	85.402
Distribuição		77.653	-	77.653	80.490
Administração		4.302	-	4.302	4.912
Subtotal		81.955	-	81.955	85.402,129
Total		2.088.229	(879.805,42)	1.208.424	1.063.008

A composição do intangível é como segue:

Ativo Intangível	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2020			2019
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	13,51%	20.902	(13.736)	7.167	6.798
Custo Histórico		14.813	(9.171)	5.642	5.273
Correção Monetária Especial		54	-	54	54
Reavaliação		6.036	(4.565)	1.471	1.472
Administração	20,00%	67.187	(58.840)	8.347	8.752
Custo Histórico		52.256	(43.926)	8.330	8.683
Reavaliação		14.931	(14.914)	18	69
Subtotal		88.090	(72.575)	15.514	15.550
Em Curso		10.433	-	10.433	7.650
Distribuição		2.599	-	2.599	1.532
Administração		7.834	-	7.834	6.118
Subtotal		10.433	-	10.433	7.650
Total		98.522	(72.575)	25.947	23.200

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	Valor Líquido em 31/12/2020	Valor Líquido em 31/12/2019
Distribuição	1.806.770	2.407	(53.295)	217.950	-	1.973.833	167.063	(856.772)	1.117.060	969.382
Terrenos	13.572	27	-	455	-	14.054	482	-	14.054	13.572
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	27.536	636	(113)	3.610	-	31.668	4.132	(13.998)	17.670	14.239
Máquinas e Equipamentos	1.731.944	1.744	(46.858)	212.551	2.032	1.901.414	167.438	(827.301)	1.074.113	926.732
Veículos	26.969	-	(6.323)	987	(2.032)	19.601	(5.336)	(9.580)	10.021	13.850
Móveis e Utensílios	6.750	-	(1)	346	-	7.095	346	(5.894)	1.202	989
Administração	32.472	-	(2.157)	2.126	-	32.441	(31)	(23.033)	9.408	8.224
Terrenos	3.605	-	-	-	-	3.605	-	-	3.605	3.605
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	3.567	-	-	818	-	4.385	818	(2.836)	1.548	806
Máquinas e Equipamentos	19.130	-	(14)	719	-	19.836	706	(16.400)	3.436	3.384
Veículos	4.241	-	(2.144)	214	-	2.312	(1.929)	(2.080)	232	155
Móveis e Utensílios	1.929	-	-	375	-	2.304	375	(1.717)	588	275
Subtotal	1.839.242	2.407	(55.452)	220.076	-	2.006.274	167.032	(879.805)	1.126.469	977.606
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 (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2020	Valor Líquido em 31/12/2019
Distribuição	80.490	211.824	-	(215.234)	573	77.653	(3.410)	-	77.653	80.490
Máquinas e Equipamentos	40.412	197.566	-	(191.838)	(188)	45.952	5.729	-	45.952	40.412
Outros	40.078	14.258	-	(23.396)	761	31.701	(9.138)	-	31.701	40.078
Administração	4.912	5.339	-	(5.176)	(773)	4.302	163	-	4.302	4.912
Máquinas e Equipamentos	1.990	528	-	(1.343)	-	1.175	(814)	-	1.175	1.990
Outros	2.923	4.810	-	(3.833)	(773)	3.127	977	-	3.127	2.923
Subtotal	85.402	217.163	-	(220.409)	(200)	81.955	(3.247)	-	81.955	85.402
Total do Ativo Imobilizado	1.924.644	219.570	(55.452)	(333)	(200)	2.088.229	163.785	(879.805)	1.208.424	1.063.008

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 (a)	Total
Imobilizado em Curso	131.657	76.241	6.692	2.054	316	2.735	219.695
Terrenos	-	(293)	-	26	-	10	(257)
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	(21)	698	-	-	-	-	677
Máquinas e Equipamentos	128.358	59.173	5.775	1.765	316	2.708	198.095
Veículos	2.866	40	-	-	-	-	2.906
Móveis e Utensílios	453	-	-	-	-	1	454
A Ratear	-	16.623	917	263	-	17	17.820
Outros - Estoque	-	-	-	-	-	(2.532)	(2.532)
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	(164)	(164)
Material em Depósito	-	-	-	-	-	(2.316)	(2.316)
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	(52)	(52)
Total das Adições	131.657	76.241	6.692	2.054	316	203	217.163

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)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	1.731.944	1.744	(46.858)	212.551	-	2.032	1.901.414	167.438
Transformador de Distribuição	253.099	-	(7.941)	9.741	-	3.782	258.680	1.800
Medidor	139.849	-	(6.660)	17.280	-	(4.525)	145.944	10.621
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	293.008	-	(6.516)	31.048	-	14.976	332.516	24.532
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	585.274	-	(13.301)	62.096	-	30.693	664.763	48.795
Redes Alta Tensão (69 kV)	61.142	-	(1.973)	7.569	-	704	67.443	5.596
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	12.126	1.744	-	492	-	(1.725)	12.638	2.237
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	30	177	-	(207)	-	207
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	82.532	-	(2.102)	4.211	-	(12.276)	72.366	2.110
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	52.599	-	(2.007)	8.850	-	(5.421)	54.021	6.843
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	128.988	-	(6.028)	54.524	-	22.977	200.461	48.496
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	14.688	-	-	-	-	(2.094)	12.594	-
Demais Máquinas e Equipamentos	108.640	-	(360)	16.562	-	(44.852)	79.989	16.202

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições (A)	Transferências (C)	Reclassif. (*)	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições Líquidas (A)- (B)+(C)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2020	Valor Líquido em 31/12/2019
Ativo Intangível em Serviço									
Distribuição	19.784	-	918	200	20.902	918	(13.736)	7.167	6.798
Serviços	4.679	-	333	-	5.012	333	-	5.012	4.679
Softwares	12.823	-	585	-	13.409	585	(12.446)	962	1.003
Outros	2.282	-	-	200	2.482	-	(1.289)	1.193	1.116
Administração	64.011	-	3.176	-	67.187	3.176	(58.840)	8.347	8.752
Softwares	63.659	-	3.176	-	66.835	3.176	(58.840)	7.995	8.399
Outros	352	-	-	-	352	-	-	352	352
Subtotal	83.795	-	4.094	200	88.090	4.094	(72.575)	15.514	15.550
Ativo Intangível em Curso									
Distribuição	1.532	1.988	(920)	-	2.599	1.068	-	2.599	1.532
Serviços	920	1.941	(333)	-	2.528	1.608	-	2.528	920
Softwares	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	611	47	(588)	-	71	(540)	-	71	611
Administração	6.118	4.555	(2.840)	-	7.834	1.715	-	7.834	6.118
Softwares	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	6.118	4.555	(2.840)	-	7.834	1.715	-	7.834	6.118
Subtotal	7.650	6.544	(3.761)	-	10.433	2.783	-	10.433	7.650
Total do Ativo Intangível	91.445	6.544	333	200	98.522	6.877	(72.575)	25.947	23.200

As principais taxas anuais de depreciação/amortização por macro atividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

Taxas anuais de depreciação (%)

Distribuição

Chave Seccionador, Tensão Igual ou Superior a 69kV	3,33%
Chave Seccionador, Tensão Inferior a 69kV	6,67%
Condutor Classe de Tensão Igual ou Superior a 69kV	2,70%
Condutor Classe de Tensão Inferior a 69kV	3,57%
Estrutura Poste	3,57%
Estrutura Torre	2,70%
Medidor Eletromecânico	4,00%
Medidor Eletrônico	7,69%
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57%
Regulador de Tensão, Igual ou Superior a 69kV	3,45%
Regulador de Tensão, Inferior a 69kV	4,35%
Religador	4,00%
Transformador de Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%

