

Demonstrações Contábeis Societárias

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA LUZ
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(Em milhares de Reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2019	31/12/2018
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	692.337	197.579
Títulos e valores mobiliários	6	300.315	-
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	2.038.951	1.738.965
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	1.346	1.338
Outros tributos a compensar	8	60.601	58.705
Derivativos	32	71.034	65.435
Ativo financeiro setorial	9	652.971	665.868
Estoques		11.069	8.798
Outros ativos	12	182.818	227.333
Total do circulante		4.011.443	2.964.022
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	43.458	49.326
Depósitos judiciais	21	396.377	474.095
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	64.903	61.777
Outros tributos a compensar	8	64.132	58.240
Ativo financeiro setorial	9	2.748	122.121
Derivativos	32	74.307	80.955
Créditos fiscais diferidos	10	415.565	250.933
Ativo financeiro da concessão	11	3.521.168	3.026.780
Outros ativos	12	10.025	11.056
Ativo contratual	14	433.001	430.279
Intangível	13	1.879.943	1.823.907
Total do não circulante		6.905.628	6.389.470
Total do ativo		10.917.071	9.353.492

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA LUZ
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(Em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	31/12/2019	31/12/2018
Circulante			
Fornecedores	15	1.400.323	1.026.612
Empréstimos e financiamentos	16	1.032.936	372.081
Debêntures	17	16.081	82.310
Entidade de previdência privada	18	191.234	64.647
Taxas regulamentares	19	103.027	62.412
Imposto de renda e contribuição social a recolher	20	7.716	10.167
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	20	309.512	299.927
Dividendo e juros sobre capital próprio	23	620.717	202.810
Obrigações estimadas com pessoal		40.112	39.857
Derivativos	32	26.097	-
Outras contas a pagar	22	292.770	245.759
Total do circulante		4.040.527	2.406.582
Não circulante			
Empréstimos e financiamentos	16	1.405.276	1.649.787
Debêntures	17	2.127.903	2.151.666
Entidade de previdência privada	18	1.542.274	856.082
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	21	169.982	273.904
Derivativos	32	-	6.231
Outras contas a pagar	22	108.688	98.374
Total do não circulante		5.354.123	5.036.044
Patrimônio líquido			
Capital social	23	1.308.373	1.273.423
Reserva de capital		144.242	179.192
Reserva legal		123.315	81.435
Reserva de retenção de lucros para investimento		109.658	109.658
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		442.645	442.645
Dividendo		576.335	397.190
Resultado abrangente acumulado		(1.182.147)	(572.677)
Total do patrimônio líquido		1.522.421	1.910.866
Total do passivo e do patrimônio líquido		10.917.071	9.353.492

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA LUZ

Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(Em milhares de Reais, exceto lucro por ação)

	<u>Nota explicativa</u>	<u>2019</u>	<u>2018 ⁽¹⁾</u>
Receita operacional líquida	25	10.730.696	9.892.570
Custo do serviço			
Custo com energia elétrica	26	(7.136.199)	(6.769.557)
Custo com operação	27	(797.984)	(763.810)
Amortização		(235.082)	(227.316)
Outros custos com operação		(562.902)	(536.494)
Custo com serviço prestado a terceiros	27	(773.315)	(657.637)
Lucro operacional bruto		2.023.198	1.701.566
Despesas operacionais			
Despesas com vendas		(313.115)	(284.758)
Amortização		(1.200)	(1.182)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(82.420)	(67.547)
Outras despesas com vendas	27	(229.495)	(216.029)
Despesas gerais e administrativas		(378.593)	(357.233)
Amortização		(40.454)	(29.577)
Outras despesas gerais e administrativas	27	(338.139)	(327.656)
Outras despesas operacionais		(56.706)	(30.645)
Outras despesas operacionais	27	(56.706)	(30.645)
Resultado do serviço		1.274.783	1.028.929
Resultado financeiro	28		
Receitas financeiras		305.230	278.636
Despesas financeiras		(352.163)	(355.546)
		(46.933)	(76.911)
Lucro antes dos tributos		1.227.851	952.019
Contribuição social	10	(105.224)	(80.742)
Imposto de renda	10	(285.023)	(221.760)
		(390.247)	(302.502)
Lucro líquido do exercício		837.604	649.516
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	24	0,95	0,74

⁽¹⁾ Veja nota explicativa 2.6.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ

Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Em milhares de Reais)

	2019	2018
Lucro líquido do exercício	837.604	649.516
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Ganhos (perdas) atuariais líquidos dos efeitos tributários	(610.015)	(173.247)
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários	545	5.228
Resultado abrangente do exercício	228.134	481.497

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Em milhares de Reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reservas de lucros			Dividendo	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
				Reserva estatutária de retenção de lucros para investimento	Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	Reserva de capital de giro				
Saldos em 31 de dezembro de 2017	923.423	179.192	48.959	109.658	404.298	-	118.321	(413.448)	-	1.370.403
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	649.516	649.516
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	(173.247)	-	(173.247)
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	14.018	(8.790)	5.228
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	-	-	-	-	-	-	-	-	(18.453)	(18.453)
Mutações internas do patrimônio líquido										
Constituição da reserva legal	-	-	32.476	-	-	-	-	-	(32.476)	-
Constituição da reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	442.645	-	-	-	(442.645)	-
Reversão da reserva estatutária no exercício - AGE de 27/04/2018	-	-	-	-	(404.298)	-	-	-	404.298	-
Transações de capital com os acionistas										
Aumento de capital	350.000	-	-	-	-	-	-	-	-	350.000
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(24.597)	(24.597)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	397.190	-	(397.190)	-
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	(129.663)	(129.663)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(118.321)	-	-	(118.321)
Saldos em 31 de dezembro de 2018	1.273.423	179.192	81.435	109.658	-	442.645	397.190	(572.677)	-	1.910.866
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	837.604	837.604
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	(610.015)	-	(610.015)
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	545	-	545
Mutações internas do patrimônio líquido										
Constituição da reserva legal	-	-	41.880	-	-	-	-	-	(41.880)	-
Transações de capital com os acionistas										
Aumento de capital	34.950	(34.950)	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(83.003)	(83.003)
Juros sobre o capital próprio - AGE de 31/12/2019	-	-	-	-	-	-	-	-	(136.386)	(136.386)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	576.335	-	(576.335)	-
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(397.190)	-	-	(397.190)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	1.308.373	144.242	123.315	109.658	-	442.645	576.335	(1.182.147)	-	1.522.421

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(Em milhares de Reais)

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Lucro antes dos tributos	1.227.851	952.019
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	276.736	258.074
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	133.733	78.906
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	82.420	67.547
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	139.789	94.363
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	77.977	62.330
Perda (ganho) na baixa de não circulante	53.872	30.668
	1.992.378	1.543.907
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(376.370)	(406.191)
Tributos a compensar	(10.923)	20.860
Depósitos judiciais	98.973	138
Ativo financeiro setorial	175.042	(476.927)
Contas a receber - CDE	32.804	10.569
Outros ativos operacionais	(48.793)	(20.312)
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	373.711	(436.669)
Outros tributos e contribuições sociais	(9.288)	25.210
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(93.790)	(66.610)
Taxas regulamentares	40.615	(205.151)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(264.585)	(69.428)
Contas a pagar - CDE	9.598	2.017
Outros passivos operacionais	75.453	49.017
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	1.994.825	(29.570)
Encargos de dívida e debêntures pagos	(258.019)	(186.187)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(340.617)	(266.625)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.396.189	(482.382)
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(300.765)	(2.077)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	623	17.936
Adições de ativo contratual	(739.117)	(616.479)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(1.039.259)	(600.621)
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	2.455.184	2.762.403
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(2.186.943)	(2.218.908)
Liquidação de operações com derivativos	47.801	304.716
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(178.214)	(100.120)
Operações de mútuo com controladas e coligadas	-	(181.305)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	137.828	566.787
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	494.758	(516.217)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	197.579	713.796
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	692.337	197.579

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ

Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(Em milhares de Reais)

	2019	2018
1 - Receita	16.853.778	15.750.133
1.1 Receita de venda de energia e serviços	16.165.239	15.162.263
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	770.959	655.417
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(82.420)	(67.547)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(9.372.165)	(8.834.157)
2.1 Custo com energia elétrica	(7.885.935)	(7.509.655)
2.2 Material	(548.091)	(457.469)
2.3 Serviços de terceiros	(632.926)	(607.582)
2.4 Outros	(305.213)	(259.450)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	7.481.613	6.915.976
4 - Retenções	(277.653)	(258.746)
4.1 Amortização	(277.653)	(258.746)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	7.203.960	6.657.231
6 - Valor adicionado recebido em transferência	321.502	295.682
6.1 Receitas financeiras	321.502	295.682
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	7.525.461	6.952.912
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	485.714	452.708
8.1.1 Remuneração direta	224.502	226.351
8.1.2 Benefícios	241.735	207.298
8.1.3 F.G.T.S	19.477	19.059
8.2 Impostos, taxas e contribuições	5.838.914	5.486.434
8.2.1 Federais	3.140.779	3.080.747
8.2.2 Estaduais	2.690.547	2.399.515
8.2.3 Municipais	7.588	6.172
8.3 Remuneração de capital de terceiros	363.230	364.254
8.3.1 Juros	360.773	361.650
8.3.2 Aluguéis	2.457	2.605
8.4 Remuneração de capital próprio	837.604	649.516
8.4.1 Juros sobre capital próprio (incluindo adicional proposto)	136.386	129.663
8.4.2 Dividendos (incluindo adicional proposto)	659.337	421.787
8.4.3 Lucros retidos	41.880	98.066
	7.525.461	6.952.912

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista" 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 2019. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2018, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

Em 2019, a CPFL Paulista cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 4,6 milhões de clientes, em 234 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram um aumento de 2,4% em relação ao exercício de 2018. Destaca-se a classe residencial, que registrou um crescimento de 4,9% ante 2018.

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 três anos de forte contração entre 2014 e 2016, período marcado por diversas turbulências políticas, a economia brasileira engrenou uma recuperação lenta e irregular em 2017, 2018 e 2019.

Alguns choques se abateram sobre a economia brasileira em 2019. Cabe citar a tragédia de Brumadinho, que levou a forte queda da extração de minério de ferro; a continuidade da recessão argentina, que prejudicou as exportações brasileiras, especialmente de manufaturados; e a própria desaceleração da economia e do comércio mundiais. Em essência, foram os mesmos fatores que impuseram uma retração à produção da indústria em 2019, a despeito do crescimento da demanda doméstica.

Com o ritmo muito moderado da economia, a ociosidade dos fatores de produção permaneceu bastante elevada, o que se refletiu em níveis muito baixos da inflação (especialmente das suas medidas de núcleo). Este contexto, somado à consolidação da perspectiva de aprovação da reforma da Previdência, acabou por levar o Banco Central a voltar a flexibilizar a política monetária, levando os juros a novos patamares mínimos históricos (tanto em termos reais como nominais), ao longo do segundo semestre.

A aprovação da reforma da previdência, que evitará forte escalada dos gastos previdenciários a longo prazo, consolidou a visão de que estaria em curso uma queda estrutural das taxas de juros, de forma que a curva de juros, como um todo, sofreu uma forte correção, com recuo das taxas longas.

O impulso monetário, consoante à injeção pontual de recursos na economia (FGTS, PIS-PASEP, 13º do Bolsa Família), começa a tracionar a economia ao final de 2019. Dados melhores são vistos no crédito, comércio, em alguns segmentos de serviços e da indústria. Até mesmo a

construção civil, segmento que sofreu as consequências da crise de forma mais profunda e prolongada, emite os primeiros sinais de certa recomposição.

A queda de juros no front doméstico levou também à troca de financiamentos externos (mais caros) por crédito doméstico, isento de risco cambial e mais acessível neste momento de expansão monetária - não apenas via sistema bancário, mas, também, e crescentemente, pelo mercado de capitais. Concomitantemente ao aumento das captações via emissões de ações e títulos, cresceu a demanda por dólares no mercado à vista para quitação das dívidas junto aos credores internacionais, o que levou a alguma pressão sobre a cotação do real. Nada capaz de alterar as projeções de inflação ou as perspectivas para a política monetária.

2019 se encerra, assim, com a economia ganhando tração e efeitos defasados da expansão monetária ainda por serem verificados. A inflação sofre os efeitos da mudança de preços relativos das proteínas, reflexo do repentino encolhimento do rebanho suíno chinês - mas esse elemento não suscita preocupação no horizonte relevante de política monetária. O Copom sinaliza que agirá com cautela, de modo que a taxa Selic deverá recuar pouco ou nada em 2020.

As projeções apresentadas pelo próprio Banco Central vão na direção de manutenção do baixo patamar dos juros por tempo prolongado. Enquanto o diferencial diminuto de juros internos/externos reduz o apetite do investidor em renda fixa, o diferencial de crescimento deve se traduzir em incentivo à entrada de recursos externos no país para investimentos, contendo depreciações adicionais da moeda e podendo até mesmo trazer moderada apreciação. O próprio ambiente internacional tende a contribuir para um ano de maior interesse por países emergentes, e a recente revisão da perspectiva do rating brasileiro pela S&P corrobora essa melhora de expectativa.

A diluição de incertezas observada neste final de ano sugere que 2020 pode ser um ano de menor tensão e volatilidade nos mercados, com reflexos benignos sobre a nossa economia. No entanto, os riscos de recrudescimento de incertezas nos parecem ainda relevantes. No cenário externo, as eleições norte-americanas prometem trazer momentos de tensão, bem como a própria precariedade do acordo recém-saído do forno entre EUA e China. No front doméstico, o risco de recrudescimento de tensões políticas também não é desprezível, lembrando que a agenda econômica pós-Previdência é mais difusa. Por fim, é preciso alertar que há dois "bodes fiscais" que podem trazer incômodo no curto prazo. O primeiro é a situação dos entes subnacionais: são poucos os estados que têm comprometimento menor do que 90% das receitas com despesas correntes (e o episódio recente da cidade do Rio de Janeiro, que suspendeu pagamentos, é exemplo do ambiente delicado em que o chamado pacto federativo será conduzido). O outro é o teto de gastos públicos: se não for flexibilizado, seu cumprimento exigirá esforço fiscal draconiano (sobretudo a partir de 2021), com potencial efeito restritivo sobre a economia.

Assim, as expectativas para o crescimento da economia brasileira continuam apontando para uma recuperação em ritmo maior do que o atual. A mediana das projeções das instituições de mercado antecipa uma aceleração do Produto Interno Bruto (PIB) de 1,1% em 2019 para cerca de 2,2% em 2020¹. A demanda externa enfraquecida e as medidas de ajuste fiscal, que pesam sobre o consumo do governo e sobre o investimento público, tendem a limitar a velocidade da recuperação no curto prazo.

Tarifas de energia elétrica

Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2019:

Em 2 de abril de 2019, por meio da Resolução Homologatória nº 2.526, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 12,02%, sendo 2,95% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 9,07% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste

¹ Dados da pesquisa Focus do Banco Central do Brasil, referentes à 26/02/2020.

Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 8,66% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 0,78% e da Parcela B de 2,17%. As novas tarifas entraram em vigor em 8 de abril de 2019.

3. Desempenho operacional

Cientes: a CPFL Paulista encerrou o ano com 4,6 milhões de clientes, com acréscimo de 85 mil consumidores, representando um crescimento de 1,9%.

Vendas de energia

Em 2019, as vendas para o mercado cativo totalizaram 21.030 GWh, um aumento de 2,4% (490 GWh) em relação a 2018.

Destacam-se as classes residencial e comercial, que juntas representam 67,6% do total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora:

- **Classes Residencial e Comercial:** aumentos de 4,9% e 2,7%, respectivamente, refletindo efeitos de temperaturas mais altas em 2019 em relação à 2018;
- **Classe Industrial:** redução de 5,0%, refletindo principalmente a migração 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 Paulista obteve em 2019 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 74,7%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee. O índice foi superior à média nacional de 70,3%.

Fornecimento de energia: a CPFL Paulista 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 2019, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 6,72 horas e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 4,38 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\$ 16.936 milhões em 2019, representando um aumento de 7,1% (R\$ 1.119 milhões), decorrente dos aumentos: (i) de 11,1% (R\$ 1.332 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (ii) de 110,8% (R\$ 353 milhões) no suprimento de energia elétrica; (iii) de 9,0% (R\$ 183 milhões) em outras receitas; e (iv) de 17,6% (R\$ 116 milhões) na receita com construção de infraestrutura. Esses

aumentos foram parcialmente compensados pela variação de R\$ 816 milhões nos ativos e passivos financeiros setoriais e pela redução de 33,6% (R\$ 49 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 6.206 milhões em 2019, representando um aumento de 4,7% (R\$ 280 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 10.731 milhões em 2019, representando um aumento de 8,5% (R\$ 838 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA): o EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro e amortização. Essa medida serve como indicador do desempenho do *management* e é habitualmente acompanhada pelo mercado. A Administração observou os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, quando da apuração desta medida não contábil.

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ mil)</i>		
	2019	2018
Lucro Líquido	837.604	649.516
Amortização	276.736	258.074
Resultado Financeiro	46.933	76.911
Contribuição Social	105.224	80.742
Imposto de Renda	285.023	221.760
EBITDA	1.551.519	1.287.003

Em 2019, a Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 1.552 milhões, representando um aumento de 20,6% (R\$ 265 milhões), devido ao aumento de 8,5% (R\$ 838 milhões) na receita líquida. Esta variação foi parcialmente compensada pelos seguintes fatores: (i) aumento de 5,4% (R\$ 367 milhões) no custo com energia elétrica; (ii) aumento de 7,7% (R\$ 91 milhões) no PMSO (despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Outros Custos/Despesas Operacionais e Entidade de Previdência Privada); e (iii) aumento de 17,6% (R\$ 116 milhões) nos custos com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor.

O aumento de 7,7% (R\$ 91 milhões) no PMSO deve-se aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 3,8% (R\$ 15 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 2,7% (R\$ 2 milhões) nas despesas com material;
- ✓ Aumento de 1,5% (R\$ 6 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 21,7% (R\$ 53 milhões) em outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Aumento de 25,1% (R\$ 16 milhões) no item Entidade de Previdência Privada.

Lucro líquido: a CPFL Paulista apurou lucro líquido de R\$ 838 milhões em 2019, representando um aumento de 29,0% (R\$ 188 milhões), refletindo o aumento de 20,6% (R\$ 265 milhões) no EBITDA e a redução de 39,0% (R\$ 30 milhões) nas despesas financeiras líquidas. Estas variações foram parcialmente compensadas pelos aumentos (i) de R\$ 88 milhões no Imposto de Renda e Contribuição Social e (ii) de 7,2% (R\$ 19 milhões) na amortização.

Endividamento: no final de 2019, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Paulista atingiu R\$ 4.463 milhões, representando um aumento de 8,5%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 739 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 Paulista desenvolve iniciativas que buscam gerar valor compartilhado entre a empresa e os públicos de relacionamento, de forma a garantir competitividade, com excelência nas operações, e contribuir para a melhoria das condições econômicas, sociais e ambientais nas áreas de abrangência. Alinhados ao planejamento estratégico do Grupo CPFL, os compromissos e as diretrizes de atuação visam promover o desenvolvimento sustentável e são incorporados aos processos decisórios e ações, conforme destaques a seguir.

Plano de sustentabilidade: definição da estratégia de sustentabilidade com foco em três pilares – Energia sustentável, Soluções inteligentes e Valor compartilhado com a sociedade – e em habilitadores fundamentais para nossa atuação - Ética, Transparência, Desenvolvimento de pessoas e inclusão, com compromissos públicos e iniciativas de valor em diversas áreas da empresa, contribuindo para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas.

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

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

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.

Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE): Atualmente, 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 apoio da 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 2018/2019. O prêmio foi concedido pela Controladoria Geral da União (CGU) a um seleto grupo de 26 empresas dentre 373 participantes, 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 presencial/e-learning do Programa de Integridade para 5.462 colaboradores do grupo CPFL, a implantação da Conversa Mensal de Integridade – CMI em todas unidades do grupo CPFL, Dia da Integridade que contou com a palestra do professor e filósofo Mário Sérgio Cortella. Além disso, foram realizadas 12 reuniões do Comitê de Ética em 2019 para tratar de temas relacionados à gestão da ética, considerando sugestões, consultas e denúncias recebidas no período.

7. Auditores independentes

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela CPFL Paulista para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a KPMG prestou, em 2019, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 5% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária, regulatória e Sox).

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, a KPMG prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox, os seguintes serviços:

Natureza	Contratação	Duração
Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Asseguração de informações para o BNDES	24/06/2019	3 meses
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Outros serviços de <i>compliance</i> tributário	01/09/2017	24 meses

Contratamos um total de R\$ 268 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 43% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox referentes ao exercício social de 2019 da Companhia.

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

Conforme previsto pela Instrução CVM 381/03, a KPMG declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

8. Agradecimentos

A Administração da CPFL Paulista agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na companhia no ano de 2019. 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 PAULISTA DE FORÇA E LUZ
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018
(Valores expressos em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

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

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rua Jorge de Figueiredo Correa, nº 1.632 - parte - Jardim Professora Tarcilla - CEP 13087-397, na cidade de Campinas, Estado de São Paulo.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 20 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 234 municípios do interior do Estado de São Paulo. Entre os principais estão Campinas, Ribeirão Preto, Bauru e São José do Rio Preto, atendendo a aproximadamente 4,6 milhões de consumidores.

Capital Circulante Líquido Negativo:

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia apresentou nas demonstrações financeiras, capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 29.084. A Companhia tempestivamente monitora o capital circulante líquido e, sua geração de caixa, bem como as projeções de lucros, suportam e viabilizam o plano de redução deste capital circulante líquido.

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

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

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

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras 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.cpf.com.br”) a partir da data estabelecida pelo Órgão Regulador.

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 04 de março de 2020.

2.2 Base de mensuração

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

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

Por definição, as estimativas contábeis raramente serão iguais aos 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: 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 11 – Ativo financeiro da concessão (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos, nota 32);
- Nota 12 – Outros ativos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada);
- Nota 13 – Intangível (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 14 – Ativo contratual (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 18 – Entidade de previdência privada (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos); e
- Nota 21 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos).

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 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.

2.6 Nova apresentação das demonstrações financeiras de 2018 – abertura de linhas

A partir de 2019, com o objetivo de realizar melhorias na forma de apresentação das demonstrações financeiras para monitoramento dos resultados pela Administração da Companhia, através de uma melhor

análise das contas de custos e despesas, a Companhia passou a efetuar abertura das linhas de amortização nas demonstrações dos resultados.

Para fins de comparabilidade, esta mudança foi aplicada retrospectivamente conforme CPC 23, e, portanto, a Companhia está rerepresentando as demonstrações financeiras de 2018 com a mesma abertura. Não houve alterações entre as naturezas de custos e despesas.

A tabela a seguir resume os impactos nas demonstrações financeiras de 2018 da Companhia:

	2018		
	Originalmente publicado	Abertura de linhas	Nova apresentação
Receita operacional líquida	9.892.570	-	9.892.570
Custo do serviço			
Custo com energia elétrica	(6.769.557)	-	(6.769.557)
Custo com operação	(763.810)	-	(763.810)
Amortização	-	(227.316)	(227.316)
Outros custos com operação	-	(536.494)	(536.494)
Custo com serviço prestado a terceiros	(657.637)	-	(657.637)
Lucro operacional bruto	1.701.566	-	1.701.566
Despesas operacionais			
Despesas com vendas	(284.758)	-	(284.758)
Amortização	-	(1.182)	(1.182)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(67.547)	-	(67.547)
Outras despesas com vendas	(217.211)	1.182	(216.029)
Despesas gerais e administrativas	(357.233)	-	(357.233)
Amortização	-	(29.577)	(29.577)
Outras despesas gerais e administrativas	-	(327.656)	(327.656)
Outras despesas operacionais	(30.645)	-	(30.645)
Outras despesas operacionais	-	(30.645)	(30.645)
Resultado do serviço	1.028.929	-	1.028.929
Resultado financeiro			
Receitas financeiras	278.636	-	278.636
Despesas financeiras	(355.546)	-	(355.546)
	(76.911)	-	(76.911)
Lucro antes dos tributos	952.019	-	952.019
Contribuição social	(80.742)	-	(80.742)
Imposto de renda	(221.760)	-	(221.760)
	(302.502)	-	(302.502)
Lucro líquido do exercício	649.516	-	649.516

(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, com exceção dos novos pronunciamentos e interpretações contábeis adotadas pela Companhia em 1º de janeiro de 2019 descritas na nota explicativa 3.14.

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 e/ou liquidez diária, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo no momento de sua liquidação e são utilizados pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

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

3.2 Contratos de concessão

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

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

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

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

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

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

3.3 Instrumentos financeiros

- Ativos financeiros

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

Mensuração subsequente e ganhos e perdas:

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado (VJR)	Esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros é reconhecido no resultado.
Ativos financeiros a custo amortizado	Estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por <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 VJR:

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

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

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

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

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

Avaliação do modelo de negócio:

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

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

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

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

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

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

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

- Passivos financeiros

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

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

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

- Capital social

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

3.4 Intangível e Ativo contratual

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como ágios, 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 03 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa (“REN”) nº 691 de 08 de dezembro de 2015, dispensa as concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica de prévia anuência para desvinculação de bens considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação depositado em conta bancária vinculada para aplicação dos recursos na aquisição de novos bens vinculados aos serviços de energia elétrica.

A partir de 1º de janeiro de 2018, os ativos de infraestrutura da concessão em curso da Companhia foram classificados como ativos de contrato durante o período de construção ou de melhoria de acordo com os critérios do CPC 47.

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

- Ativos financeiros

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

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

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

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

A Companhia considera um ativo financeiro como em *default* quando o devedor não cumpriu com sua

obrigação contratual de pagamento e é pouco provável que quite suas obrigações.

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

A metodologia desenvolvida pela Companhia resultou em um percentual de perda esperada para os títulos de consumidores, concessionárias e permissionárias que está aderente com a CPC 48 descrita como perda de crédito esperada (*Expected Credit Losses*), contemplando em um único percentual da probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla a chance de perda ("PD" - *Probability of Default*), exposição financeira no momento do não cumprimento ("EAD" - *Exposure At Default*) e a perda dada pela inadimplência ("LGD" - *Loss Given Default*).

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

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

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

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

- Ativos não financeiros

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

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

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

3.6 Provisões

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

3.7 Benefícios a empregados

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

- i. Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada, não possuindo qualquer responsabilidade sobre as insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do exercício em que os serviços são prestados.
- ii. Plano de Benefício Definido: A obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes, sob responsabilidade da Administração, através do método da unidade de crédito projetada. Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes, conforme ocorrem. Os juros líquidos (receita ou despesa) são calculados aplicando a taxa de desconto no início do período ao valor líquido do passivo ou ativo de benefício definido. O registro de custos de serviços passados, quando aplicável, é efetuado imediatamente no resultado.

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

3.8 Dividendo e juros sobre capital próprio

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

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

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

3.9 Reconhecimento de receita

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

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

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

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

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

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

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

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

3.10 Imposto de renda e contribuição social

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

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

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

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

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

3.11 Resultado por ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores e a média ponderada das ações em circulação no respectivo exercício. O resultado por ação diluído é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores, ajustado pelos efeitos dos instrumentos que potencialmente impactariam o resultado do exercício e pela média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor, nos exercícios apresentados, nos termos do CPC 41.

3.12 Subvenção governamental - CDE

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

As subvenções recebidas via aporte da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") (nota 25.3) referem-se à compensação de descontos concedidos com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato, nos termos do CPC 07.

3.13 Ativo e passivo financeiro setorial

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

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

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

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

3.14 Novas normas e interpretações vigentes

As seguintes normas foram emitidas e/ou revisadas pelo CPC, as quais entraram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2019:

a) CPC 06 (R2) – Operações de Arrendamento Mercantil

Emitida em 13 de janeiro de 2016, estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil para os arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantém os requerimentos do CPC 06 (R1), incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação. O CPC 06 (R2) é aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019.

O CPC 06 (R2) introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários, eliminando a antiga classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais. O arrendatário reconhece um ativo referente ao direito de uso de utilizar o ativo arrendado e, um passivo de arrendamento, que representa a obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo (contratos com duração máxima de 12 meses) e itens de baixo valor (valor justo do ativo identificado arrendado seja inferior a US\$ 5 mil).

Para os contratos nos quais a Companhia atua como arrendatária, como resultado da aplicação inicial do CPC 06 (R2), em relação aos arrendamentos que anteriormente eram classificados como operacionais, os valores resultantes do ativo de direito de uso, bem como do passivo de arrendamento foram imateriais e não foram registrados.

b) ICPC 22 – Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Emitida em maio de 2017, surge com o intuito de esclarecer a contabilização de posições fiscais que poderão não ser aceitas pelas autoridades fiscais relativos às matérias de IRPJ e CSLL. Em linhas gerais, o principal ponto de análise da interpretação refere-se à probabilidade de aceitação do Fisco sobre o tratamento fiscal escolhido pela Companhia.

O ICPC 22 é aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. A Companhia avaliou a interpretação e constatou que não houve impactos pela adoção da mesma (nota 20).

3.15 Novas normas e interpretações ainda não vigentes e não adotadas antecipadamente – revisão de Pronunciamentos técnicos nº 14 do CPC (deliberação CVM 836/19)

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 2019. A Companhia não adotou essas alterações na preparação destas demonstrações financeiras:

Definição de Negócios (Alterações no CPC 15 (R1)): essa alteração esclarece a definição de ‘negócio’, visando facilitar a decisão das empresas sobre como classificar a aquisição de um conjunto de atividades e de ativos entre uma combinação de negócios efetiva ou simplesmente uma aquisição de grupos de ativos.

Iniciativa de Divulgação – Definição de Material (Alterações no CPC 26 (R1) e CPC 23): essa alteração esclarece a definição de ‘material’, visando ajudar as empresas a fazer um melhor julgamento para definir se a informação sobre determinado item, transação ou outro evento deve ser divulgada nas demonstrações financeiras sem alterar substancialmente os requisitos existentes.

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 preço que seria recebido para a venda do ativo ou para a transferência do passivo que ocorreria entre participantes do mercado na data de mensuração.

- Intangível e ativo contratual

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

- Instrumentos financeiros

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

O direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia, ao final do seu prazo de concessão são classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado. A metodologia adotada para valorização a valor justo destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária da Companhia. Este processo, realizado a cada cinco anos consiste na avaliação ao preço

de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL. Esta base de avaliação também é utilizada para estabelecer a tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

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

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Saldos bancários	139.218	158.142
Aplicações financeiras	553.119	39.437
Títulos de crédito privado	553.119	39.437
Total	<u>692.337</u>	<u>197.579</u>

Títulos de crédito privado: Corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDB's no montante de R\$ 553.119 (R\$ 230 em 31 de dezembro de 2018) e (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 39.207 em 31 de dezembro de 2018, ambas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,2% do CDI. O agente financeiro desta transação é o Banco Itaú.

(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Títulos e valores mobiliários	<u>31/12/2019</u>
Aplicação direta	300.315
Total	<u>300.315</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% do CDI, com vencimentos a partir de setembro de 2020.