Administração central

Software	20,00%
Equipamento Geral de Informática	16,67%
Equipamento Geral	6,25%
Veículos	14,29%
Edificações - Outras	3,33%

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

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

(13) FORNECEDORES

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Encargos de Uso da Rede Elétrica	36.635	17.789
Suprimento de Energia Elétrica	88.374	74.904
Materiais e serviços	31.837	36.139
Outros	1.785	1.737
Total	<u>158.631</u>	<u>130.569</u>

(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	Adim- plente?	Data Captação / Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pcto Juros	Frequência Pcto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo									
																2022	2023	2024	2025	2026	2027+	Total			
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	2.177	62.985	300.564	365.725													172.639,65	42.520,70	43.710,56	43.710,56	(2.017,42)	-	300.564,05		
Lei 4131 - Merrill Lynch	52	-	135.852	135.914	Sim	14/09/2016	Aval/Fiança	Euro	0,01	15/03/2021	Semestral	14/03/2022	14/03/2022	Parcela única em março de 202	Bullet (final)		135.961,08	-	-	-	-	-	-	135.961,08	
Lei 4131 - Bank of Nova Scotia	1.106	62.360	-	63.467	Sim	03/07/2018	Aval/Fiança	US\$	0,04	04/01/2021	Semestral	06/07/2021	06/07/2021	Parcela única em julho de 2021	Bullet (final)		-	-	-	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - BNP PARIBAS	75	-	36.778	36.853	Sim	06/05/2019	Aval/Fiança	US\$	0,03	08/03/2021	Trimestral	07/03/2022	07/03/2022	Parcela única em março de 202	Bullet (final)		-	-	-	-	-	-	-	36.777,78	
Lei 4131 - The Bank of Nova Scotia	943	-	131.132	132.075	Sim	28/02/2020	Aval/Fiança	US\$	0,02	01/03/2021	Semestral	28/02/2023	28/02/2025	03 Parcelas anuais a partir de 1	Outros		-	43.710,56	43.710,56	43.710,56	-	-	-	131.131,68	
Marcação a mercado	-	625	(3.207)	(2.583)	Sim	03/07/2018	Não há	Outro, especif. no cronograma	-	04/01/2021	Semestral	06/07/2021	06/07/2021	N.A.	Outros		-	(1.189,86)	-	-	(2.017,42)	-	-	(3.207,28)	
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	844	18.776	428.378	447.997													18.653,83	117.151,20	120.648,57	25.683,18	25.707,90	120.532,85	-	428.377,54	
Debênture- CPJG13	334	-	190.000	190.334	Sim	jun-19	Aval/Fiança	TJLP	1,07	30/11/2020	Semestral	28/05/2023	28/05/2024	2 parcelas (Maio/2023 e Maio/2	Outros		-	95.000,00	95.000,00	-	-	-	-	190.000,00	
BNDES- FNEM 18/19	295	19.166	124.580	144.041	Sim	dez-18	Aval/Fiança	Pré	0,05	15/10/2020	Mensal	15/10/2020	18/06/2028	Indexador: TLP. Durante o perío	SAC		19.166,13	19.166,13	19.166,13	19.166,13	19.166,13	28.749,20	124.579,86		
BNDES- FNEM 20/21	215	-	117.745	117.960	Sim	jun-20	Aval/Fiança	Salic	0,04	15/10/2020	Trimestral	17/07/2023	15/04/2040	Mensal após 07/23	Outros		-	3.497,37	6.994,74	6.994,74	6.994,74	6.994,74	93.253,25	117.144,85	
Gastos com captação de empréstimos	-	(391)	(3.744)	(4.135)	Sim	dez-18	Não há	Outro, especificar em obs.	0,00%	15/10/2020	N.A.	15/10/2020	18/06/2028	N.A.	Outros		(453)	(453)	(453)	(453)	(453)	(1.480)	(3.744)		
Gastos com captação de debêntures	-	-	(203)	(203)	Sim	dez-18	Não há	Outro, especificar em obs.	0,00%	15/10/2020	N.A.	15/10/2020	18/06/2028	N.A.	Outros		(59)	(59)	(59)	(25)	-	-	-	(203)	
Total por dívida																									
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	2.176,73	62.985,00	300.564,05	365.725,00																					
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	844,32	18.775,50	428.377,54	447.997,37																					

14.2 Abertura dos Ativos Financeiros:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adim- plente?	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pcto Juros	Frequência Pcto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização							
													2022	2023	2024	2025	2026	2027+	Total	
Ativos Financeiros	269.677	323.218	323.218										18.895	9.679	8.322	8.322	8.322	8.322	-	53.541
Caixa e Aplicações Financeiras	269.677	323.218	323.218										18.895	9.679	8.322	8.322	8.322	8.322	-	53.541
Caixa e Equivalentes de Caixa (1101)	135.653	135.653	135.653										-	-	-	-	-	-	-	-
Investimentos Temporários - Títulos e Valores Mobiliários	100.013	-	100.013	Sim	CDI	99,00%		Final					-	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Scotiabank	-	18.895	18.895	Sim	CDI	105,75%	04/01/21	Semestral	06/07/2021	06/07/2021	Parcela única em março de 2022	Bullet (final)	18.895	-	-	-	-	-	-	18.895
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Merrill Lynch	34.011	-	34.011	Sim	CDI	102,60%	15/03/21	Trimestral	14/03/2022	14/03/2022	Parcela única em julho de 2021	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA BNP Paribas	-	9.679	9.679	Sim	CDI	104,60%	08/03/21	Semestral	07/03/2022	07/03/2022	Parcela única em março de 2022	Bullet (final)	-	9.679	-	-	-	-	-	9.679
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Scotiabank	-	24.967	24.967	Sim	CDI	100%CDI+0,8%	01/03/21	Semestral	28/02/2025	28/02/2025	Amortização: 2023, 2024 e 2025	Outros	-	-	8.322	8.322	8.322	8.322	-	24.967

14.3 Abertura dos Instrumentos Financeiros Derivativos:

INSTRUMENTO DERIVATIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Vencimento	Custo Ponta		Valor Contratado	Valor Justo (*)
				Ativa	Passiva		
Swap - Lei 4131	Bank of N. Scotia	03/07/18	06/07/21	USD+4,1505% a.a.	105,75% CDI	45.000	18.895
Swap - Lei 4131	Merrill Lynch	14/09/18	14/03/22	EUR+0,9607% a.a.	102,60% CDI	102.000	34.011
Swap - Lei 4131	BNP Paribas	06/05/19	07/03/22	USD+3,60% a.a.	104,60% CDI	28.000	9.679
Swap - Lei 4131	Bank of N. Scotia	28/02/20	28/02/25	USD+2,437% a.a.	100%CDI+0,8%	108.000	24.967
Total						283.000	87.552

* Positivo derivativo Ativo e 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	3.021	81.761	728.942	813.722	579.374
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	2.177	62.985	300.564	365.725	186.349
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	844	18.776	428.378	447.997	386.365
Derivativos a Pagar					6.659
(-) Ativos Financeiros	-	(154.549)	(68.656)	(223.205)	(61.532)
Alta Liquidez	-	(135.653)	-	(135.653)	(56.974)
Derivativos a Receber	-	(18.895)	(68.656)	(87.552)	(4.558)
Dívida Líquida	3.021	(72.788)	660.285	590.517	517.842