(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

	Saldos		Vencidos		Total	
	vincendos		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2019	31/12/2018
Circulante						
Classes de consumidores						
Residencial	376.793		331.666	38.293	746.752	666.844
Industrial	89.674		33.812	39.761	163.247	161.419
Comercial	143.524		49.473	10.449	203.447	185.432
Rural	33.141		10.437	1.798	45.376	38.018
Poder público	42.681		9.729	1.552	53.963	45.462
Iluminação pública	36.156		3.634	1.180	40.970	38.161
Serviço público	53.977		17.034	2.275	73.287	66.002
Faturado	775.946		455.785	95.308	1.327.042	1.201.338
Não faturado	586.273		-	-	586.273	508.651
Parcelamento de débito de consumidores	90.089		18.152	17.551	125.792	114.136
Operações realizadas na CCEE	139.036		-	-	139.036	42.486
Concessionárias e permissionárias	6.787		-	-	6.787	4.426
Outros	35		-	-	35	226
	<u>1.598.166</u>		<u>473.937</u>	<u>112.859</u>	<u>2.184.965</u>	<u>1.871.263</u>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa					(146.012)	(132.297)
Total					<u>2.038.951</u>	<u>1.738.965</u>
Não circulante						
Parcelamento de débito de consumidores	38.454		-	-	38.454	44.323
Operações realizadas na CCEE	5.003		-	-	5.003	5.003
Total	<u>43.458</u>		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>43.458</u>	<u>49.326</u>

Parcelamento de débitos de consumidores - Refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores, principalmente órgãos públicos. Parte destes créditos dispõe de garantia de pagamento pelos devedores, principalmente através de repasse de arrecadação de ICMS com interveniência bancária.

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 descrita na nota explicativa 32 – Instrumentos Financeiros, em Risco de crédito.

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros ativos (nota 12)	Total
Saldo em 31/12/2017	(116.459)	(7.567)	(124.026)
Provisão revertida (constituída) líquida	(124.027)	(136)	(124.163)
Recuperação de receita	56.616	-	56.616
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	(27.674)	(286)	(27.960)
Baixa de contas a receber provisionadas	79.248	-	79.248
Saldo em 31/12/2018	(132.297)	(7.988)	(140.285)
Provisão revertida (constituída) líquida	(189.443)	(168)	(189.611)
Recuperação de receita	107.191	-	107.191
Baixa de contas a receber provisionadas	68.537	-	68.537
Saldo em 31/12/2019	(146.012)	(8.156)	(154.168)

(8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Circulante</u>		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.346	1.338
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.346	1.338
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	6.399	9.691
ICMS a compensar	49.132	44.052
Programa de integração social - PIS	875	869
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.037	4.012
Outros	158	81
Outros tributos a compensar	60.601	58.705
Total circulante	61.947	60.043
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	64.903	61.777
Contribuição social a compensar	64.903	61.777
ICMS a compensar	64.132	58.240
Outros tributos a compensar	64.132	58.240
Total não circulante	129.035	120.017

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

Contribuição social a compensar - CSLL - No não circulante, refere-se basicamente à decisão favorável em ação judicial movida pela Companhia, transitada em julgado. A Companhia está aguardando a autorização de habilitação do crédito junto à Receita Federal para realizar sua posterior compensação.

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

(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

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

	Saldo em 31/12/2018			Receita operacional (nota 25)		Resultado financeiro (nota 28)	Saldo em 31/12/2019		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	770.013	113.266	883.280	402.483	(525.298)	48.251	623.225	185.489	808.716
CVA (*)									
CDE (**)	83.225	(32.145)	51.080	71.624	(49.035)	8.077	50.813	30.932	81.745
Custos energia elétrica	309.246	248.867	558.113	145.469	(348.039)	22.080	317.549	60.074	377.624
ESS e EER (***)	(308.610)	(155.720)	(464.330)	(211.881)	385.106	(21.549)	(211.236)	(101.417)	(312.653)
Proinfra	244	819	1.063	11.662	(9.030)	538	881	3.351	4.232
Rede básica	33.913	(10.642)	23.271	91.313	(13.800)	1.797	93.365	9.215	102.580
Repasse de Itaipu	560.709	130.191	690.900	408.606	(530.221)	36.648	433.484	172.449	605.934
Transporte de Itaipu	16.175	(521)	15.654	16.871	(12.551)	1.010	15.640	5.344	20.983
Neutralidade dos encargos setoriais	(26.773)	389	(26.384)	(49.601)	54.061	(1.153)	(3.370)	(19.708)	(23.078)
Sobrecontratação	101.884	(67.972)	33.913	(81.579)	(1.789)	804	(73.901)	25.249	(48.651)
Outros componentes financeiros	(76.409)	(18.881)	(95.290)	(49.017)	(3.210)	(5.479)	(160.992)	7.995	(152.996)
Total	693.604	94.385	787.989	353.466	(528.508)	42.772	462.233	193.484	655.719
Ativo circulante			665.868						652.971
Ativo não circulante			122.121						2.748

(*) 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")

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

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

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

Outros componentes financeiros: Refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica; (ii) recálculos de processos tarifários anteriores e (iii) efeito tarifário decorrente de acordo bilateral entre partes signatárias de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

(10) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

10.1 - Composição dos créditos fiscais:

	31/12/2019	31/12/2018
Crédito de contribuição social		
Benefício fiscal do intangível incorporado	36.620	41.246
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	73.381	25.177
Subtotal	110.002	66.423
Crédito de imposto de renda		
Benefício fiscal do intangível incorporado	101.723	114.572
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	203.840	69.938
Subtotal	305.562	184.510
Total	415.565	250.933

10.2 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. Nos exercícios de 2019 e 2018, a taxa anual de amortização aplicada foi de 3,0%.

10.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	31/12/2019		31/12/2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	16.198	44.995	21.995	61.099
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	13.875	38.542	12.626	35.071
Provisão energia livre	7.206	20.017	6.859	19.054
Programas de P&D e eficiência energética	17.564	48.788	15.005	41.679
Provisão relacionada a pessoal	2.139	5.941	1.878	5.216
Derivativos	(9.608)	(26.689)	(13.541)	(37.613)
Registro da concessão - ajuste do intangível	(2.021)	(5.615)	(2.277)	(6.324)
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(76.992)	(213.865)	(68.267)	(189.631)
Perdas atuariais	21.612	60.035	21.612	60.035
Marcação a Mercado - Derivativos	(1.114)	(3.095)	935	2.598
Marcação a Mercado - Dívidas	1.545	4.291	(352)	(977)
Outros	(2.644)	(7.346)	865	2.403
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Perdas atuariais	87.609	243.358	29.750	82.639
Marcação a Mercado - Derivativos	(10)	(27)	(9)	(25)
Marcação a Mercado - Dívidas	(1.976)	(5.490)	(1.903)	(5.285)
Total	73.381	203.840	25.177	69.938

10.4 – 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 e benefício fiscal do intangível incorporado estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação

2020	76.819
2021	68.739
2022	55.128
2023	33.010
2024	33.010
2025 a 2027	499.515
Total	766.222

10.5 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2019 e 2018:

	2019		2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	1.227.851	1.227.851	952.019	952.019
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Realização correção monetária complementar	1.207	-	1.623	-
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(4.763)	(4.763)	(4.749)	(4.749)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	73.428	73.428	72.260	72.260
Juros sobre o capital próprio	(136.386)	(136.386)	(129.663)	(129.663)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	7.823	(20.039)	5.650	(2.828)
Base de cálculo	1.169.160	1.140.091	897.140	897.039
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Total	(105.224)	(285.023)	(80.742)	(221.760)
Corrente	(91.018)	(245.563)	(74.072)	(202.991)
Diferido	(14.206)	(39.460)	(6.670)	(18.769)

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

Realização correção monetária complementar - Refere-se à depreciação da parcela de custo incremental da correção monetária complementar instituída pela Lei nº 8.200/1990, não dedutível para fins de apuração da contribuição social.

A despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no resultado do exercício de R\$ 53.666 (R\$ 25.439 em 2018) referem-se a (i) benefício fiscal do intangível incorporado R\$ 17.475 (R\$ 17.475 em 2018); (ii) diferenças temporárias R\$ 36.191 (receita R\$ 10.095) e (iii) prejuízo fiscal e base negativa R\$ 18.059 em 2018.

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

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2019 e 2018 foram os seguintes:

	2019		2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	753.744	753.744	220.573	220.573
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	74.849	74.849	-	-
Base de cálculo	828.593	828.593	220.573	220.573
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(74.573)	(207.148)	(19.852)	(55.143)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	16.714	46.429	7.324	20.345
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais	(57.859)	(160.719)	(12.527)	(34.798)
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	(826)	(826)	(21.240)	(21.240)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados sobre o risco de crédito	74	207	1.912	5.310
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(57.785)	(160.512)	(10.615)	(29.488)

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2017	2.626.291
Transferência - ativo contratual	286.732
Transferência - Intangível em serviço	(22.739)
Ajuste ao valor justo	151.930
Baixas	(15.433)
Saldo em 31/12/2018	3.026.780
Transferência - ativo contratual	403.916
Transferência - Intangível em serviço	115
Ajuste ao valor justo	103.040
Baixas	(12.683)
Saldo em 31/12/2019	3.521.168

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

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

Em 2019, o saldo de baixas de R\$ 12.683 (R\$ 15.433 em 2018) refere-se a baixa da atualização relacionada ao ativo de R\$ 6.102 (R\$ 5.978 em 2018) e a baixa do ativo de R\$ 6.581 (R\$ 9.455 em 2018).

(12) OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Adiantamentos - Fundação CESP	7.110	2.748	5.751	5.751
Cauções, fundos e depósitos vinculados	-	759	775	-
Ordens em curso	44.884	50.544	-	-
Serviços prestados a terceiros	11.602	6.110	-	-
Bens destinados a alienação	-	-	573	573
Despesas antecipadas	24.846	29.135	1.565	3.450
Contas a receber - CDE	59.163	91.967	-	-
Adiantamentos a funcionários	5.605	5.982	-	-
Outros	37.764	48.076	1.361	1.282
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(8.156)	(7.988)	-	-
Total	182.818	227.333	10.025	11.056

Cauções, fundos e depósitos vinculados - Garantias oferecidas para operações na CCEE e aplicações financeiras exigidas por contratos de financiamento.

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

Despesas antecipadas - Refere-se antecipação de despesas com licença *software*, IPTU, PROINFA e quota CDE.

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 7.395 (R\$ 5.396 em 31 de dezembro de 2018), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 51.760 (R\$ 86.533 em 31 de dezembro de 2018) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 8 (R\$ 38 em 31 de dezembro de 2018) (nota 25.3).

(13) INTANGÍVEL

	Direito de concessão			Total
	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição em curso	Outros ativos intangíveis	
Saldo em 31/12/2017	1.876.488	293.007	2.107	2.171.601
Custo histórico	5.489.460	293.007	8.061	5.790.528
Amortização acumulada	(3.612.972)	-	(5.954)	(3.618.927)
Amortização	(258.402)	-	(344)	(258.746)
Transferência - ativo contratual	199.605	-	-	199.605
Transferência - ativo financeiro	22.739	-	-	22.739
Baixa e transferência - outros ativos	(18.286)	-	-	(18.286)
Adoção CPC 47	-	(293.007)	-	(293.007)
Saldo em 31/12/2018	1.822.144	-	1.763	1.823.907
Custo histórico	5.563.906	-	8.061	5.571.967
Amortização acumulada	(3.741.762)	-	(6.298)	(3.748.060)
Amortização	(277.309)	-	(344)	(277.653)
Transferência - ativo contratual	343.348	-	-	343.348
Transferência - ativo financeiro	(115)	-	-	(115)
Baixa e transferência - outros ativos	(9.543)	-	-	(9.543)
Saldo em 31/12/2019	1.878.525	-	1.419	1.879.943
Custo histórico	5.810.955	-	8.061	5.819.016
Amortização acumulada	(3.932.430)	-	(6.642)	(3.939.072)

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

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção, para os ativos qualificáveis. No exercício de 2019 foram capitalizados R\$ 9.952 a uma taxa média de 8,09%. Em 2018 foram capitalizados R\$ 6.459 a uma taxa média de 7,50% a.a. até abril de 2018 e 8,09% a.a. a partir de maio de 2018 (nota 28).

Teste de redução ao valor recuperável

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

Para os exercícios de 2019 e 2018, com base na avaliação mencionada de eventuais indicativos, não houve necessidade de provisão de recuperação.

(14) ATIVO CONTRATUAL

Saldo em 31/12/2017	-
Adoção CPC 47 (nota 3)	293.007
Adições	623.609
Transferência - intangíveis em serviço	(199.605)
Transferência - ativo financeiro	<u>(286.732)</u>
Saldo em 31/12/2018	<u>430.279</u>
Adições	749.986
Transferência - intangíveis em serviço	(343.348)
Transferência - ativo financeiro	<u>(403.916)</u>
Saldo em 31/12/2019	<u>433.001</u>

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

(15) FORNECEDORES

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Encargos de serviço do sistema	954	26.427
Suprimento de energia elétrica	927.087	654.111
Encargos de uso da rede elétrica	107.958	83.546
Materiais e serviços	246.351	151.191
Energia livre	117.973	111.337
Total	<u>1.400.323</u>	<u>1.026.612</u>

(16) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pré Fixado	214.879	-	(51.526)	6.509	-	(6.624)	163.238
Pós Fixado							
TJLP/ TLP	158.211	405.000	(66.150)	11.157	-	(10.537)	497.681
Selic	32.687	-	(7.931)	2.612	-	(770)	26.597
Outros	2.410	-	(513)	127	-	(129)	1.895
Total ao custo	408.187	405.000	(126.120)	20.405	-	(18.060)	689.412
Gastos com captação (*)	(5.364)	(10.818)	-	3.695	-	-	(12.487)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	1.823.241	800.700	(1.666.538)	46.734	227.779	(48.303)	1.183.614
Euro	-	188.500	-	504	(2.266)	(361)	186.378
Marcação a mercado	(18.985)	-	-	(6.063)	-	-	(25.048)
Total ao valor justo	1.804.257	989.200	(1.666.538)	41.175	225.513	(48.664)	1.344.944
Total	2.207.079	1.383.382	(1.792.658)	65.275	225.513	(66.724)	2.021.868
Circulante	1.351.141						372.081
Não Circulante	855.938						1.649.787

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	163.238	-	(49.931)	4.638	-	(4.697)	113.249
Pós Fixado							
TJLP	92.622	-	(63.668)	5.212	-	(5.164)	29.002
IPCA	405.059	100.000	-	34.989	-	(21.342)	518.705
Selic	26.597	-	(8.431)	1.961	-	(607)	19.521
CDI	-	351.000	(351.000)	21.360	-	(21.360)	-
Outros	1.895	-	(501)	98	-	(108)	1.385
Total ao custo	689.412	451.000	(473.531)	68.258	-	(53.278)	681.862
Gastos com captação (*)	(12.487)	(2.228)	-	2.436	-	-	(12.279)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	1.183.614	627.814	(254.662)	40.883	25.926	(39.749)	1.583.826
Euro	186.378	-	-	1.517	3.214	(1.510)	189.598
Marcação a mercado	(25.048)	-	-	20.253	-	-	(4.795)
Total ao valor justo	1.344.944	627.814	(254.662)	62.653	29.140	(41.259)	1.768.629
Total	2.021.868	1.076.586	(728.193)	133.347	29.140	(94.537)	2.438.212
Circulante	372.081						1.032.937
Não circulante	1.649.787						1.405.276

(*) 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		31/12/2019	31/12/2018	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional						
Pré fixado						
FINEM	Pré fixado de 2,5% a 8%	(a)	113.249	154.788	2011 a 2024	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINAME	Pré fixado de 4,5%		-	8.450	2012 a 2019	Fiança da CPFL Energia
			113.249	163.238		
Pós fixado						
TJLP						
FINEM	TJLP + de 2,06% a 3,08%	(b)	29.002	92.622	2012 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
			29.002	92.622		
IPCA						
FINEM	IPCA + 4,74%	(b)	518.705	405.059	2020 a 2027	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
			518.705	405.059		
SELIC						
FINEM	SELIC + 2,62% a 2,66%	(c)	19.521	26.597	2016 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
			19.521	26.597		
Outros						
Outros	RGR (6% a 6,5%)		1.385	1.895	2013 a 2022	Recebíveis e notas promissórias
Total moeda nacional			681.862	689.412		
Gastos com captação (*)			(12.279)	(12.487)		
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira						
Dólar						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + de 0,8% a 1,55%		363.879	599.290	2017 a 2021	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + 1,96% a 3,66%		1.219.947	584.324	2020 a 2023	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
			1.583.826	1.183.614		
Euro						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + 0,79%		189.598	186.378	2022	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado			(4.795)	(25.048)		
Total moeda estrangeira			1.768.629	1.344.944		
Total			2.438.212	2.021.868		

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

Os empréstimos bancários em moeda estrangeira possuem swap convertendo variação cambial para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 32.