14.5 Movimentação 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	10.393	-	(10.369)	378	-	(403)	-
Pós Fixado							
TJLP	11.931	-	(11.891)	223	-	(263)	-
IPCA	152.123	115.000	(14.089)	18.550	-	(9.583)	262.001
Selic	2.792	-	(2.836)	76	-	(32)	-
CDI	20.210	-	(20.500)	352	-	(62)	-
Cesta de moedas	1.694	-	(1.796)	122	-	(19)	-
Total ao custo	199.142	115.000	(61.481)	19.700	-	(10.362)	262.001
Gastos com captação (*)	(3.320)	(1.242)	-	427	-	-	(4.135)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	91.514	108.000	(18.825)	6.086	50.570	(4.950)	232.394
Euro	95.989	-	-	1.047	39.905	(1.027)	135.914
Marcação a mercado	(1.153)	-	-	(1.429)	-	-	(2.583)
Total ao valor justo	186.350	108.000	(18.825)	5.704	90.475	(5.978)	365.725
Total	382.172	221.758	(80.305)	25.831	90.475	(16.340)	623.591
Circulante	59.933						84.447
Não Circulante	322.239						539.144

(*) 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	12.701	-	(2.305)	673	-	(676)	10.393
Pós Fixado							
TJLP	18.220	-	(6.307)	1.325	-	(1.308)	11.931
IPCA	79.006	70.000	-	8.188	-	(5.071)	152.123
Selic	4.740	-	(2.170)	306	-	(84)	2.792
CDI	52.858	-	(34.875)	2.366	-	(138)	20.210
Cesta de moedas	2.152	-	(540)	213	-	(131)	1.694
Total ao custo	169.677	70.000	(46.197)	13.071	-	(7.408)	199.142
Gastos com captação (*)	(2.328)	(1.314)	-	-	-	-	(3.320)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	126.059	42.000	(75.066)	3.645	(403)	(4.721)	91.514
Euro	94.365	-	-	780	1.627	(783)	95.989
Marcação a mercado	(4.170)	-	-	3.017	-	-	(1.153)
Total ao valor justo	216.254	42.000	(75.066)	7.442	1.224	(5.504)	186.350
Total	383.603	110.686	(121.263)	20.835	1.224	(12.912)	382.172
Circulante	123.837						59.933
Não Circulante	259.766						322.239

(*) 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, com base nas informações contábeis societárias. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 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 a 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 Movimentação 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				
TJLP	-	-	-	-
CDI	190.804	5.601	(6.071)	190.334
IPCA	-	-	-	-
Total ao custo	190.804	5.601	(6.071)	190.334
Gastos com captação (*)	(262)	59	-	(203)
Total	190.542	5.660	(6.071)	190.131
Circulante	804			334
Não circulante	189.738			189.797

(*) 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
Mensurados ao Custo - Pós fixado						
CDI	196.139	190.000	(190.000)	11.985	(17.320)	190.804
Total ao custo	196.139	190.000	(190.000)	11.985	(17.320)	190.804
Gastos com captação (*)	(183)	(297)	-	218	-	(262)
Total	195.956	189.703	(190.000)	12.203	(17.320)	190.542
Circulante	6.139					804
Não circulante	189.817					189.738

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

14.8 Condições restritivas das Debêntures:

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

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso, com base nas informações contábeis societárias. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2020.

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

- 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 1.2.

(15) ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	138	137	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	3.875	10.102	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	13.001	11.946	-	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	9.963	5.784	301	4.132
EPE / FNDCT	249	194	-	-
Total	27.226	28.162	301	4.132

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 (amarela) de 2019 que foram homologadas pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) no primeiro trimestre de 2020.

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 a Medida Provisória nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120 em 1º de março de 2021, estabelece que entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, até 30% dos valores previstos para os Programas de P&D e Eficiência Energética, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à 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.

(16) TRIBUTOS

	31/12/2020	31/12/2019
Circulante		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	25.241	23.312
Programa de integração social - PIS	-	706
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	-	3.282
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	3.389	3.630
Outros	1.846	2.155
Total	30.476	33.084

(17) 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	13.024	3.666	8.164	3.988
Cíveis	460	275	1.579	123
Fiscais				
Imposto de renda	-	-	698	-
Outras	9.387	18.322	8.244	17.941
	<u>9.387</u>	<u>18.322</u>	<u>8.942</u>	<u>17.941</u>
Outros	451	54	550	-
Total	<u><u>23.322</u></u>	<u><u>22.316</u></u>	<u><u>19.235</u></u>	<u><u>22.052</u></u>

A movimentação das provisões para litígios está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2019	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2020
Trabalhistas	8.164	5.655	(657)	(1.365)	1.227	13.024
Cíveis	1.579	2.718	(223)	(3.760)	145	460
Fiscais	8.942	1.586	(1.278)	(1.361)	1.497	9.387
Outros	550	-	(82)	(30)	14	451
Total	<u><u>19.235</u></u>	<u><u>9.960</u></u>	<u><u>(2.240)</u></u>	<u><u>(6.516)</u></u>	<u><u>2.883</u></u>	<u><u>23.322</u></u>

As provisões para litígios fiscais, cíveis, 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:** as principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).
- Cíveis:** as principais causas cíveis relacionam-se a danos pessoais, como pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.
- Fiscais:** refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo a CPMF e PIS e COFINS.
- Outros:** refere-se principalmente a ações relacionadas à natureza regulatória.

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	26.504	22.632	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	14.698	11.485	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	149.425	147.457	Imposto de renda e contribuição social
Fiscais - Outros	51.116	37.210	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatórias	664	622	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômica-financeira
Total	242.407	219.405	

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.

(18) OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Consumidores e concessionárias	26.239	3.778	114.484	132.607
Fundo de reversão	185	185	3.025	3.209
Adiantamentos	6.611	298	783	20
Descontos tarifários - CDE	14.961	804	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	346	346	-	-
Convênios de arrecadação	3.823	3.598	-	-
Outros	1.708	1.853	508	452
Total	53.872	10.862	118.800	136.288

Consumidores e concessionárias: referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos, bem como ao passivo no montante de R\$ 134.635 (R\$ 132.607 em 31 de dezembro de 2019) referente ao repasse do PIS e COFINS aos consumidores (nota 6).

Fundo de reversão: refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/1957), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorreria de acordo com determinações do poder concedente. Através do Decreto Lei nº 9.022/2017 foi determinado que mensalmente, a Companhia a partir de janeiro de 2018, deveria amortizar integralmente os débitos com o fundo até dezembro de 2026.

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.

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.

(19) 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)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2020
Em serviço	252.100	2.407	(1.243)	6.688	12.797	-	272.750	10.338	(129.111)	143.639
Participação da União, Estados e Municípios	3.199	-	-	-	-	-	3.199	-	(1.173)	2.026
Participação Financeira do Consumidor	179.550	-	(1.243)	5.073	12.797	-	196.177	6.315	(112.392)	83.785
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	48.860	2.407	-	1.615	-	-	52.882	4.022	(11.458)	41.425
Pesquisa e Desenvolvimento	296	-	-	-	-	-	296	-	(71)	225
Outros	20.195	-	-	-	-	-	20.195	-	(4.017)	16.178
Ultrapassagem de demanda	7.100	-	-	-	-	-	7.100	-	(1.402)	5.698
Excedente de reativos	13.095	-	-	-	-	-	13.095	-	(2.615)	10.480
(-) Amortização Acumulada - AIS	(125.371)	(12.088)	919	-	7.429	-	(129.111)	(13.007)	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(1.051)	(122)	-	-	-	-	(1.173)	(122)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(111.432)	(9.308)	919	-	7.429	-	(112.392)	(10.227)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(9.566)	(1.892)	-	-	-	-	(11.458)	(1.892)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(59)	(12)	-	-	-	-	(71)	(12)	-	-
Outros	(3.264)	(753)	-	-	-	-	(4.017)	(753)	-	-
Ultrapassagem de demanda	(1.139)	(264)	-	-	-	-	(1.402)	(264)	-	-
Excedente de reativos	(2.125)	(490)	-	-	-	-	(2.615)	(490)	-	-
Em curso	11.205	14.943	-	(6.688)	-	-	19.460	8.255	-	19.460
Participação da União, Estados e Municípios	107	-	-	-	-	-	107	-	-	107
Participação Financeira do Consumidor	3.869	7.775	-	716	-	-	12.360	8.491	-	12.360
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	-	2.350	-	(1.615)	-	-	735	735	-	735
Pesquisa e Desenvolvimento	289	-	-	-	-	-	289	-	-	289
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	1.647	-	-	-	-	-	1.647	-	-	1.647
Valores Pendentes de Recebimento	5.294	4.818	-	(5.789)	-	-	4.323	(971)	-	4.323
Total	137.934	5.262	(324)	-	20.226	-	163.099	5.586	(129.111)	163.099