Taxa efetiva:

(a) De 30% a 70% do CDI

(b) De 60% a 110% do CDI

(c) De 100% a 130% do CDI

Conforme segregado nos quadros acima, a Companhia em consonância com o CPC 48 classificou suas dívidas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado, e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

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

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia, exceto pela variação no valor justo em função do risco de crédito que é registrado em outros resultados abrangentes. Em 31 de dezembro de 2019 os ganhos acumulados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 4.795 (ganho de R\$ 25.048 em 31 de dezembro de 2018) acrescidos dos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 12.487 (perda de R\$ 10.292 em 31 de dezembro de 2018), contratados para proteção da variação cambial (nota 32), geraram um ganho total líquido de R\$ 17.282 (R\$ 14.756 em 31 de dezembro de 2018).

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

Ano de vencimento

2021	177.281
2022	597.923
2023	376.108
2024	70.308
2025	69.127
2026 e 2027	110.929
Subtotal	1.401.675
Marcação a mercado	3.602
Total	1.405.277

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 % a.a.		% da dívida	
	2019	2018	31/12/2019	31/12/2018
TJLP	6,30	6,72	1,19	4,58
IPCA	4,20	3,69	21,27	20,03
CDI	5,97	6,40	72,54	66,52
Outros			5,00	8,87
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Modalidade	Total aprovado	Montantes liberados		Pagamento de juros	Amortização principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual
		em 2019	Líquido dos gastos de captação					
Moeda Nacional								
IPCA								
FINEM	953.392	100.000	98.123	Mensal	Mensal a partir de abril de 2020	Investimento	IPCA + 4,74%	IPCA + 5,43%
CDI								
Nota Promissória	351.000	351.000	350.649	Parcela única com principal	Parcela única em dezembro de 2019	Capital de Giro	103,4% do CDI	104,95% do CDI
Moeda Estrangeira								
Dólar								
Lei 4.131	309.814	309.814	309.814	Semestral	Parcela única em setembro de 2020	Capital de Giro	USD + 2,17%	USD + 2,17%
Lei 4.131	318.000	318.000	318.000	Semestral	Parcela única em setembro de 2020	Capital de Giro	USD + 1,96%	USD + 1,96%
	1.932.206	1.078.814	1.076.586					

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. e da controladora indireta State Grid Brazil Power Participações 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 2019.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a um índice que varia entre 3,50 e 3,75.
- Dívida Líquida dividida pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida menor ou igual a 0,9.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

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

Índice exigido nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power Participações S.A. (“State Grid Brazil”)

- Patrimônio Líquido dividido pelo Ativo Total (desconsiderando os efeitos do IFRIC 12/OCPC 01) maior ou igual a 0,3.

A definição de EBITDA na Companhia, 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 direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia (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 2019.

(17) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2018
Pós fixado						
CDI	522.134	1.380.000	(426.250)	119.672	(89.992)	1.505.564
IPCA	710.687	-	-	61.145	(29.471)	742.361
Total ao custo	1.232.821	1.380.000	(426.250)	180.817	(119.463)	2.247.926
Gastos com captação (*)	(14.957)	(979)	-	1.987	-	(13.950)
Total	1.217.864	1.379.021	(426.250)	182.804	(119.463)	2.233.976
Circulante	148.921					82.310
Não circulante	1.068.942					2.151.666

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	1.505.564	1.380.000	(1.458.750)	88.430	(129.401)	1.385.843
IPCA	742.361	-	-	62.426	(34.081)	770.706
Total ao custo	2.247.926	1.380.000	(1.458.750)	150.856	(163.482)	2.156.549
Gastos com captação (*)	(13.950)	(1.402)	-	2.786	-	(12.566)
Total	2.233.976	1.378.598	(1.458.750)	153.642	(163.482)	2.143.984
Circulante	82.310					16.081
Não circulante	2.151.666					2.127.903

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

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2019	31/12/2018	Faixa de vencimento	Garantia
Mensurados ao custo - Pós fixado						
CDI	107% do CDI	(a)	1.385.843	1.505.564	2023 a 2024	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + de 4,42% a 5,05%	(b)	770.706	742.361	2022 a 2027	Fiança da CPFL Energia
	Total		2.156.549	2.247.926		
	Gastos com captação (*)		(12.566)	(13.950)		
	Total		2.143.984	2.233.976		

Taxa efetiva a.a.:

(a) 107,84% do CDI

(b) IPCA + 4,84% a 5,30%

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

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

Ano de vencimento

2022	232.273
2023	876.223
2024	881.637
2025	45.780
2026 e 2027	91.990
Total	2.127.903

Adições no exercício:

Modalidade	Emissão	Quantidade emitida	Montantes liberados		Pagamento de juros	Amortização principal	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual	Destinação do recurso
			em 2019	Líquido dos gastos de captação					
Moeda nacional - CDI									
Debêntures	10ª emissão	1.380.000	1.380.000	1.378.598	Semestral	2 Parcelas anuais a partir de Mai/2023	107% do CDI	107,84% do CDI	(a)

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

Pré-pagamento

Em 2019, foram liquidados antecipadamente R\$ 1.432.500 de debêntures cujos vencimentos originais eram de dezembro de 2020 a fevereiro de 2021.

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 2019.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA 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 2019.

(18) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

A Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados conforme abaixo:

18.1 – Características:

Atualmente vigora, para os funcionários um Plano de Benefício Misto, com as seguintes características:

- a) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de outubro de 1997 - plano de benefício salgado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- b) Adoção de um modelo misto, a partir de 1º de novembro de 1997, que contempla:
 - Os benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia, e
 - As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável, que consiste em um plano previdenciário que, até a concessão da renda é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível

ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a Companhia.

Adicionalmente, para os gestores da Companhia há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (contribuição definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

18.2 – Movimentações dos planos de benefício definido:

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	6.164.035	5.123.238
Valor justo dos ativos do plano	(4.517.265)	(4.215.433)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	1.646.770	907.805
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (<i>asset ceiling</i>)	74.849	-
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	1.721.619	907.805

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

	<u>Passivo</u>	<u>Ativo</u>
Valor presente das obrigações atuariais e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2017	4.615.061	(3.925.063)
Custo do serviço corrente bruto	835	-
Rendimento esperado no exercício	-	(359.588)
Juros sobre obrigação atuarial	421.083	-
Contribuições de participantes vertidas no exercício	24	(24)
Contribuições de patrocinadoras	-	(65.096)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(264.569)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	485.142	-
Benefícios pagos no exercício	(398.907)	398.907
Valor presente das obrigações atuariais e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2018	5.123.238	(4.215.433)
Custo do serviço corrente bruto	925	-
Rendimento esperado no exercício	-	(372.121)
Juros sobre obrigação atuarial	449.173	-
Contribuições de patrocinadoras	-	(92.756)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(280.404)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(2.900)	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	1.037.048	-
Benefícios pagos no exercício	(443.449)	443.449
Valor presente das obrigações atuariais e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2019	6.164.035	(4.517.265)

18.3 - Movimentações dos passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Passivo atuarial líquido no início do ano	907.805	689.998
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	77.977	62.330
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(92.756)	(65.096)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(280.404)	(264.569)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(2.900)	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	1.037.048	485.142
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	74.849	-
Passivo atuarial líquido no final do ano	1.721.618	907.805
Outras contribuições	11.890	12.924
Total passivo	<u>1.733.508</u>	<u>920.729</u>
Circulante	191.234	64.647
Não circulante	1.542.274	856.082

18.4 - Contribuições e benefícios esperados:

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2020 são estimadas no montante de R\$ 121.055.

Os benefícios esperados a serem pagos nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

<u>Ano de pagamento</u>	
2020	436.163
2021	448.553
2022	460.445
2023	471.438
2024 a 2027	<u>3.017.325</u>
Total	<u>4.833.924</u>

Em 31 de dezembro de 2019, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 10,3 anos.

18.5 - Reconhecimento das despesas e receitas com entidade de previdência privada:

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2020 e as despesas reconhecidas em 2019 e 2018, são como segue:

	<u>2020</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
	<u>Estimadas</u>	<u>Realizadas</u>	<u>Realizadas</u>
Custo do serviço	1.533	925	835
Juros sobre obrigações atuariais	441.784	449.173	421.083
Rendimento esperado dos ativos do plano	(323.926)	(372.121)	(359.588)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	5.561	-	-
Total da despesa (receita)	<u>124.952</u>	<u>77.977</u>	<u>62.330</u>

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

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	7,43% a.a.	9,10% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	7,43% a.a.	9,10% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,56% a.a.	5,56% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca (-30)	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR_2012	ExpR_2012
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres

18.6 - Ativos do plano:

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2019 e 2018, administrados pela Fundação CESP. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2020, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2019.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Renda fixa	75%	77%
Títulos públicos federais	61%	55%
Títulos privados (instituições financeiras)	1%	3%
Títulos privados (instituições não financeiras)	-	1%
Fundos de investimento multimercado	4%	4%
Outros investimentos de renda fixa	9%	15%
Renda variável	17%	15%
Fundos de investimento em ações	17%	15%
Investimentos estruturados	4%	2%
Fundos de investimento multimercado	4%	2%
Cotados em mercado ativo	96%	94%
Imóveis	3%	3%
Operações com participantes	1%	1%
Outros ativos	-	1%
Depósitos judiciais e outros	-	1%
Não cotados em mercado ativo	4%	6%

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

	<u>Meta 2020</u>
Renda fixa	61,3%
Renda variável	24,9%
Imóveis	3,6%
Empréstimos e financiamentos	1,9%
Investimentos no exterior	8,4%
	100,0%

A meta de alocação para 2020 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da FUNCESP efetuada ao final de 2019 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2020, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para a FUNCESP atingir os objetivos de gestão de investimentos são o Estudo de *Asset Liability Management* – ALM (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) do plano previdenciário administrado pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nas classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativos, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez de cada plano, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos do plano, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

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

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

18.7 - Análise de sensibilidade:

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

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

· Se a taxa de desconto nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixos (alta), a obrigação de benefício teria aumento de R\$ 160.456 (redução de R\$ 153.552).

· Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 169.890 (aumento de R\$ 169.223).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 7,43% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 7,18% e 7,68% a.a..

A premissa utilizada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi de AT-2000(-10). As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

18.8 - Risco de investimento:

O plano de benefício da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos

públicos federais, referenciados ao IGP-M, IPCA e SELIC, que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos.

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

A Fundação CESP utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: Valor em Risco (“VaR”), *Tracking Risk*, *Tracking Error* e Teste de Perda em Cenário de Estresse (“*Stress Test*”).

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

(19) TAXAS REGULAMENTARES

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	1.027	884
Bandeiras tarifárias e outros	<u>102.000</u>	<u>61.529</u>
Total	<u>103.027</u>	<u>62.412</u>

Bandeiras tarifárias e outros – Refere-se basicamente a bandeira tarifária faturada em novembro e dezembro de 2019 e 2018 e ainda não homologadas pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”).

(20) OUTROS IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	2.503	8.210
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	<u>5.213</u>	<u>1.957</u>
Imposto de renda e contribuição social a recolher	<u>7.716</u>	<u>10.167</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	207.390	225.908
Programa de integração social - PIS	11.856	10.678
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	54.902	49.272
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	20.458	-
Outros	<u>14.906</u>	<u>14.069</u>
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	<u>309.512</u>	<u>299.927</u>
Total	<u>317.228</u>	<u>310.094</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 21 - Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais.

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

	31/12/2019		31/12/2018	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	104.026	25.581	80.522	26.916
Cíveis	58.484	20.767	65.450	36.928
Fiscais				
FINSOCIAL	-	-	39.727	99.146
Imposto de renda	-	271.570	-	237.513
Outras	4.591	78.459	85.391	73.592
	<u>4.591</u>	<u>350.029</u>	<u>125.118</u>	<u>410.251</u>
Outros	2.881	-	2.814	-
Total	<u><u>169.982</u></u>	<u><u>396.377</u></u>	<u><u>273.904</u></u>	<u><u>474.095</u></u>

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

	Saldo em 31/12/2018	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2019
Trabalhistas	80.522	31.555	(9.708)	(12.231)	13.888	104.026
Cíveis	65.450	46.303	(8.005)	(54.201)	8.936	58.484
Fiscais	125.118	103.166	(46.632)	(197.513)	20.450	4.591
Outros	2.814	696	(152)	(640)	163	2.881
Total	<u><u>273.904</u></u>	<u><u>181.721</u></u>	<u><u>(64.498)</u></u>	<u><u>(264.585)</u></u>	<u><u>43.439</u></u>	<u><u>169.982</u></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:**
 - Danos pessoais** - Refere-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.
 - Majoração tarifária** - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE nºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 04 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do "Plano Cruzado".
- 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 INSS, FGTS, SAT e PIS e COFINS.

Com relação ao PIS e COFINS, a Companhia ajuizou ação judicial objetivando discutir a aplicação do Decreto nº 8.426/15, que majorou as respectivas alíquotas incidentes sobre as receitas financeiras de 0% para 4,65%. Tendo sido acolhido seu pedido liminar para suspender a exigibilidade dos referidos tributos, a Companhia vem, desde então, provisionando os valores que deixaram de ser recolhidos à Receita Federal do Brasil por força da referida liminar. Em setembro de 2019 com a cassação da liminar que suspendeu a exigibilidade do recolhimento do PIS e COFINS incidente sobre as receitas financeiras, a Companhia efetuou, no prazo de 30 dias após a ciência da decisão, o recolhimento do montante de R\$ 92.883.

FINSOCIAL – Refere-se a questionamento judicial quanto à majoração de alíquota e cobrança do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991. A Companhia CPFL Paulista ingressou com ação rescisória para discutir a decisão proferida em ação ordinária sobre a legitimidade da cobrança das majorações das alíquotas do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991, as quais foram declaradas inconstitucionais pelo Supremo Tribunal Federal (STF) para empresas que não são exclusivamente prestadora de serviços, situação em que se enquadra a Companhia, e que, portanto, deveria haver o recolhimento à alíquota de 0,5%.

Na época do ajuizamento da ação ordinária, a Companhia efetuou depósito judicial integral do valor considerado devido de FINSOCIAL (0,5%) e suas majorações (alíquotas de 1%, 1,2% e 2%).