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	3,96%	364.057	(91.307)	272.750
Participação da União, Estados e Municípios		3.199	-	3.199
Participação Financeira do Consumidor		287.484	(91.307)	196.177
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		52.882	-	52.882
Pesquisa e Desenvolvimento		296	-	296
Outros		20.195	-	20.195
Ultrapassagem de demanda		7.100	-	7.100
Excedente de reativos		13.095	-	13.095
(-) Amortização Acumulada		(186.377)	57.266	(129.111)
Participação da União, Estados e Municípios		(1.173)	-	(1.173)
Participação Financeira do Consumidor		(169.658)	57.266	(112.392)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(11.458)	-	(11.458)
Pesquisa e Desenvolvimento		(71)	-	(71)
Outros		(4.017)	-	(4.017)
Ultrapassagem de demanda		(1.402)	-	(1.402)
Excedente de reativos		(2.615)	-	(2.615)
Diferença das perdas regulatórias		-	-	-
Outros		-	-	-
Total		177.680	(34.042)	143.639

(20) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação do acionista no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2020 e 2019 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações		
	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S/A	359.058.396	359.058.396	100,00
Total	359.058.396	359.058.396	100,00

20.1 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 3,09 vezes o EBITDA em 2020 (2,49 vezes em 2019), no critério de medição dos *covenants* financeiros da Companhia. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 3,75, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

20.2 Dividendos e Juros sobre o capital próprio (“JCP”)

Em Assembleia Geral Ordinária de 15 de junho de 2020 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2019, através de (i) juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 24.198 declarado em dezembro de 2019, e (ii) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 3.473.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2020:

- Juros sobre capital próprio no montante de R\$ 22.595 (R\$ 19.206 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,062929202 (R\$ 0,053489822 líquido dos efeitos tributários), aprovado em AGE de 30 de dezembro de 2020.
- Dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 3.337, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,009293954.

No exercício de 2020, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 43.201 referente a dividendos e juros sobre capital próprio.

20.3 Reserva de lucros

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2020 é de R\$ 296.423, que compreende:

- reserva legal de R\$ 34.082: constituição de R\$ 255 em 2020 para resultar no total de reserva, considerando reserva de capital e reserva legal, correspondente ao limite de 30% do capital social;
- reserva estatutária de reforço de capital de giro R\$ 262.341: sendo R\$ 64.251 constituída em 2020 e o restante constituída em exercícios anteriores, devido ao atual cenário macroeconômico e as incertezas quanto à hidrologia.

20.4 Outros resultados abrangentes

É composto por Reserva de Reavaliação no montante de R\$ 55.657 (R\$ R\$ 73.383 líquido dos tributos) correspondente aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010.

20.5 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:

	<u>2020</u>
Lucro líquido societário do exercício	90.427
Realização da reserva de correção monetária especial "CME"	11
Lucro líquido societário - base para destinação	90.437
Reserva Legal	(255)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(64.251)
Juros sobre o capital próprio	(22.595)
Dividendo mínimo obrigatório	(3.337)

Para este exercício, considerando o atual cenário macroeconômico e as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 64.251 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

(21) RECEITA

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Fornecimento - Faturado	475.490	465.620	2.057.024	2.163.050	578.241	658.766
Residencial	419.006	408.272	870.453	836.008	264.134	274.409
Industrial	3.175	3.241	279.428	385.885	86.738	129.052
Comercial	23.578	24.266	297.013	345.167	91.876	114.480
Rural	24.450	24.647	321.604	295.716	66.645	63.528
Poder público	4.056	4.005	50.416	64.046	14.779	19.957
Iluminação pública	508	492	127.673	125.862	21.932	23.736
Serviço público	717	697	110.436	110.365	32.139	33.604
Consumo próprio	117	113	1.821	1.750	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			323.552	289.803	67.993	65.441
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					843.171	804.194
Consumidores Cativos					688.637	676.645
Consumidores Livres					154.534	127.549
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					8.905	1.326
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					30.032	(27.876)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					31.307	(11.151)
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					3.149	(3.019)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					(4.425)	(13.706)
Outras Receitas Vinculadas					89.871	79.888
Serviços Cobráveis					1.064	1.189
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					88.807	78.699
Total	475.607	465.733	2.382.397	2.454.604	1.618.215	1.581.740

21.1 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, 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, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET. Os valores constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais entre setembro de 2015 e fevereiro de 2017 somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

Em função da renovação da concessão em 2015, os valores constituídos a partir de março de 2017 passaram a ser amortizados conforme os demais itens da tarifa da conta de ativos e passivos financeiros setoriais, ou seja, no momento da homologação do RTA, conforme orientação do Ofício Circular nº 112/2017-SFF/ANEEL e do submódulo 2.1 A 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 passivo Obrigações vinculadas à concessão do serviço, em atendimento ao CPC 25.

21.2 Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) e Reajuste Tarifário Anual (“RTA”):

Em 17 de março de 2020, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.668, relativo ao resultado da RTA de 2020, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2020, em +10,71%, sendo +3,20% referentes ao reajuste tarifário econômico e +7,51% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de +0,20.

Em 20 de março de 2019, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.522, relativo ao resultado da RTA de 2019, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2019, em +13,70%, sendo +2,02% referentes ao reajuste tarifário econômico e +11,68% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de +13,31%.

21.3 Aporte CDE - Baixa renda e demais subsídios tarifários:

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\$ 88.807 (R\$ 78.699 em 2019), sendo (i) R\$ 13.187 (R\$ 5.636 em 2019) referentes à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 71.697 (R\$ 69.774 em 2019) referentes a outros descontos tarifários e (iii) R\$ 3.923 de subvenção CCRBT (R\$ 3.289 em 2019).

21.4 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.

(22) CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2020	2019	2020	2019
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	527.738	530.021	180.065	133.864
PROINFA	55.075	54.811	14.341	18.141
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	2.169.968	2.217.716	398.558	431.249
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(54.844)	(52.079)
Subtotal	2.752.781	2.802.549	538.121	531.176
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			183.754	146.973
Encargos de transporte de itaipu			15.427	13.524
Encargos de conexão			8.046	7.674
Encargos de uso do sistema de distribuição			6.338	5.923
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			6.315	2.086
Encargos de energia de reserva - EER			12.255	5.990
Crédito de PIS e COFINS			(21.470)	(16.851)
Subtotal			210.664	165.318
Total			748.785	696.494

(*) Conta de Energia de Reserva

(23) PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2020	2019
<u>Pessoal</u>		
Remuneração	28.727	29.544
Encargos	8.112	8.270
Previdência privada - Corrente	586	566
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	13	18
Programa de demissão voluntária	-	-
Despesas rescisórias	743	1.632
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	4.235	3.726
Outros benefícios - Corrente	9.652	10.113
Outros	676	641
Subtotal	52.745	54.511
<u>Administradores</u>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	1.287	1.878
Benefícios dos administradores	804	934
Subtotal	2.091	2.812
Total	54.835	57.322

(24) RESULTADO FINANCEIRO

<u>Receitas</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Rendas de aplicações financeiras	4.445	3.499
Acréscimos e multas moratórias	14.298	14.314
Atualização de créditos fiscais	3.572	4.900
Atualização de depósitos judiciais	389	799
Atualizações monetárias e cambiais	102.580	3.177
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	929	490
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	5.029	10.830
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(1.759)	(1.805)
Outros	1.792	2.468
Total	131.276	38.673
<u>Despesas</u>		
Encargos de dívidas	(24.880)	(25.556)
Atualizações monetárias e cambiais	(108.841)	(13.883)
(-) Juros capitalizados	2.077	1.123
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(4.540)	(5.362)
Outros	(3.923)	(6.123)
Total	(140.106)	(49.801)
Resultado Financeiro	(8.830)	(11.128)

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 dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 94.107 (R\$ 2.234 em 2019) (nota 28).

(25) 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 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 pelo CPC 05 (R1) – Partes Relacionadas foi de R\$ 2.090 (R\$ 2.812 em 2019). Este valor é composto por R\$ 1.774 (R\$ 2.522 em 2019) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 53 (R\$ 83 em 2019) de benefícios pós-emprego e R\$ 263 (R\$ 207 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	2020	2019
Encargos - Rede básica			
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	173	15.055	10.646

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								
Companhia Paulista de Força e Luz	213	169	576	586	-	-	5.320	4.978
Companhia Piratininga de Força e Luz	117	69	426	424	-	-	3.968	4.046
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	128	59	55	42	-	-	(542)	(290)
CPFL Energia S.A.	1	1	-	-	-	-	(12)	(16)
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(15)	(17)
Arrendamento e aluguel								
CPFL Planalto Ltda.	-	-	-	-	2	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	119	93
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	1	2	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	129	142	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	80	52	-	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	22.543	43.201	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviço								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	17	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (*)	191	414	4.454	3.018	-	-	13.231	12.384
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	19	55	250	234	-	-	2.735	2.624
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	106	96	-	-	1.223	4.282
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	2	-	-	-	12	-	-	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	54	77	-	-	(1)	2.728
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	64	62	-	-	781	190
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	134	135	-	-	1.650	399
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda. (*)	-	-	142	152	-	-	1.851	426
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	6	1.339	1.326	31	67
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	2.513	1.936	-	-	31.721	32.664
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	126	40	-	-	503	475
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	-	1	-	109	111	-	-
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	6	6	-	-	72	69
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	20	19	-	-	239	229
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	33	31	-	-	299	286
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	82	77	-	-	1.599	1.268
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	7	7	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	20	20	-	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	10	9
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	11	9
Outras operações financeiras								
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	1	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	365	593

(*) 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\$ 42.705 no exercício de 2020 (R\$ 35.936 em 2019), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(26) 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	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	127.000
Transporte	Transporte nacional	54.138
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	42.898
Garantia	Seguro Garantia	65.439
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		474.475

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.

(27) GESTÃO DE RISCOS

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

Estrutura do gerenciamento de risco

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

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia deliberar sobre as 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 de a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 28. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 28.

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 1.2.

(28) 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)	(b)	Nível 1	135.653	135.653
Investimentos Temporários	8	(a)	(b)	Nível 1	100.013	100.013
Instrumentos financeiros Derivativos	28	(a)	(b)	Nível 2	87.551	87.551
Total					323.217	323.217
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	(a)	Nível 2 (***)	257.866	257.866
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	(b)	Nível 2	365.725	365.725
Debêntures - principal e encargos	14	(b)	(a)	Nível 2 (***)	190.131	181.869
Total					813.722	805.460

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho R\$ 1.430 em 2020 (perda R\$ 3.017 em 2019).

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

Legenda

Categoria

- (a) - Valor justo contra o resultado
- (b) - Outros passivos financeiros

Mensuração

- (a) - Mensurado ao custo amortizado
- (b) - Mensurado 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 e concessionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE, (vii) passivo financeiro setorial e (viii) fundo de reversão.

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 (contábil)		Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo								
Hedge variação cambial								
Empréstimos bancários - Lei 4.131	53.541	53.541	50.294	3.247	US\$ + de 2,07% a 3,53%	05,75% do CDI ou	jul/21 a fev/25	181.000
Empréstimos bancários - Lei 4.131	34.011	34.011	33.830	181	EUR + 0,82%	102,6% do CDI	mar/22	102.000
	87.552	87.552	84.123	3.428				
Circulante	18.895							
Não circulante	68.656							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 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:

	Saldo em 31/12/2019	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2020
Derivativos				
Valores a custo, líquidos				
Para dívidas designadas a valor justo	(3.062)	90.590	(3.404)	84.123
Marcação a mercado	960	2.468	-	3.428
Total	(2.101)	93.057	(3.404)	87.551

(*) Os efeitos no resultado de 2020 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos para as dívidas designadas a valor justo.

	Saldo em 31/12/2018	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2019
Derivativos				
Valores a custo, líquidos				
Para dívidas designadas a valor justo	3.942	(6.271)	(733)	(3.062)
Marcação a mercado	(3.037)	3.997	-	960
Total	905	(2.274)	(733)	(2.101)

(*) Os efeitos no resultado de 2019 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos para as dívidas designadas a valor justo.

A Companhia optou por marcar a mercado a dívida 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 atualizações monetárias e cambiais:

Conta contábil	Ganho (Perda) no resultado	
	2020	2019
Despesa financeira - operação de swap	90.590	(6.270)
Despesa financeira - ajuste a valor justo	2.468	3.997
	93.057	(2.273)

c) 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.

d) Análise de sensibilidade

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

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, 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	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	125.445				3.701	4.626	5.551
Instrumentos financeiros passivos	(190.334)				(5.615)	(7.019)	(8.422)
Derivativos - swap plain vanilla	(287.281)				(8.475)	(10.593)	(12.712)
	(352.170)	alta CDI	2,78%	2,95%	(10.389)	(12.986)	(15.583)
Instrumentos financeiros passivos	(262.002)				(12.131)	(15.163)	(18.196)
	(262.002)	alta IPCA	4,52%	4,63%	(12.131)	(15.163)	(18.196)
Ativos e passivos financeiros setoriais	20.756				612	459	306
Instrumentos financeiros ativos	100.013				2.950	2.213	1.475
	120.769	baixa SELIC	2,78%	2,95%	3.562	2.672	1.781
Total	(493.403)				(18.958)	(25.477)	(31.998)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					(28)	(35)	(42)
Efeitos no resultado do período					(18.930)	(25.442)	(31.956)

(a) Os índices considerados 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.