Após decisão final do STF na ação rescisória da Companhia, ficou decidido que esta deveria retornar à instância inferior para comprovar sua condição de empresa vendedora de mercadorias. Desta forma, a Companhia apresentou manifestação requerendo o reconhecimento como tal e, conseqüentemente, o levantamento parcial do depósito judicial em seu favor, no que se refere ao valor da majoração das alíquotas (montante que ultrapassa 0,5%). Todavia, o judiciário entendeu por indeferir nossos pedidos e determinou o prosseguimento da ação, com a conseqüente conversão em renda da totalidade dos valores depositados em novembro de 2019.

d. **Outros:**

São principalmente 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 2019 e 2018 estavam assim representadas:

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>Principais causas</u>
Trabalhistas	145.798	175.800	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	535.131	456.393	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	1.624.938	1.299.827	Imposto de Renda e Contribuição Social (nota 20)
Fiscais - outros	448.673	411.781	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatório	17.215	14.876	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	<u>2.771.754</u>	<u>2.358.677</u>	

Fiscais – Um dos principais temas se refere a discussões sobre a dedutibilidade para imposto de renda das despesas reconhecidas em 1997 referente à novação de dívida relativa ao plano de pensão dos funcionários da Companhia perante a Fundação CESP (“FUNCESP”) no montante estimado de R\$ 1.478.266, havendo depósitos judiciais no valor de R\$ 22.264 e garantias financeiras (seguros e fianças bancárias), nos termos exigidos pela legislação processual. Adicionalmente, discute-se juros que incidiram sobre depósito judicial levantado pela Companhia no montante de R\$ 248.725 e que se encontram depositados em juízo. Em 23 de maio, 06 de junho e 17 de setembro de 2019, o recurso especial do principal processo foi julgado perante a Segunda Turma de Direito Público do Superior Tribunal de Justiça (STJ) de maneira desfavorável para a Companhia. A decisão ainda não foi publicada em seu integral teor, podendo a Companhia quando tiver acesso ao acórdão avaliar os recursos pertinentes ainda no âmbito do STJ. Adicionalmente, a Companhia possui um recurso extraordinário em fase inicial de tramitação no

Supremo Tribunal Federal (STF). Conseqüentemente, com base no atual estágio de tramitação do processo, tanto no STJ quanto no STF e com base na opinião de seus assessores legais, a Companhia permanece confiante nos fundamentos jurídicos apresentados e continuará os defendendo perante o Poder Judiciário, mantendo o prognóstico de risco de perda dos processos como não provável, tendo no STF uma nova oportunidade de análise para o caso, focadamente constitucional, com robustos fundamentos, a indicar significativa viabilidade de êxito dos recursos extraordinários, bem como continuará tentando evitar possíveis saídas de caixa caso venha a ser requerida a substituir as garantias financeiras existentes por depósito em dinheiro.

Trabalhistas - No tocante às contingências trabalhistas, há discussão a respeito da possibilidade de alteração do índice de correção adotado pela Justiça do Trabalho. Atualmente há decisão do STF que suspende a alteração levada a efeito pelo TST, a qual pretendia alterar o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho ("TR") pelo IPCA-E. A Suprema Corte considerou que a decisão do TST conferiu interpretação extensiva ilegítima e descumpriu a modulação de efeitos de precedentes anteriores, além de usurpar sua competência para decidir matéria constitucional. Diante de tal decisão, e até que haja decisão definitiva publicada pelo STF, continua válido o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho ("TR"), o qual tem sido reconhecido pelo TST em decisões recentes. Desta forma, a Administração da Companhia considera como possível o risco de eventuais perdas, e, em função do assunto ainda demandar definição por parte do Judiciário, não é possível estimar com razoável segurança os montantes envolvidos. Adicionalmente de acordo com a Lei n.º 13.467, de 11 de novembro de 2017, a TR é o índice de correção da justiça do trabalho a partir da vigência da norma.

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

(22) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Consumidores e concessionárias	43.998	36.651	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	96.089	67.959	46.839	70.067
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	26.380	40.229	55.439	24.038
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	21.803	16.757	-	-
Adiantamentos	6.181	5.068	455	309
Descontos tarifários - CDE	11.615	2.017	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	161	136	-	-
Folha de pagamento	5.614	5.144	-	-
Participação nos lucros	25.915	22.503	4.339	3.824
Convênios de arrecadação	46.439	40.188	-	-
Outros	8.576	9.107	1.616	136
Total	292.770	245.759	108.688	98.374

(*) 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: As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização.

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.

Adiantamentos: Referem-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços.

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

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

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

(23) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2019 e 2018 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações		
	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S.A	880.653.030	880.653.030	100,00
Ações em tesouraria	1	1	-
Total	880.653.031	880.653.031	100,00

23.1 Gestão do capital

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

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 2019, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,42 vezes o EBITDA ao final de 2019, no critério de medição dos *covenants* financeiros da Companhia, menor do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 3,5, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

23.2 – Aumento de capital

Na AGE de 29 de abril de 2019, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 34.950, referente capitalização do benefício fiscal do ágio apurado nos exercícios de 2017 e 2018 sem emissão de novas ações.

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

Na AGO de 29 de abril de 2019 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2018, através de (i) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 24.597, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,027930064; (ii) dividendo adicional proposto no montante de R\$ 397.190, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,451017274 e (iii) juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 129.663, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,147235563 (R\$ 0,125150228 líquido dos efeitos tributários) declarado em novembro de 2018.

Na AGE de 31 de dezembro de 2019 foi aprovado a destinação de juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 136.386, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,154869165 (R\$ 0,131639031 líquido dos efeitos tributários) a serem atribuídos aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2019.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2019:

- dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 83.003, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,094251211.

- b) declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 576.335, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,654440307.

No exercício de 2019, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 178.214 sendo R\$ 68.000 referente a dividendos e R\$ 110.214 de juros sobre o capital próprio.

23.4 - Reserva de capital

Refere-se basicamente ao benefício fiscal do intangível incorporado oriundo da incorporação da antiga controladora DOC 4, conforme mencionado na nota 10.2.

23.5 - Reserva de lucros

É composta por:

- (i) Reserva legal no montante de R\$ 123.315;
- (ii) Reserva de retenção de lucros para investimentos no montante de R\$ 109.658;
- (iii) Reserva estatutária – reforço de capital de giro de R\$ 442.645.

23.6 – Resultado abrangente acumulado

É composto por:

- (i) entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 1.196.710 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 33 (R2);
- (ii) efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros com saldo credor de R\$ 14.563 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 48.

23.7 – Destinação do lucro líquido do exercício

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

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

	<u>2019</u>
Lucro líquido do exercício	837.604
Reserva legal	(41.880)
Juros sobre capital próprio	(136.386)
Dividendo mínimo obrigatório	(83.003)
Dividendo adicional proposto	(576.335)

(24) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os exercícios apresentados:

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	837.604	649.516
Denominador		
Ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	880.653.031	880.653.031
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	0,95	0,74

Nos exercícios de 2019 e 2018 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

(25) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	<u>Nº de Consumidores</u>		<u>GWh</u>		<u>R\$ mil</u>	
	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	4.184.577	4.099.029	9.888	9.426	6.944.361	6.029.255
Industrial	27.634	28.457	2.420	2.548	1.472.695	1.482.939
Comercial	244.430	245.316	4.325	4.210	2.839.722	2.573.768
Rural	81.768	81.620	1.241	1.264	510.330	458.152
Poderes públicos	28.358	27.827	733	730	449.970	414.286
Iluminação pública	8.566	8.529	1.010	1.002	410.138	377.005
Serviço público	5.038	4.888	1.246	1.270	661.946	628.423
Fornecimento faturado	4.580.371	4.495.666	20.862	20.450	13.289.161	11.963.827
Consumo próprio	452	475	21	21	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	59.474	52.840
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(5.577.844)	(4.462.163)
Fornecimento de energia elétrica	4.580.823	4.496.141	20.884	20.471	7.770.791	7.554.504
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			1.205	69	200.359	20.946
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(8.978)	(6.722)
Energia elétrica de curto prazo			2.021	861	471.876	297.983
Suprimento de energia elétrica			3.225	931	663.257	312.207
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					5.586.822	4.468.886
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					1.536.499	1.264.966
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(21.344)	(13.932)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					770.959	655.417
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					(175.042)	641.124
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					96.938	145.952
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares					544.223	547.366
Outras receitas e rendas					163.095	241.190
Outras receitas operacionais					8.502.150	7.950.969
Total da receita operacional bruta					16.936.198	15.817.680
Deduções da receita operacional						
ICMS					(2.688.890)	(2.398.068)
PIS					(260.351)	(248.060)
COFINS					(1.255.538)	(1.142.581)
ISS					(466)	(383)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(1.698.321)	(1.870.272)
Programa de P & D e eficiência energética					(98.769)	(90.673)
PROINFRA					(84.284)	(72.259)
Bandeiras tarifárias e outros					(106.989)	(92.783)
Outros					(11.893)	(10.031)
					(6.205.501)	(5.925.110)
Receita operacional líquida					10.730.696	9.892.570

25.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("Proret"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de novembro de 2017, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser

apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET.

Em 07 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADDEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como (i) passivos financeiros setoriais e (ii) obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas e apresentadas líquido no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

25.2 – Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)

Em 02 de abril de 2019, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.526, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2019, em 12,02%, sendo 2,95% referentes ao reajuste tarifário econômico e 9,07% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 8,66%.

Em 03 de abril de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.381, relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2018, em 12,68%, sendo 8,67% referentes ao reajuste tarifário econômico e 4,01% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 16,90%.

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

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2019, foi registrada receita de R\$ 544.223 (R\$ 547.366 em 2018), sendo: (i) R\$ 35.290 (R\$ 33.481 em 2018) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 467.199 (R\$ 477.375 em 2018) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 236 (R\$ 475 em 2018) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 41.498 (R\$ 36.035 em 2018) de subvenção CCRBT.

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

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.510, de 18 de dezembro de 2018, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE vigentes para o ano de 2019. Essas quotas contemplam: (i) quota CDE – USO; e (ii) quota CDE – Energia (parcelas finais com pagamentos encerrados em março de 2019), referente a parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, recolhida dos consumidores e repassadas à Conta CDE a partir da RTE de 2015. Adicionalmente, por meio da REH nº 2.521 de 20 de março de 2019, a ANEEL estabeleceu a antecipação do pagamento da quota destinada à amortização da Conta ACR, devido à existência de saldo positivo na conta, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período de março de 2019 a agosto de 2019, revogando a resolução REH nº 2.231 de 2017 anteriormente vigente.

(26) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2019	2018	2019	2018
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	4.966	4.854	1.258.298	1.164.591
PROINFA	503	503	185.925	155.895
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	22.561	19.795	5.217.930	5.060.274
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(552.253)	(563.417)
Subtotal	28.029	25.152	6.109.900	5.817.342
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			897.706	872.352
Encargos de transporte de itaipu			126.708	116.204
Encargos de conexão			27.146	25.021
Encargos de uso do sistema de distribuição			21.136	23.936
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			2.573	(49.536)
Encargos de energia de reserva - EER			55.637	61.295
Crédito de PIS e COFINS			(104.608)	(97.057)
Subtotal			1.026.299	952.214
Total			7.136.199	6.769.557

(*) Conta de energia de reserva

(27) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Despesas Operacionais				Total			
	2019	2018	2019	2018	Vendas		Gerais e administrativas		Outros		2019	2018
					2019	2018	2019	2018	2019	2018		
Pessoal	287.351	280.520	2	-	52.292	54.284	82.745	72.195	-	-	422.390	406.999
Entidade de previdência privada	77.977	62.330	-	-	-	-	-	-	-	-	77.977	62.330
Material	71.458	67.666	572	611	1.558	1.612	4.157	5.778	-	-	77.745	75.667
Serviços de terceiros	127.567	129.370	1.785	1.612	128.378	121.275	141.624	141.301	-	-	399.354	393.558
Custos com construção da infraestrutura	-	-	770.959	655.417	-	-	-	-	-	-	770.959	655.417
Outros	(1.451)	(3.391)	-	(3)	47.267	38.859	109.613	108.383	56.706	30.645	212.132	174.493
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	47.123	41.272	-	-	-	-	47.123	41.272
Arendamentos e aluguéis	-	-	-	-	-	-	2.457	2.605	-	-	2.457	2.605
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	12	6.112	5.424	-	-	6.112	5.436
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	85.106	80.954	-	-	85.106	80.954
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	1.217	1.326	-	-	1.217	1.326
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	53.872	30.668	53.872	30.668
Outros	(1.451)	(3.391)	(3)	(3)	144	(2.425)	14.721	18.074	2.834	(23)	16.245	12.232
Total	562.902	536.495	773.315	657.637	229.495	216.029	338.139	327.656	56.706	30.645	1.960.557	1.768.464

(28) RESULTADO FINANCEIRO

	2019	2018
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	35.246	33.043
Acréscimos e multas moratórias	144.062	124.275
Atualização de créditos fiscais	16.171	4.861
Atualização de depósitos judiciais	21.255	22.159
Atualizações monetárias e cambiais	27.392	35.138
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	17.602	22.573
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	42.772	37.513
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(16.272)	(17.046)
Outros	17.002	16.119
Total	305.230	278.636
Despesas		
Encargos de dívidas	(231.795)	(232.650)
Atualizações monetárias e cambiais	(99.629)	(91.502)
(-) Juros capitalizados	9.952	6.459
Outros	(30.690)	(37.853)
Total	(352.163)	(355.546)
Resultado financeiro	(46.933)	(76.911)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2019 e 2018 sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais da despesa contempla os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 26.877 no exercício de 2019 (R\$ 201.792 em 2018) (nota 32).

(29) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2019 as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S.A.

Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.

- ESC Energia S.A.

Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S.A.

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

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- a) **Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços de engenharia e consultoria.

- b) **Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** - A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto às Fundações CESP, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, vide nota 18 Entidade de Previdência Privada.

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

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

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2019, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 8.374 (R\$ 6.186 em 2018). Este valor é composto por R\$ 7.354 (R\$ 4.526 em 2018) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 296 (R\$ 160 em 2018) de benefícios pós-emprego e R\$ 724 (R\$ 1.500 em 2018) 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	2019	2018
Encargos - Rede básica			
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	1.078	85.351	65.446
Intangível, materiais e prestação de serviço			
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	-	77	-

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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa / custo	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	2019	2018	2019	2018
Alocação de despesas entre empresas								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	7	-	13	-	-	-	(143)	(120)
CPFL Comercialização Cone Sul S.A.	-	-	-	-	-	-	(1)	-
CPFL Brasil Varejista S.A.	1	1	-	-	-	-	(2)	(3)
Companhia Piratininga de Força e Luz	931	1.191	1.129	2.173	-	-	2.139	2.613
Companhia Jaguari de Energia	586	794	169	282	-	-	(4.978)	(4.358)
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	1.619	-	176	-	-	-	(6.138)
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	1.698	1.580	267	446	-	-	(17.786)	(10.270)
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	13	-	-	-	(141)	(113)
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	-	-	(1)	-
CPFL Energia S.A.	52	103	-	-	-	-	(659)	(595)
Sul Geradora Participações	-	-	-	-	-	-	(1)	-
CPFL Renováveis - Consolidado	3	-	26	-	-	-	(60)	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	5	1	5	-	-	-	-
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	5	-	-	-	-	-	39
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(2)	(21)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	3	-	-	-	(16)	(4)
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	-	-	(1)	-
CPFL GD S.A.	-	-	-	-	-	-	(1)	-
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda.	3	-	2	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	(1)	-
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	-	207	241	-	-
CPFL Comercialização Cone Sul S.A.	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL Brasil Varejista S.A.	-	-	-	-	3	7	-	-
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	-	-	-	925	875	-	-
Companhia Jaguari de Energia	-	-	-	-	93	33	-	-
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	-	-	-	-	41	-	-
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	-	30	-	-	102	45	-	8
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	215	236	-	-
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	2	3	-	-
Sul Geradora Participações	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	87	-	21	33
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	31	-	-	234	217	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	4	47	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	21	7	-	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL GD S.A.	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	2	-	-	-
Contrato de Mútuo								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	205
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	468
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	537.715	202.810	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviço								
Companhia Piratininga de Força e Luz	145	-	167	-	-	-	-	-
Companhia Jaguari de Energia	18	4	-	-	-	-	-	-
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	12	-	-	-	-	-	-
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	17	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (**)	9.263	9.787	15.851	9.243	-	-	52.581	50.827
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	43	21	2.293	2.373	-	-	26.654	25.250
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	499	509	-	-	16.822	18.853
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	3	-	-	-	18	-	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	-	3.008
CPFL Eficiência Energética S.A.	4	-	1.478	74	-	-	3.834	150
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	1.928	685	-	-	12.035	25.688
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	408	-	-	-	1.227	-
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	326	-	-	-	1.040	-
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda.	-	-	460	-	-	-	1.438	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	19	-	-	-	58	36	-	-
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	20	20	-	-	268	425	-	-
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	30	-	-	-	4.916	-	-	-
Companhia Piratininga de Força e Luz	2.880	1.368	-	-	16.999	17.168	-	-
CPFL Geração de Energia S.A.	32	-	12.585	11.674	-	-	145.608	148.138
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	28	26	-	-	247	231
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	3.603	7.786	-	15	42.558	76.946
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	381	336	-	-	3.638	3.490
Campos Novos Energia S.A.	-	-	39.995	56.654	-	-	233.243	229.888
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	10.621	9.810	-	-	122.512	122.938
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	27.289	25.236	-	-	305.749	305.768
CPFL Renováveis - Consolidado	524	629	907	402	5.254	4.697	11420	6.365
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	6	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	275	212	-	-	8.657	9.624
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	60	-	-	-	11.169	10.864
Outras operações financeiras								
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	6	-	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	12
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	3	-	-	10
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	14
Outros								
Instituto CPFL	-	-	101	-	-	-	2.462	1.327

(*) Os saldos de ativo e passivo e as operações de resultados realizadas após 31/10/2018, estão apresentadas na RGE Sul Distribuidora de Energia em função da incorporação dessa empresa pela RGE Distribuidora de Energia em 31/12/2018.