Em função da exposição cambial líquida do dólar e do euro ser um ativo, o risco é a baixa do dólar e do euro, 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)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	44.567				2.023	2.529	3.035
Instrumentos financeiros passivos	(211.015)				(9.580)	(11.975)	(14.370)
Derivativos - swap plain vanilla	(191.265)				(8.683)	(10.854)	(13.025)
	(357.712)	alta CDI	5,97%	4,54%	(16.240)	(20.300)	(24.360)
Instrumentos financeiros passivos	(11.931)				(607)	(759)	(911)
	(11.931)	alta TJLP	6,30%	5,09%	(607)	(759)	(911)
Instrumentos financeiros passivos	(152.124)				(6.952)	(8.690)	(10.428)
	(152.124)	alta IPCA	4,20%	4,57%	(6.952)	(8.690)	(10.428)
Ativos e passivos financeiros setoriais	51.482				2.348	1.761	1.174
Instrumentos financeiros passivos	(2.792)				(127)	(95)	(64)
	48.689	baixa SELIC	5,97%	4,56%	2.221	1.666	1.110
Total	(473.077)				(21.578)	(28.083)	(34.589)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					5	6	7
Efeitos no resultado do período					(21.583)	(28.089)	(34.596)

(a) Os índices considerados 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.

e) Risco de crédito

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

Caixa e equivalentes de caixa

A Companhia limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um *rating* de pelo menos AA (nota 28 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 em 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 futuras durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas 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 28 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	158.148	483	-	949	-	-	159.580
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	20.042	24.121	109.512	366.481	115.765	211.266	847.188
Derivativos	28	-	-	(1)	-	-	-	(1)
Debêntures - principal e encargos	14	-	-	3.901	205.596	3.207	-	212.706
Encargos Setoriais	15	4.013	-	-	-	-	-	4.013
Consumidores e concessionárias		1.202	25.036	-	-	-	114.484	140.723
EPE / FNDCT / PROCEL		-	249	1.374	-	-	-	1.623
Convênio de arrecadação		-	3.823	-	-	-	-	3.823
Fundo de reversão		15	31	138	369	369	2.287	3.210
Total		183.421	53.743	114.924	573.395	119.341	328.038	1.372.865

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

(29) 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	(3)	129	846	664
Total	(3)	129	846	664

	2020		2019	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	119.811	17.598	77.530	18.585
Venda estimada (*)	24.508	8.205	4.809	1.273
Total	144.319	25.803	82.339	19.858

(*) Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1º de novembro de 2020 a 31 de dezembro de 2020 (período de 1º 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.

(30) REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

30.1 Revisão Tarifária Periódica

Entre 12 de novembro de 2015 e 17 de dezembro de 2015, a ANEEL submeteu às Audiências Públicas nºs 71/2015, 72/2015, 70/2015, 69/2015 e 68/2015 a proposta referente à 4ª Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras: CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz e CPFL Sul Paulista, respectivamente, a vigorar a partir de 3 de fevereiro de 2016.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.017, de 02 de fevereiro de 2016, a prorrogação da vigência das tarifas de aplicação das concessionárias, vigentes a partir de 03 de fevereiro de 2015, até 21 de março de 2016.

Após análise das contribuições recebidas nas Audiências Públicas nºs 71/2015, 72/2015, 70/2015, 69/2015 e 68/2015 e com base no laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e nos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia vigente dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, em 22 de março de 2016, foi homologado, por meio das Resoluções Homologatórias os resultados da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP das distribuidoras: CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz e CPFL Sul Paulista.

Assim, foram homologadas as novas tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição das Outorgadas, cujos reajustes médios são:

	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Mococa	CPFL Santa Cruz	CPFL Sul Paulista
Resolução Homologatória nº	2.028/16	2.029/2016	2.027/2016	2.026/2016	2.025/2016
Percepção dos consumidores/usuários/agentes supridos	13,25%	13,32%	9,02%	7,15%	12,82%
Percepção dos consumidores conectados na Alta Tensão	11,42%	10,27%	20,29%	-4,13%	6,33%
Percepção para os consumidores conectados na Baixa Tensão	17,14%	14,54%	4,99%	13,35%	17,05%

30.2 Revisão Tarifária Extraordinária

A Revisão Tarifária Extraordinária pode ocorrer a qualquer momento, independentemente de reajustes e revisões, caso ocorram reduções ou aumentos significativos nos custos da concessionária ou criação/extinção de tributos e encargos posteriores à assinatura do contrato de concessão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL publicou por meio da Resolução Homologatória nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015, em caráter extraordinário, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, com o objetivo de reestabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica frente ao significativo aumento da quota CDE de 2015 e do custo de compra de energia (tarifa e variação cambial de Itaipu e de leilões de energia existente e ajuste).

Em 07 de abril a ANEEL alterou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.870/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras CPFL Jaguarí, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz e CPFL Sul Paulista. Essa retificação foi necessária para alterar o valor das quotas mensais da CDE – energia referente à conta ACR, destinada à amortização das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da conta ACR. As tarifas resultantes desta retificação entraram em vigor em 08 de abril de 2015 e estiveram vigentes até 21 de março de 2016.

30.3 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 data-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 IPCA, 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, aprovado pelos Despachos de março de 2016.

Descrição Resolução nº	CPFL Jaguari 606/2016	CPFL Leste Paulista 614/2016	CPFL Mococa 602/2016	CPFL Santa Cruz 565/2016	CPFL Sul Paulista 613/2016
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	127.774	217.975	165.184	623.421	274.710
(2) Índice de Aproveitamento Integral	-	2.130	1.267	4.978	528
(3) Obrigações Especiais Bruta	19.349	20.168	19.185	127.012	38.764
(4) Bens Totalmente Depreciados	18.939	44.892	31.377	163.328	25.162
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	89.487	150.784	113.355	328.104	210.256
(6) Depreciação Acumulada	54.330	104.086	80.470	340.976	130.803
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	73.445	113.888	84.714	282.446	143.907
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	-	1.619	687	4.662	484
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	73.445	112.269	84.026	277.783	143.423
(10) Almoxarifado em Operação	335	437	444	957	682
(11) Ativo Diferido	-	-	-	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	14.032	12.578	13.025	87.076	22.102
(13) Terrenos e Servidões	2.571	1.481	671	2.564	1.693
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	62.319	101.608	72.117	194.229	123.696
(15) Saldo RGR PLPT	31	622	192	1.268	654
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-	-	-	-	-
(17) Taxa de Depreciação	3,76%	3,81%	3,77%	3,69%	3,77%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	3.365	5.745	4.273	12.115	7.927
(19) RC sem Obrigações Especiais	7.637	12.386	8.819	23.666	15.090
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	341	319	307	2.367	585
(21) Remuneração do Capital (RC)	7.978	12.704	9.126	26.034	15.675

30.4 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.

Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, aprovados pelas Resoluções Homologatórias de 22 de Março de 2016.

Descrição Resolução nº	CPFL Jaguari 2028/16	CPFL Leste Paulista 2029/16	CPFL Mococa 2027/16	CPFL Santa Cruz 2026/16	CPFL Sul Paulista 2025/16
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	15.653	24.226	19.263	58.223	29.568
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	7.044	10.902	8.668	26.200	13.306
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	1.878	2.907	2.312	6.987	3.548
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	6.731	10.417	8.283	25.036	12.714
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	793	1.227	976	2.950	1.498
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	383	594	472	1.426	724
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	1.683	2.604	2.071	6.258	3.178
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	2.859	4.425	3.518	10.634	5.401

30.5 Ajuste da Parcela B em Função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

De acordo com o Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET, no momento da Revisão Tarifária Periódica, os custos não gerenciáveis da Concessionária, a Parcela B, são ajustados por um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade, a serem aplicados ao Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e ao Custo Anual dos Ativos – CAA.

O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera a mesma metodologia de cálculo do Componente Pd do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET, levando em conta os ganhos potenciais de produtividade entre o ano anterior à revisão tarifária, período de referência, e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão. Assim, o Fator de Ajuste de Mercado calculado para aplicação na revisão tarifária do 4CRTP se deu conforme Nota Técnica nº 052/2018-SGT/ANEEL.

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	1,44%
Componente T do Fator X	1,87%

Para o índice de ajuste do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET. Tal índice foi especificado de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, levando-se em consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado. Assim, a CPFL Santa Cruz agrupada, conservadoramente, elaborou sua proposta considerando o XQ como zero, em função da não divulgação do ranking da Continuidade do Serviço de 2017 em relação a 2016. O resultado do XQ foi conhecido apenas em 14 de março de 2018.

Os valores dos indicadores utilizados serão os relativos ao ciclo 2016-2015, mantendo a defasagem histórica de um ano. Essa defasagem ocorre para todas as concessionárias com data de aniversário contratual até final de março. A manutenção dessa defasagem é motivada pela data estabelecida no PRODIST para a divulgação do indicador de desempenho global de continuidade das concessionárias.

30.6 Reajuste Tarifário Anual

No reajuste tarifário anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, as empresas distribuidoras de energia elaboram os pleitos para 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 dos custos incorridos no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação da inflação, ajustado pela aplicação do Fator X.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.668, de 17 de março 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 2020, cujo reajuste médio foi de 10,71%, correspondendo a um efeito médio de 0,20% percebido pelos consumidores.

(31) CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador e apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes nos balanços patrimoniais apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória nos exercícios de 2020 e 2019:

Reclassificações e ajustes de 2020:

	Reclassificações				Ajustes				Societário	
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigação Especial (c)	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)		IR e CS Diferidos (31.3.6)
Ativo										
Ativo Circulante										
Ativos Financeiros Setoriais	96.730	(68.733)	-	-	-	-	-	-	-	27.997
Ativo Não Circulante										
Ativos Financeiros Setoriais	20.320	(20.320)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	56.512	-	(442)	-	14.832	-	-	70.902
Imobilizado	1.208.424	-	(56.512)	(1.021.719)	442	(130.635)	-	-	-	-
Ativo contratual	-	-	-	92.388	(19.460)	-	-	-	-	72.928
Intangível	25.947	-	-	929.331	(95.843)	(1.489)	-	44.879	-	902.825
	<u>1.351.420</u>	<u>(89.053)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(115.303)</u>	<u>(132.123)</u>	<u>14.832</u>	<u>44.879</u>	<u>-</u>	<u>1.074.652</u>
Passivo										
Passivo Circulante										
Passivos Financeiros Setoriais	68.733	(68.733)	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante										
Tributos diferidos	39.814	-	-	-	-	-	-	-	(8.370)	31.445
Passivos Financeiros Setoriais	27.560	(20.320)	-	-	-	-	-	-	-	7.240
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	163.099	-	-	-	(115.303)	(47.796)	-	-	-	-
	<u>299.206</u>	<u>(89.053)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(115.303)</u>	<u>(47.796)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(8.370)</u>	<u>38.685</u>
Total	<u>1.052.214</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(84.327)</u>	<u>14.832</u>	<u>44.879</u>	<u>8.370</u>	<u>1.035.967</u>

- (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.

Reclassificações e ajustes de 2019:

Regulatório	Reclassificações					Ajustes			Societário
	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigações Especiais (c)	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.6)	
Ativo									
Ativo Circulante									
Ativos Financeiros Setoriais	139.625	(85.219)	-	-	-	-	-	-	54.405
Ativo Não Circulante									
Ativos Financeiros Setoriais	30.813	(30.813)	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	29.963	-	(13)	12.290	-	-	42.241
Imobilizado	1.063.008	-	(29.963)	(889.371)	13	(143.686)	-	-	(0)
Ativo contratual	-	-	-	93.052	(11.205)	-	-	-	81.847
Intangível	23.200	-	-	796.319	(92.687)	(1.541)	-	53.546	778.837
	1.256.646	(116.033)	-	-	(103.893)	12.290	53.546	-	957.330
Passivo									
Passivo Circulante									
Encargos Setoriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivos Financeiros Setoriais	85.219	(85.219)	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante									
Tributos diferidos	17.745	-	-	-	-	-	-	(15.419)	2.326
Passivos Financeiros Setoriais	33.737	(30.813)	-	-	-	-	-	-	2.924
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	137.934	-	-	-	(103.893)	(34.042)	-	-	(0)
	274.636	(116.033)	-	-	(103.893)	(34.042)	-	(15.419)	5.250
Total	982.010	-	-	-	-	12.290	53.546	15.419	952.080

- (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	1.826.815	1.463.945
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	523.504	544.872
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(391.380)	(399.644)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(14.832)	(12.290)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(44.879)	(53.546)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	(8.370)	(15.419)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	89.053	116.033
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	115.303	103.893
Reclassificação de tributos diferidos (c)	8.370	15.419
Total do ativo regulatório	<u>2.103.583</u>	<u>1.763.261</u>

- (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 liquidas no Ativo Intangível e para fins e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas a concessão do serviço público de energia elétrica.
- (c) Refere-se ao encontro de contas dos tributos diferidos seguindo o mesmo critério utilizado para as demonstrações contábeis societárias.

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	529.951	465.625
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	419.837	453.564
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(335.509)	(342.379)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(14.832)	(12.290)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(44.879)	(53.546)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	(8.370)	(15.419)
Patrimônio líquido regulatório	<u>546.198</u>	<u>495.556</u>

31.2 Demonstração do Resultado do Exercício

	2020			2019		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Receita	1.618.215	234.359	1.852.574	1.581.740	174.462	1.756.202
Fornecimento de Energia Elétrica	587.147	-	587.147	660.092	-	660.092
Suprimento de Energia Elétrica	42.191	-	42.191	45.583	-	45.583
Energia Elétrica de Curto Prazo	25.803	-	25.803	19.858	-	19.858
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	843.171	(1.729)	841.442	804.194	(2.161)	802.033
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	30.032	-	30.032	(27.876)	-	(27.876)
Serviços Cobráveis	1.064	-	1.064	1.189	-	1.189
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	88.807	-	88.807	78.699	-	78.699
Outras Receitas	-	236.088	236.088	-	176.623	176.623
Tributos	(374.402)	-	(374.402)	(353.410)	-	(353.410)
ICMS	(245.876)	-	(245.876)	(252.804)	-	(252.804)
PIS-PASEP	(22.925)	-	(22.925)	(17.945)	-	(17.945)
COFINS	(105.598)	-	(105.598)	(82.656)	-	(82.656)
ISS	(4)	-	(4)	(5)	-	(5)
Encargos - Parcela "A"	(167.814)	-	(167.814)	(182.068)	(17)	(182.085)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(5.462)	-	(5.462)	(5.285)	(8)	(5.293)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(5.462)	-	(5.462)	(5.285)	(8)	(5.293)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(154.310)	-	(154.310)	(156.662)	-	(156.662)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(1.653)	-	(1.653)	(1.623)	-	(1.623)
Outros Encargos	(927)	-	(927)	(13.214)	-	(13.214)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	1.075.999	234.359	1.310.358	1.046.262	174.445	1.220.707
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(748.785)	(4.037)	(752.822)	(696.494)	(614)	(697.108)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(523.780)	(4.037)	(527.817)	(513.035)	(614)	(513.649)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(14.341)	-	(14.341)	(18.141)	-	(18.141)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(210.664)	-	(210.664)	(165.318)	-	(165.318)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	327.214	230.322	557.536	349.768	173.832	523.600
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(189.356)	(233.852)	(423.208)	(195.121)	(171.303)	(366.424)
Pessoal e Administradores	(54.835)	-	(54.835)	(57.322)	-	(57.322)
Material	(12.392)	-	(12.392)	(11.901)	-	(11.901)
Serviços de Terceiros	(52.459)	-	(52.459)	(49.002)	-	(49.002)
Arrendamento e Aluguéis	(729)	-	(729)	(763)	3	(760)
Seguros	(328)	-	(328)	(268)	-	(268)
Doações, Contribuições e Subvenções	(365)	-	(365)	(221)	-	(221)
Provisões	(7.740)	-	(7.740)	(8.690)	-	(8.690)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(5.196)	-	(5.196)	(4.692)	-	(4.692)
(-) Recuperação de Despesas	1.437	-	1.437	1.370	-	1.370
Tributos	(528)	-	(528)	(495)	-	(495)
Depreciação e Amortização	(55.223)	(2.656)	(57.879)	(52.061)	1.245	(50.816)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(12.244)	-	(12.244)	(12.545)	-	(12.545)
Outras Receitas Operacionais	25.547	(25.547)	-	15.827	(15.827)	-
Outras Despesas Operacionais	(14.301)	(205.649)	(219.950)	(14.359)	(156.726)	(171.085)
Resultado da Atividade	137.858	(3.531)	134.327	154.647	2.527	157.174
Resultado Financeiro	(8.830)	4.292	(4.538)	(11.128)	572	(10.556)
Receitas Financeiras	131.276	(95.129)	36.147	38.673	(6.343)	32.330
Despesas Financeiras	(140.106)	99.422	(40.684)	(49.801)	6.914	(42.887)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	129.028	762	129.790	143.519	3.099	146.618
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(39.104)	(259)	(39.363)	(44.336)	(1.054)	(45.390)
Resultado Líquido do Exercício	89.924	503	90.427	99.183	2.045	101.228
Atribuível aos Acionistas Controladores	89.924	503	90.427	99.183	2.045	101.228