(**) A Companhia adquiriu equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e contratação de serviços de construção civil no período. Do valor total de dispêndios relacionados a estas operações, foram capitalizados como ativo contratual da Companhia o montante de R\$ 119.543 no exercício de 2019 (R\$ 1.959 em 2018), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(30) SEGUROS

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

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2019</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Riscos nomeados	92.000
Transporte	Transporte nacional	221.803
Responsabilidade civil	Geral e Riscos Ambientais	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	84.119
Garantia	Seguro Garantia	1.678.189
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	203.000
Total		<u>2.314.110</u>

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

(31) GESTÃO DE RISCOS

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

Estrutura do gerenciamento de risco

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

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

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

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

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

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

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

Risco quanto à escassez de energia hídrica: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo

acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001.

Em 2019 foram observadas chuvas abaixo do normal, principalmente no segundo semestre, levando a uma redução dos níveis de armazenamento nos reservatórios.

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 utiliza-se de sistema de *software* (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar 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.

(32) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

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

	Nota Explicativa	Categoria Mensuração	Nível(*)	31/12/2019	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	692.337	692.337
Titulos e valores mobiliarios	6	(a)	Nível 1	300.315	300.315
Derivativos	32	(a)	Nível 2	145.341	145.341
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	3.521.168	3.521.168
Total				4.659.161	4.659.161
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (***)	669.583	669.583
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	16	(a)	Nível 2	1.768.629	1.768.629
Debêntures - principal e encargos	17	(b)	Nível 2 (***)	2.143.984	2.160.831
Derivativos	32	(a)	Nível 2	26.097	26.097
Total				4.608.293	4.625.140

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um efeito no resultado e resultado abrangente de perda de R\$ 20.253 em 2019 (um ganho de R\$ 6.063 em 2018).

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

Legenda

Categoria / Mensuração:

- (a) - Valor justo contra o resultado
- (b) - Mensurado ao custo amortizado

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

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

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados; (iv) serviços prestados a terceiros; (v) convênios de arrecadação; e (vi) ativo financeiro setorial.
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) taxas regulamentares; (iii) consumidores e concessionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação e (vi) descontos tarifários – CDE.

Adicionalmente, não houve em 2019 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 (perdas) no resultado do exercício de R\$ 103.040 (R\$ 151.930 em 2018), assim como as principais premissas utilizadas, está divulgada 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, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia possui *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

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 2019 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)		Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo							
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	145.334	(26.097)	119.238	106.517	12.721	US\$ + (Libor 3 meses + 0,8% a 1,55%) ou (1,96% a 3,56%) Euro + 0,79%	103,2% a 116% do CDI ou CDI + 0,12%	mar/19 a ago/23	1.468.725
Empréstimos bancários - Lei 4.131	7	-	7	241	(234)				
Total	145.341	(26.097)	119.244	106.758	12.487				
Circulante	71.034	(26.097)							
Não circulante	74.307	-							

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 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:

Derivativos	Saldo em 31/12/2017	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado		Saldo em 31/12/2018
			Liquidação	
Para dívidas designadas a valor justo	258.941	200.576	(309.066)	150.451
Para dívidas não designadas a valor justo	434	(4.785)	4.351	-
Marcação a mercado (*)	(15.695)	5.403	-	(10.292)
Total	243.680	201.194	(304.715)	140.160

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) ganho de R\$ 6.862 para as dívidas designadas a valor justo e (ii) perda de R\$ 1.459 para as dívidas não designadas a valor justo.

	Saldo em 31/12/2018	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2019
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	150.451	4.108	(47.801)	106.758
Marcação a mercado (*)	(10.292)	22.779	-	12.487
Total	140.160	26.887	(47.801)	119.244

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2019 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: ganho de R\$ 22.779 para as dívidas designadas a valor justo.

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 2019 e 2018 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	
	2019	2018	2019	2018
Variação de taxas de juros	-	(4.784)	-	-
Marcação a mercado	-	(1.408)	-	(51)
Variação cambial	4.108	200.576	-	-
Marcação a mercado	22.769	7.409	9	(547)
Total	26.877	201.792	9	(597)

c) Ativos financeiros da concessão

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

d) Risco de mercado

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

Análise de sensibilidade

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

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

d.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2019 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(1.581.874)		(33.163)	370.597	774.356
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.604.309		33.633	(375.853)	(785.338)
	22.435	baixa dolar	470	(5.256)	(10.982)
Instrumentos financeiros passivos	(186.755)		(7.754)	40.873	89.501
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	190.098		7.893	(41.605)	(91.103)
	3.343	baixa euro	139	(732)	(1.602)
Total	25.778		609	(5.988)	(12.584)
Efeitos no resultado abrangente acumulado			529	(5.093)	(10.714)
Efeitos no resultado do exercício			80	(895)	(1.870)

(a) A taxa de cambio considerada em 31.12.2019 foi de R\$ 4,03 para o dólar e R\$ 4,53 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\$ 4,12 e R\$ 4,72 e a depreciação cambial de 2,10% e 4,15%, do dólar e do euro respectivamente em 31.12.2019.

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

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

d.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2019 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	taxa no exercício	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	854.209				38.781	48.476	58.172
Instrumentos financeiros passivos	(1.385.843)				(62.917)	(78.647)	(94.376)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(1.675.162)				(76.052)	(95.065)	(114.079)
	(2.206.796)	alta CDI	5,97%	4,54%	(100.188)	(125.236)	(150.283)
Instrumentos financeiros passivos	(29.002)				(1.476)	(1.845)	(2.214)
	(29.002)	alta TJLP	6,30%	5,09%	(1.476)	(1.845)	(2.214)
Instrumentos financeiros passivos	(1.289.412)				(58.926)	(44.195)	(29.463)
Ativo financeiro da concessão	3.521.168				160.917	120.688	80.459
	2.231.756	baixa IPCA	4,20%	4,57%	101.991	76.493	50.996
Ativos e passivos financeiros setoriais	655.719				29.901	22.426	14.950
Instrumentos financeiros passivos	(19.521)				(890)	(668)	(445)
	636.198	baixa SELIC	5,97%	4,56%	29.011	21.758	14.505
Total	632.156				29.338	(28.830)	(86.996)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					5	6	7
Efeitos no resultado do exercício					29.333	(28.836)	(87.003)

(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.

Adicionalmente, as dívidas com exposição a indexadores pré-fixados gerariam uma despesa de R\$ 1.858.

e) Risco de crédito

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

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

Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

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

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

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

<u>Classe</u>	<u>Dias</u>	<u>Período</u>
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*”).

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, não foram identificados índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuísem correlação direta ao nível de inadimplência, visto às características do setor elétrico, que possui ferramentas que mitigam o risco de perdas, por exemplo, a suspensão do fornecimento de energia para o consumidor em *default*.

Caixa, equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários

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

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 2019 e 2018 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

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 2019, 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.

31/12/2019	Nota explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	15	1.396.185	4.138	-	-	-	-	1.400.323
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	5.820	295.480	866.836	916.652	505.530	196.621	2.786.939
Derivativos	32	-	6.616	39.339	-	-	-	45.955
Debêntures - principal e encargos	17	-	17.531	80.001	473.315	1.045.879	1.042.840	2.659.566
Taxas regulamentares	19	103.027	-	-	-	-	-	103.027
Outros	22	69.174	23.319	19.747	-	-	-	112.240
Consumidores e concessionárias		22.735	21.263	-	-	-	-	43.998
EPE / FNDCT / PROCEL		-	2.056	19.747	-	-	-	21.803
Convênio de arrecadação		46.439	-	-	-	-	-	46.439
Total		1.574.206	347.084	1.005.923	1.389.967	1.551.409	1.239.461	7.108.050

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-, baseado nas principais agências de *rating* de crédito do mercado (nota 32). A Administração não identificou para os exercícios de 2019 e 2018 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

(33) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2019, um valor de R\$ 9.952 (R\$ 6.459 em 2018) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 28).

(34) COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2019	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Arrendamentos e aluguéis	Até 5 anos	1.547	1.681	1.205	-	4.433
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 8 anos	4.728.271	9.727.784	10.036.762	14.209.883	38.702.700
Compra de energia de Itaipu	Até 8 anos	1.296.247	2.506.585	2.751.096	4.846.713	11.400.641
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 8 anos	1.153.214	3.085.561	4.003.659	5.840.872	14.083.306
Projetos de construção de usina	Até 1 ano	562	-	-	-	562
Total		7.179.841	15.321.611	16.792.722	24.897.468	64.191.642

(35) EVENTO SUBSEQUENTE

Empréstimos e Financiamentos

De 1º de janeiro de 2020 até a data de aprovação destas demonstrações financeiras, a Companhia capturou recursos através de empréstimos e financiamentos, com as seguintes condições e detalhes:

Modalidade	Liberado até fevereiro 2020	Pagamento de juros	Amortização de Principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos	Cláusula restritiva - covenant financeiro
Moeda Estrangeira								
Dólar								
Lei 4.131	174.960	Trimestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + 2,39%	USD + 2,39%	CDI + 0,85%	(*)
Lei 4.131	196.567	Trimestral	Parcela única em fevereiro de 2025	Capital de Giro	USD + 2,40%	USD + 2,40%	CDI + 0,89%	(*)

(*) Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia: Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75 e EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

YUEHUI PAN
Vice Presidente

LUIZ HENRIQUE DE SOUZA
Conselheiro

DIRETORIA

ROBERTO SARTORI
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

RAFAEL LAZZARETTI
Diretor Comercial

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor de Operações

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Diretor de Assuntos Regulatórios

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SÉRGIO LUIS FELICE
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/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 Paulista de Força e Luz Campinas - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Paulista de Força e Luz (Companhia) que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 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 Paulista de Força e Luz em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

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

Principais assuntos de auditoria

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

Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

Veja as notas explicativas 3.9 e 25 às demonstrações financeiras

Principais assuntos 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 ao período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada leva em consideração dados históricos, parametrização de sistemas, além de julgamentos por parte da Companhia acerca da estimativa de consumo por parte dos consumidores. Devido à relevância dos valores e do julgamento envolvido que podem impactar o valor das receitas nas demonstrações financeiras, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados. Analisamos as principais premissas utilizadas pela Companhia no desenvolvimento de tal estimativa, tais como índice de perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no cálculo e efetuamos teste de valorização por meio do confronto dos valores reconhecidos pela Companhia com expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras estão de acordo com as normas aplicáveis.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019.</p>

Outros assuntos – Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a

eficácia dos controles internos da Companhia.

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

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

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

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Campinas, 05 de março de 2020

KPMG Auditores Independentes

CRC 2SP027612/O-4



Contador CRC 1SP252906/O-0

Demonstrações Contábeis Regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

Balancos Patrimoniais em
31 de dezembro de 2019 e 2018
(Valores expressos em milhares de Reais)

	Notas	31/12/2019	31/12/2018
Ativo			
Ativo Circulante		4.638.224	4.006.663
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	692.337	197.579
Consumidores	6	1.893.128	1.692.053
Concessionárias e Permissionárias	6	145.823	46.912
Serviços em Curso		49.970	51.047
Tributos Compensáveis	7	61.947	60.043
Almoxarifado Operacional		11.069	8.798
Investimentos Temporários	8	300.315	759
Ativos Financeiros Setoriais	9	1.279.752	1.708.509
Despesas Pagas Antecipadamente		24.846	29.135
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	71.034	65.435
Outros Ativos Circulantes	11	108.003	146.392
Ativos de Operações Descontinuadas		687	687
Bens Destinados à Alienação		687	687
Ativo Não Circulante		9.568.371	9.204.181
Consumidores	6	38.454	44.323
Concessionárias e Permissionárias	6	5.003	5.003
Tributos Compensáveis	7	129.035	120.017
Depósitos Judiciais e Cauções	18	396.377	474.095
Investimentos Temporários	8	775	-
Tributos Diferidos	10	265.318	13.936
Ativos Financeiros Setoriais	9	339.513	454.192
Despesas Pagas Antecipadamente		1.565	3.450
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	74.307	80.955
Outros Ativos Não Circulantes	11	7.112	7.033
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		203	228
Imobilizado	12	7.985.510	7.643.093
Intangível	12	325.200	357.856
Total do Ativo		14.207.282	13.211.530

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

Balancos Patrimoniais em
31 de dezembro de 2019 e 2018
(Valores expressos em milhares de Reais)

	Notas	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Passivo			
Passivo Circulante		4.667.308	3.449.360
Fornecedores	13	1.400.323	1.026.612
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	1.049.017	454.391
Obrigações Sociais e Trabalhistas		71.642	67.504
Benefício Pós-Emprego	15	191.234	64.647
Tributos	17	317.228	310.094
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	21	620.717	202.810
Encargos Setoriais	16	247.299	187.495
Passivos Financeiros Setoriais	9	626.781	1.042.640
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	26.097	-
Outros Passivos Circulantes	19	116.969	93.166
Passivo Não Circulante		7.725.898	7.391.251
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	3.533.179	3.801.453
Benefício Pós-Emprego	15	1.542.274	856.082
Provisão para Litígios	18	169.982	273.904
Encargos Setoriais	16	102.278	94.105
Passivos Financeiros Setoriais	9	336.764	332.071
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	-	6.231
Outros Passivos Não Circulantes	19	6.410	4.268
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	20	2.035.011	2.023.136
Total do Passivo		<u>12.393.206</u>	<u>10.840.611</u>
Patrimônio Líquido	21		
Capital Social		1.308.373	1.273.423
Reservas de Capital		144.242	179.192
Outros Resultados Abrangentes		(324.108)	392.482
Reservas de Lucros		123.315	81.435
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		576.335	397.190
Lucros ou Prejuízos Acumulados		(14.081)	47.197
Total do Patrimônio Líquido		<u>1.814.077</u>	<u>2.370.919</u>
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		<u>14.207.282</u>	<u>13.211.530</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

Demonstrações dos Resultados para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2019 e 2018
(Valores expressos em milhares de Reais)

	Notas	2019	2018
Receita	22	15.940.955	14.801.956
Fornecimento de Energia Elétrica		7.770.791	7.554.504
Suprimento de Energia Elétrica		191.381	14.223
Energia Elétrica de Curto Prazo		471.876	297.983
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		7.123.321	5.733.852
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		(175.042)	641.124
Serviços Cobráveis		14.406	12.903
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		544.223	547.366
Tributos		(4.205.245)	(3.789.093)
ICMS		(2.688.890)	(2.398.068)
PIS-PASEP		(260.351)	(248.060)
COFINS		(1.255.538)	(1.142.581)
ISS		(466)	(383)
Encargos - Parcela "A"		(2.000.118)	(2.136.155)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(49.316)	(45.405)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(49.316)	(45.405)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(1.698.321)	(1.870.272)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE		(11.893)	(10.031)
Outros Encargos		(191.273)	(165.042)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		9.735.592	8.876.708
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	23	(7.132.132)	(6.747.194)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(6.105.834)	(5.794.980)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(1.026.299)	(952.214)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		2.603.459	2.129.514
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(1.579.758)	(1.430.885)
Pessoal e Administradores	24	(500.367)	(469.329)
Material		(77.745)	(75.667)
Serviços de Terceiros		(399.355)	(393.559)
Arrendamento e Aluguéis		(2.367)	(2.605)
Seguros		(1.925)	(2.039)
Doações, Contribuições e Subvenções		(1.217)	(1.326)
Provisões		(68.462)	(67.177)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(82.420)	(67.547)
(-) Recuperação de Despesas		15.130	15.741
Tributos		(8.690)	(7.143)
Depreciação e Amortização		(416.770)	(429.247)
Depreciação		(377.269)	(398.619)
Amortização		(39.501)	(30.628)
Gastos Diversos		(115.631)	(95.709)
Outras Receitas Operacionais		158.504	239.500
Outras Despesas Operacionais		(78.444)	(74.777)
Resultado da Atividade		1.023.702	698.629
Resultado Financeiro	25	(50.173)	(91.352)
Receitas Financeiras		352.728	627.481
Despesas Financeiras		(402.901)	(718.832)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		973.529	607.278
Despesa com Impostos sobre o Lucro	10	(303.777)	(185.290)
Resultado Líquido do Exercício		669.751	421.987
Atribuível aos Acionistas Controladores		669.751	421.987

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

Demonstrações dos Resultados Abrangentes para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2019 e 2018
(Valores expressos em milhares de Reais)

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Resultado Líquido do Exercício	669.751	421.987
Outros Resultados Abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	(610.015)	(173.247)
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(610.015)	(173.247)
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>59.736</u>	<u>248.740</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	59.736	248.740

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2019 e 2018
(Valores expressos em milhares de Reais)

	Capital Social	Reservas de Capital	Outros resultados abrangentes		Reserva de lucros	Dividendo Adicional Proposto	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
			Reserva de Reavaliação	Outros	Reserva legal			
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	923.423	179.192	148.403	(413.448)	48.959	118.321	89.186	1.094.037
Resultado abrangente total								
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	421.987	421.987
Outros resultados abrangentes: Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	-	-	-	(173.247)	-	-	-	(173.247)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(209.701)	-	-	-	209.701	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	71.299	-	-	-	(71.299)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	969.176	-	-	-	-	969.176
Adoção de nova metodologia para cálculo da provisão para crédito de liquidação duvidosa	-	-	-	-	-	-	(18.453)	(18.453)
Mutações internas do patrimônio líquido								
Aumento de capital	350.000	-	-	-	-	-	-	350.000
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	32.476	-	(32.476)	-
Transações de capital com os acionistas								
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	397.190	(397.190)	-
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	(129.663)	(129.663)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	(24.597)	(24.597)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(118.321)	-	(118.321)
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	1.273.423	179.192	979.177	(586.695)	81.435	397.190	47.197	2.370.919
Resultado abrangente total								
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	669.751	669.751
Outros resultados abrangentes: Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	-	-	-	(610.015)	-	-	-	(610.015)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(161.477)	-	-	-	161.477	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	54.901	-	-	-	(54.902)	-
Mutações internas do patrimônio líquido								
Aumento de capital	34.950	(34.950)	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	41.880	-	(41.880)	-
Transações de capital com os acionistas								
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	576.335	(576.335)	-
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	(136.386)	(136.386)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	(83.003)	(83.003)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(397.190)	-	(397.190)
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	1.308.373	144.242	872.602	(1.196.710)	123.315	576.335	(14.081)	1.814.077

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

Demonstrações dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2019 e 2018
(Valores expressos em milhares de Reais)

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	669.751	421.987
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	39.501	30.628
Depreciação	377.269	398.619
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	72.186	66.068
Imposto de renda e Contribuição social	303.777	185.290
Juros e variações monetárias	235.901	232.393
Obrigações pós-emprego	77.977	62.330
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	82.420	67.547
Provisões para litígios	133.733	78.906
	1.992.516	1.543.768
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(376.370)	(406.191)
Depósitos vinculados a litígios	98.973	138
Tributos compensáveis	(10.923)	20.860
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	32.804	10.569
Ativos financeiros setoriais	633.206	(113.372)
Outros ativos operacionais	(48.793)	(20.312)
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	40.615	(205.151)
Fornecedores	373.711	(436.669)
Passivos financeiros setoriais	(458.164)	(363.556)
Obrigações pós-emprego	(93.790)	(66.610)
Salários e encargos sociais	726	1.637
Tributos e contribuição social	(9.288)	25.210
Provisões para litígios pagos	(264.585)	(69.428)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	9.598	2.017
Outros passivos operacionais	74.589	47.519
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.994.825	(29.570)
Encargos de dívidas pagos	(258.019)	(186.187)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(340.617)	(266.625)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.396.189	(482.382)
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(871.192)	(1.387.220)
Participação financeira do consumidor	132.075	770.739
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(300.765)	(2.077)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	623	17.936
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(1.039.259)	(600.621)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	2.455.184	2.762.403
Empréstimos e financiamentos pagos	(2.186.943)	(2.218.907)
Liquidação de operações com derivativos	47.801	304.716
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(178.214)	(100.120)
Operações de mútuo com a controladora	-	(181.305)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	137.828	566.787
Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa	494.758	(516.216)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	197.579	713.796
No fim do exercício	692.337	197.579

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 2019 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 Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista" ou "Companhia" ou "Concessionária") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais – Em 2019, a CPFL Paulista cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 4,6 milhões de clientes, em 234 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram um aumento de 2,8% em relação ao exercício de 2018. Destaca-se a classe residencial, que registrou um crescimento de 5,6% ante 2018.

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

Perfil – A CPFL Paulista distribui energia elétrica para aproximadamente 10,3 milhões de pessoas, numa área que abrange 234 municípios do Estado de São Paulo, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. Atende atualmente 4,6 milhões de consumidores cativos e 1.539 consumidores livres. Em 2019, a Concessionária distribuiu 21.009 GWh ao mercado cativo e 10.338 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – Ao final de 2019, no mercado cativo foram faturadas 84.705 unidades consumidoras a mais que em dezembro de 2018. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial (85.548). Nas classes comercial e industrial houve reduções de 886 e 823 unidades consumidoras, respectivamente, em relação à quantidade faturada em 2018.

Número de Consumidores					
Consumidores	2015	2016	2017	2018	2019
Residencial	3.809.585	3.905.376	3.988.236	4.099.029	4.184.577
Comercial	258.146	253.763	248.997	245.316	244.430
Industrial	31.302	30.222	29.345	28.457	27.634
Rural	78.866	80.226	80.878	81.620	81.768
Poderes Públicos	27.641	28.029	27.786	27.827	28.358
Iluminação Pública	7.584	8.096	8.171	8.529	8.566
Serviço Público	4.529	4.667	4.771	4.888	5.038
Total	4.217.653	4.310.379	4.388.184	4.495.666	4.580.371
Variação		2,2%	1,8%	2,4%	1,9%

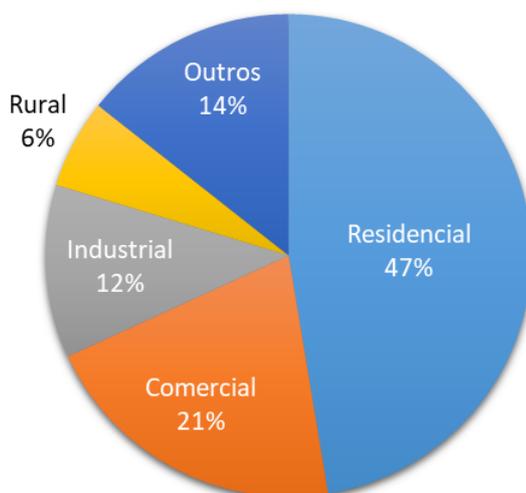
Comportamento do mercado – A distribuição de energia da CPFL Paulista, no período de janeiro a dezembro de 2019, totalizou 31.347 GWh, sendo 21.009 GWh para o mercado cativo (20.519 GWh em 2018) e 10.338 GWh para o mercado livre (10.304 GWh em 2018).

Destaque para as classes Residencial e Comercial que apresentaram desempenho positivo, refletindo principalmente a elevada temperatura do ano de 2019. Na classe Industrial a queda de 5,0% reflete a migração de clientes para o mercado livre e o fraco desempenho da produção industrial.

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

Mercado Atendido - GWh					
	2015	2016	2017	2018	2019
Energia Faturada	22.048	21.122	20.436	20.519	21.009
Fornecimento	21.989	21.068	20.373	20.450	20.862
Residencial	9.027	8.938	9.186	9.426	9.888
Comercial	5.187	4.799	4.306	4.210	4.325
Industrial	3.834	3.318	2.759	2.548	2.420
Rural	1.086	1.143	1.195	1.264	1.241
Poderes Públicos	752	717	733	730	733
Iluminação Pública	931	970	989	1.002	1.010
Serviço Público	1.172	1.184	1.205	1.270	1.246
Suprimento p/ agentes de distribuição	59	54	63	69	146
Uso da Rede de Distribuição	8.206	8.414	9.776	10.304	10.338
Consumidores Livres/Dist./Ger.	8.206	8.414	9.776	10.304	10.338
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Total	30.254	29.536	30.212	30.824	31.347
Variação		-2,4%	2,3%	2,0%	1,7%

Fornecimento de Energia por classe de consumidores
2019



Perdas – A CPFL Paulista tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate a fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2018 e 2019 foi de 10,90% e 11,24%, respectivamente.

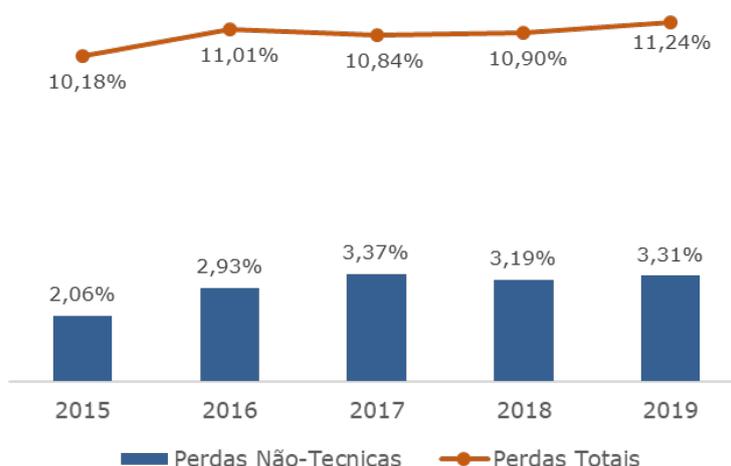
Desconsiderando as perdas na rede básica, não gerenciáveis pela distribuidora, o nível de perdas de distribuição para os anos de 2018 e 2019, foram respectivamente, 9,44% e 9,58%.

Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2019 recuperou 233,7 GWh, através de inspeções em 271 mil unidades consumidoras, recorte de 54 mil instalações inativas religadas à revelia, regularização de clandestinos, 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

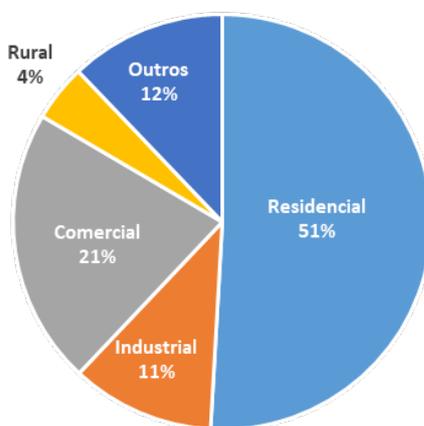
Balço Energético					
Energia Requerida	2015	2016	2017	2018	2019
Venda de Energia	22.068	21.142	20.456	20.540	21.030
Fornecimento	22.010	21.088	20.393	20.471	20.884
Suprimento p/ agentes de distribuição	59	54	63	69	146
Consumidores Livres/Dist./Ger.	8.175	8.522	9.905	10.344	10.674
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Mercado Atendido	30.243	29.664	30.361	30.884	31.704
Perdas na Rede Básica	559	527	571	559	654
Perdas na Distribuição	2.869	3.142	3.120	3.221	3.362
Perdas Técnicas	2.175	2.165	1.971	2.116	2.180
Perdas não Técnicas - PNT	694	978	1.149	1.105	1.182
PNT / Energia Requerida %	2,06%	2,93%	3,37%	3,19%	3,31%
Perdas Totais - PT	3.427	3.669	3.691	3.780	4.015
PT / Energia Requerida %	10,18%	11,01%	10,84%	10,90%	11,24%
Total	33.671	33.334	34.052	34.664	35.720



Receita por classe de consumidores – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 10.104.393, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida por classe de consumidores (R\$ mil)			
Classe	2018	2019	%
Residencial	4.495.400	5.143.076	14,41%
Industrial	1.127.408	1.122.577	-0,43%
Comercial	1.969.031	2.170.688	10,24%
Rural	400.507	446.569	11,50%
Outros	1.093.938	1.221.483	11,66%
Total	9.086.284	10.104.393	11,20%

Receita líquida por classe de consumidores - 2019



Importante ressaltar que a variação observada na Receita aqui apresentada, contempla não somente os reajustes tarifários observados, mas também o crescimento de mercado apresentado anteriormente.

Número de consumidores – O número de consumidores faturados em dezembro de 2019 apresentou um crescimento de 1,9% sobre o mesmo mês de 2018, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2019	2018	%
Residencial	4.184.577	4.099.029	2,1%
Comercial	244.430	245.316	-0,4%
Industrial	27.634	28.457	-2,9%
Rural	81.768	81.620	0,2%
Outros	41.962	41.244	1,7%
Total	4.580.371	4.495.666	1,9%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2019, atingiu R\$ 484,34/MWh, com um aumento de 9,0% com relação a 2018. Tal variação decorre do efeito do Reajuste Tarifário Anual (RTA), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.526, de 2 de abril de 2019, vigente de 8 de abril de 2019 a 7 de abril de 2020².

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	520,15
Comercial	501,89
Industrial	463,82
Rural	359,72
Outros	408,80

Para o cálculo das tarifas médias de fornecimento por classe foi considerado a Receita do Consumo e Demanda Ativa líquida de tributos (ICMS, PIS e COFINS) 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\$	571,66	655,49	779,27

Para as tarifas por faixa de consumo da CPFL Paulista, 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)
2015	7,76	4,89
2016	7,62	5,00
2017	7,14	4,94
2018	6,17	4,03
2019	6,72	4,38

² A Resolução Homologatória nº 2.670/2020 de 7 de abril de 2020, aprovou o reajuste tarifário da CPFL Paulista. Porém, devido à calamidade pública causada pela pandemia do COVID-19, a distribuidora e a ANEEL concordaram que as tarifas antigas permanecerão em vigor até 30 de junho de 2020. Em troca, a CPFL Paulista não é obrigada a efetuar pagamentos do CDE à CCEE no mesmo período, para não prejudicar o fluxo de caixa. A partir de 1º de julho de 2020, as novas tarifas entrarão em vigor e os pagamentos do CDE serão retomados. A parcela do CDE que não será paga de abril a junho deve ser paga à CCEE em até 6 parcelas, a partir de julho/2020, ajustada pela taxa Selic. Além disso, a diferença de receita da tarifa homologada e da tarifa anterior, será ajustada pelo mercado que ocorre até 30 de junho de 2020 e considerada no processo tarifário subsequente.