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:

	Reclassificações							Ajustes					Societário	
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/Perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (e)	Variação cambial Itaipu (f)	Variação monetária e marcação a mercado (g)	Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.5)		IR e CS Diferidos (31.3.6)
Receita														
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	843.171	-	(1.729)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	841.442
Outras receitas	-	213.228	-	20.318	-	-	-	-	2.543	-	-	-	-	236.088
Encargos - Parcela "A"														
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(5.462)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.462)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(5.462)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.462)
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"														
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(523.780)	-	-	-	-	(4.038)	-	-	-	-	-	-	-	(527.817)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"														
Pessoal e Administradores	(54.835)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(54.835)
Entidade de previdência privada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	(55.223)	-	-	-	-	-	-	-	4.094	-	(6.751)	-	-	(57.879)
Outras receitas operacionais	25.547	-	-	(20.318)	(5.229)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(14.301)	(213.228)	1.729	-	5.229	-	-	-	2.537	-	(1.917)	-	-	(219.950)
Resultado Financeiro														
Receitas Financeiras	131.276	-	-	-	-	(4.540)	-	(90.590)	-	-	-	-	-	36.147
Despesas Financeiras	(140.106)	-	-	-	-	4.540	4.038	90.590	-	-	-	255	-	(40.684)
Despesa com Impostos sobre o Lucro														
	(39.104)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(259)	(39.363)
Resultado Líquido do Exercício														
	89.924	-	-	-	-	-	-	-	6.632	2.543	(8.667)	255	(259)	90.427

- (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 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 ou 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.

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 computória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	Encargos setoriais - P&D e PEE (31.3.4)	Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.5)		IR e CS Diferidos (31.3.6)
Receita														
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	804.194	-	(2.161)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	802.033
Outras receitas	-	161.103	-	14.329	-	-	-	-	1.191	-	-	-	-	176.623
Encargos - Parcela "A"														
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(5.285)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8)	-	-	(5.293)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(5.285)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8)	-	-	(5.293)
Custos Gerenciáveis - Parcela "A"														
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(513.035)	-	-	-	-	(614)	-	-	-	-	-	-	-	(513.649)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"														
Pessoal e Administradores	(57.322)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(57.322)
Entidade de previdência privada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	(52.061)	-	-	-	-	-	-	8.827	-	(7.581)	-	-	-	(50.816)
Outras receitas operacionais	15.827	-	-	(14.329)	(1.497)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(14.359)	(161.103)	2.161	-	1.497	-	-	4.067	-	(3.345)	-	-	-	(171.082)
Resultado Financeiro														
Receitas Financeiras	38.673	-	-	-	(5.362)	-	(980)	-	-	-	-	-	-	32.330
Despesas Financeiras	(49.801)	-	-	-	5.362	614	980	-	-	-	-	(43)	-	(42.887)
Despesa com Impostos sobre o Lucro													(1.054)	(45.390)
(44.336)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.054)	(45.390)
Resultado Líquido do Exercício														
99.183	-	-	-	-	-	-	-	12.894	1.191	(10.926)	(17)	(43)	(1.054)	101.228

- (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 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 ou 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
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade societária	90.427	101.228
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(2.537)	(4.067)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(4.094)	(8.827)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(2.543)	(1.191)
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)	8.667	10.926
Ajustes P&D e PEE (31.3.4)	-	17
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.5)	(255)	43
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	259	1.054
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade regulatória	89.924	99.183

31.3 Composição dos ajustes

31.3.1 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 e baixas, 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 10, 12 e 19 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	502.537	(371.902)	130.635	523.904	(380.218)	143.686
Ativo intangível	20.968	(19.479)	1.489	20.968	(19.427)	1.541
Obrigações especiais	(103.667)	55.871	(47.796)	(91.307)	57.266	(34.042)
Total	419.837	(335.509)	84.328	453.564	(342.379)	111.186
Efeito IR e CSLL	(142.745)	114.073	(28.672)	(154.212)	116.409	(37.803)
Efeito líquido	277.093	(221.436)	55.657	299.353	(225.970)	73.383

31.3.2 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.

31.3.3 Ativo Intangível da Concessão (ICPC 01)

O saldo da atualização do ativo financeiro da concessão, a partir da prorrogação da concessão, passou a integrar a base do ativo intangível na contabilidade societária.

31.3.4. 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.

31.3.5. 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.

31.3.6 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.

(32) 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
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 25 anos	474.009	792.372	606.319	6.813.857	8.686.558
Compra de energia de Itaipu	até 25 anos	173.059	322.374	306.616	3.822.894	4.624.943
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 26 anos	244.620	574.731	632.657	8.745.476	10.197.483
Projetos de construção de Subestação	até 1 ano	4.101	-	-	-	4.101
Total		895.789	1.689.477	1.545.593	19.382.227	23.513.086

(33) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2020, um valor de R\$ 2.077 (R\$ 1.123 em 2019) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado.

(34) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

34.1 Revisão tarifária:

Em 16 de março de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.837, que fixou a revisão tarifária tarifário anual da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2021, em 17,19%, sendo 16,98% referentes ao reajuste tarifário econômico e 0,21% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é 9,95%.

34.2 – 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.

CARLOS ZAMBONI NETO
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Diretor de Assuntos Regulatórios

RAFAEL LAZZARETTI
Diretor Comercial

OSVANIL OLIVEIRA PEREIRA
Diretor de Operações

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO
Diretor Administrativo

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

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

ANA PAULA PERESSIM DE PAULO
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP217.200/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
Companhia Jaguari de Energia
Jaguariúna - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Jaguari de Energia (“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 Companhia Jaguari de Energia 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 Companhia Jaguari de Energia 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.

nfase - 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 Companhia Jaguari de Energia 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 21 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>Analizamos os dados usados na determinação da estimativa de receita não faturada, especificamente, os dados da carga total de energia recebida na rede da distribuidora, da carga efetivamente faturada, segregados por tipo de consumidor, e dos índices de perdas técnicas e comerciais, visando determinar o percentual de aplicação na parcela da receita não faturada, chegando dessa forma na carga cativa líquida por classe de consumo.</p> <p>Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida pela multiplicação desta carga pelas tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades.</p> <p>Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no referido cálculo e efetuamos teste de valorização por meio do confronto dos valores reconhecidos de receita com as expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria.</p> <p>Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias estão de acordo com as normas aplicáveis.</p> <p>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.</p>

	Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020.
--	--

Outros assuntos

A Companhia Jaguari de Energia 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.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações 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