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 Paulista, essa estrutura é composta por 27 agências de atendimento, 211 agentes credenciados e 2.091 imobiliárias, responsáveis por 5,4 milhões de atendimentos (serviços gerados) em 2018.

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

- *Call Center*: com capacidade de atendimento de 41 mil chamadas/dia que, aliado a outros canais de atendimento, absorve 7,5 milhões/mês de interação com os clientes, sem que com isto ocorra congestionamentos nos canais de atendimento;
- *Site CPFL*;
- Aplicativo CPFL & Você;
- 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 2019, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: **(i)** E-social - Fase 2; **(ii)** Covenants não Financeiros; **(iii)** EPM Engenharia Fase 2; **(iv)** Gestão de ponto corporativo - Gestão de Quadro Próprio (JBZ); **(v)** Melhorias no SGO - Sistema para Gestão da Operação; **(vi)** Sistema de Mobilidade da Transmissão; e **(vii)** Digitalização do Atendimento

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

Em 2019, a CPFL Paulista alcançou receita líquida de R\$ 9.736 milhões, um aumento de 9,7% (R\$ 859 milhões), em decorrência principalmente dos seguintes aumentos: i) na receita referente à disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (R\$ 1.389 milhões); ii) na receita de fornecimento de energia (R\$ 216 milhões); iii) no suprimento de energia elétrica (R\$ 177 milhões); iv) na receita de energia elétrica de curto prazo (R\$ 174 milhões); v) em encargos de parcela A (R\$ 136 milhões). Estes efeitos foram parcialmente compensados (i)

pela variação de R\$ 816 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, e (ii) pelo aumento dos tributos (R\$ 416 milhões).

Nos custos não gerenciáveis (Parcela A) houve um aumento de 5,7% (R\$ 385 milhões) devido ao aumento de 5,4% (R\$ 311 milhões) em Energia Elétrica Comprada para Revenda e aumento de 7,8% (R\$ 74 milhões) em Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição

As despesas operacionais (Parcela B) em 2019 foram de R\$ 1.580 milhões, um aumento de 10,4% (R\$ 149 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

Em R\$ mil	2019	2018
Lucro Líquido	669.751	421.987
Depreciação e Amortização	416.770	429.247
Resultado Financeiro	50.173	91.352
Impostos sobre o Lucro	303.777	185.290
EBITDA	1.440.472	1.127.876

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 1.440 milhões em 2019, um aumento de 27,7% (R\$ 312 milhões) em relação a 2018 e sua evolução pode ser observada conforme gráfico abaixo:



Em 2019, a CPFL Paulista apurou um resultado financeiro de R\$ 50 milhões, uma redução de 45,1% (R\$ 41 milhões). A Receita Financeira foi de R\$ 353 milhões, uma redução de 43,8% (R\$ 275 milhões) e uma Despesa Financeira de R\$ 403 milhões, redução de 43,9% (R\$ 316 milhões).

Em 2019, a CPFL Paulista apurou resultado líquido de R\$ 670 milhões, um aumento de 58,8% (R\$ 248 milhões).

Investimentos - Em 2019, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL Paulista, totalizaram R\$ 709 milhões, um aumento de 34,4% em relação à 2018. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 4.088 milhões (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

Evolução e Projeção dos Investimentos

R\$ em moeda constante de 31 de Dezembro de 2019								
Plano de Desenvolvimento de Distribuição - R\$ Mil	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	Realizado	Realizado	Realizado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado
AIS Bruto	978.021	527.777	709.271	634.280	789.139	1.032.560	694.692	936.928
Transformador de Distribuição	63.589	65.939	84.017	61.148	76.077	99.544	66.972	90.325
Medidor	60.679	40.160	47.896	42.590	52.988	69.333	46.646	62.912
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	120.818	116.923	155.266	112.537	140.013	183.202	123.255	166.234
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	241.637	233.845	310.533	225.074	280.025	366.403	246.511	332.468
Redes Alta Tensão (69 kV)	2.991	-	11.729	4.215	5.244	6.862	4.616	6.226
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	36.660	13.116	16.102	18.864	23.470	30.709	20.661	27.865
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	13.382	-	-	3.832	4.768	6.238	4.197	5.660
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	3.099	125	30	932	1.159	1.517	1.020	1.376
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	4.460	1.611	9.756	4.532	5.638	7.377	4.963	6.694
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	316.988	20.948	31.863	105.891	131.744	172.383	115.977	156.417
Subestações Alta Tensão (primário maior igual a 230 kV)	555	-	-	159	198	259	174	235
Demais Máquinas e Equipamentos	113.164	35.110	42.080	54.507	67.815	88.734	59.699	80.516
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(355.239)	(76.468)	(109.023)	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(65.344)	(76.468)	(109.023)	-	-	-	-	-
Outros	(289.895)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	(289.895)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	(84.288)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	(205.608)	-	-	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	2019R	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Plano de Investimentos 2019	709.271	634.280	789.139	1.032.560	694.692	936.928
Plano de Investimentos 2018	509.656	792.826	939.921	689.442	724.147	
Diferença	39,2%	-20,0%	-16,0%	49,8%	-4,1%	

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2019 e de 2019 da CPFL Paulista, 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 do guidance anteriormente publicado 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 Paulista utilizou recursos de financiamentos via BNDES (R\$ 100 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia emitiu debêntures (R\$ 1.380 milhões) e notas promissórias (R\$ 351 milhões) e complementou o saldo restante com recursos de captações sob amparo da Lei 4.131 (R\$ 628 milhões).

Valor adicionado – Em 2019, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Paulista foi de R\$ 7.525.462 mil, representando 47% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	2019
	R\$ mil
Pessoal e Encargos	485.714
Remuneração direta	224.502
Benefícios	241.735
F.G.T.S.	19.477
Impostos, taxas e contribuições	5.838.914
Federais	3.140.779
Estaduais	2.690.547
Municipais	7.588
Remuneração de capital de terceiros	363.230
Juros	360.773
Aluguéis	2.457
Remuneração de capital próprio	837.604
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	136.386
Dividendo (incluindo adicional proposto)	659.337
Lucros retidos	41.880
Total	7.525.462

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 2019 foi de R\$ 15.940.955 mil.

Política de reinvestimento e distribuição de dividendos – O estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido, ajustado na forma de lei, aos titulares de suas ações.

Na AGO de 29 de abril de 2019 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2018, através de (i) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 24.597 mil, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,027930064; (ii) dividendo adicional proposto no montante de R\$ 397.190 mil, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,451017274 e (iii) juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 129.663 mil, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,147235563 (R\$ 0,125150228 líquido dos efeitos tributários) declarado em novembro de 2018.

Na AGE de 31 de dezembro de 2019 foi aprovado a destinação de juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 136.386 mil, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$

0,154869165 (R\$ 0,131639031 líquido dos efeitos tributários) a serem atribuídos aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2019.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2019:

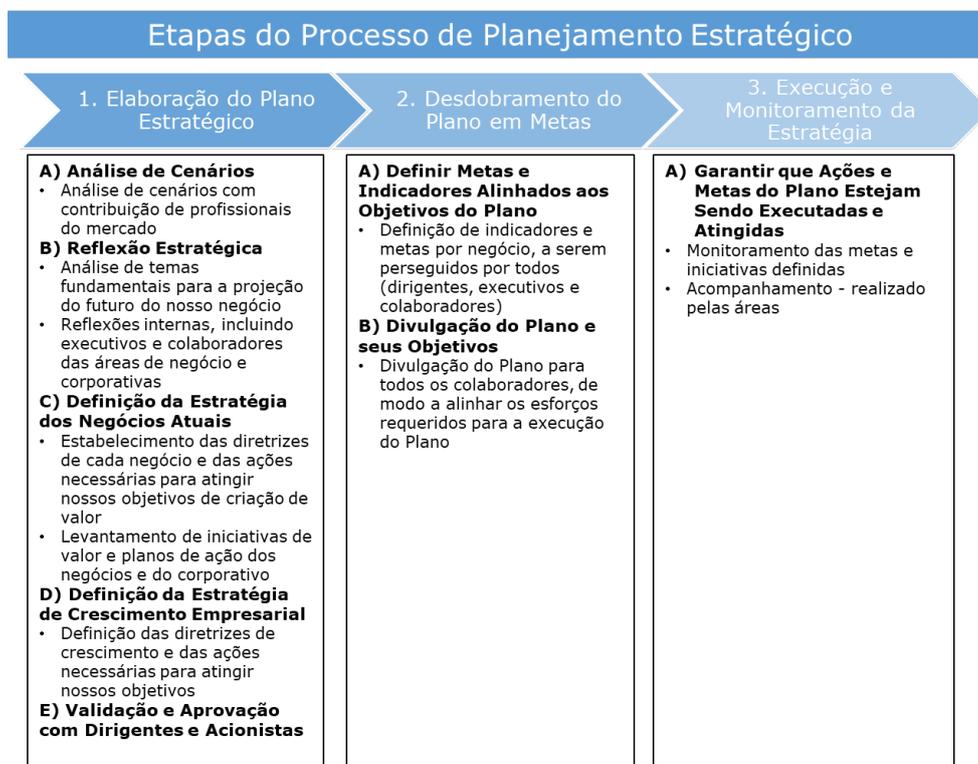
a) dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 83.003 mil, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,094251211.

b) declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 576.335 mil, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,654440307.

No exercício de 2019, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 178.214 mil sendo R\$ 68.000 mil referente a dividendos e R\$ 110.214 mil de juros sobre o capital próprio.

Composição acionária – A CPFL Paulista é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia. Em 31 de dezembro de 2019, o capital social da CPFL Paulista era de R\$ 1.308.373 mil composto por 880.653.030 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.

Planejamento empresarial – Desde 2002, A Diretoria de Estratégia e Inovação realiza o Planejamento Empresarial e administra a elaboração das estratégias para o grupo CPFL Energia, a 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 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.

O mapeamento dos direcionadores do macroambiente e das tendências do setor elétrico, do mercado e dos acionistas ocorre a partir da análise de cenários durante a elaboração do Plano, embasados em seminários, fóruns de discussões e palestras que contribuem para a consolidação do diagnóstico desse macroambiente.

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, e o acompanhamento dos negócios acontece nas reuniões mensais que visam garantir o atingimento dos resultados.



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.

Além da análise de cenários, possíveis mudanças de conjuntura que impactem o planejamento estratégico do grupo e dos negócios são acompanhadas e monitoradas ao longo do ano pela Diretoria de Estratégia e Inovação.

Gestão pela qualidade total – Em 2019, as atividades compreenderam: (i) a manutenção das certificações dos Sistemas de Gestão, que compreendem as normas NBR ISO 9001, ISO 14001, ISO/IEC 27001 e OHSAS 18001; (ii) adesão nos ciclos de avaliação de mais de 99% das localidades abrangidas pelo “ColaborAtivo”, que faz o gerenciamento do programa de 5S da companhia; (iii) aprovação em RCA das Políticas do Sistema de Gestão; (iv) aprovação em RCA da norma “Documentos Normativos – Norma Zero”, que estabelece a sistemática de gestão de documentos da CPFL.

Recursos humanos – Em 2019, a CPFL Paulista investiu cerca de R\$ 5,2 milhões em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

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

A Universidade atua como facilitadora, incentivando cada colaborador a assumir o protagonismo da própria carreira, por meio do aprendizado de soft skills, ou habilidades mentais, emocionais e sociais, que complementem a formação técnica e aprimorem o desenvolvimento. Para isso, são realizadas diferentes ações como: cursos presenciais e online, atividades on the job, acompanhamentos, PDIs e palestras, divididos em quatro escolas de ensino: Excelência Operacional, Excelência no Atendimento, Negócios e Inovação e Liderança.

Em 2019, **3.644 colaboradores** foram alcançados pelas atividades da Universidade CPFL (podendo um funcionário participar de mais de um treinamento), o que representa **68,09 horas de treinamento** por colaborador neste período.

Sustentabilidade – A CPFL Paulista 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 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 Paulista em números

Atendimento	2019	2018	%
Número de consumidores	4.580.849	4.496.141	1,9%
Número de empregados ¹	313	316	-0,9%
Número de consumidores por empregado	14.635	14.228	2,9%
Número de localidades atendidas	234	234	0,0%
Número de agências	27	47	-42,6%
Número de postos de atendimento	211	192	9,9%
Número de postos de arrecadação	-	-	-

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

Operacionais	2019	2018	%
Número de subestações	277	274	1,5%
Linhas de transmissão (Km)	6.246	6.268	-0,6%
Linhas de distribuição (Km)	127.441	125.607	2,6%

Mercado	2019	2018	%
Área de concessão (Km ²)	90.486	90.485	0,0%
Demanda máxima (MWh/h)	5.936	5.697	4,2%
Mercado atendido (GWh)	31.347	30.824	1,7%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.313	2.300	0,6%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	484,34	444,32	9,0%
Residencial	520,15	476,92	9,1%
Comercial	501,89	467,70	7,3%
Industrial	463,82	442,39	4,8%
Rural	359,72	316,89	13,5%
DEC (horas)	6,72	6,17	8,9%
FEC (número de interrupções)	4,38	4,01	9,2%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	36,29	39,56	-8,3%

Financeiros	2019	2018	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	15.940.955	14.801.956	7,7%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	9.735.592	8.876.708	9,7%
Resultado da atividade (R\$ mil)	1.023.702	698.629	46,5%
Margem operacional do serviço líquida (%)	10,5%	7,87%	33,6%
EBITDA OU LAJIDA	1.440.472	1.127.876	27,7%
Lucro líquido (R\$ mil)	669.751	421.987	58,7%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	1.814.077	2.370.919	-23,5%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	36,9%	17,80%	107,4%
Endividamento (incluindo derivativos) (R\$ mil)	4.462.952	4.115.685	8,4%
Em moeda nacional (%)	60%	71%	-15,0%
Em moeda estrangeira (%)	40%	29%	36,7%

Agradecimentos

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

Campinas, 27 de abril de 2020.

A Administração

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias em
31 de dezembro de 2019 e 2018
(Valores expressos em milhares de Reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

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

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rua Jorge de Figueiredo Correa, nº 1.632 - parte - Jardim Professora Tarcilla - CEP 13087-397, na cidade de Campinas, Estado de São Paulo.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 20 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 234 municípios do interior do Estado de São Paulo. Entre os principais estão Campinas, Ribeirão Preto, Bauru e São José do Rio Preto, atendendo a aproximadamente 4,6 milhões de consumidores.

Capital Circulante Líquido Negativo:

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia apresentou nas demonstrações contábeis regulatórias, capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 29.084. A Companhia tempestivamente monitora o capital circulante líquido e, sua geração de caixa, bem como as projeções de lucros, suportam e viabilizam o plano de redução deste capital circulante líquido.

1.1. 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.

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2.1 Base de preparação

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

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa, podendo apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias, estas diferenças estão apresentadas e explicadas na nota explicativa 32, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas demonstrações contábeis regulatórias preparadas de acordo com estas práticas.

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

A autorização para a conclusão destas demonstrações contábeis regulatórias foi dada pela Administração em 17 de abril de 2020.

Essas demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (www.aneel.gov.br) e da Companhia (www.cpfl.com.br).

2.2 Base de mensuração

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os itens 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 e 2 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) estão apresentadas na nota 29 de Instrumentos Financeiros e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

Por definição, as estimativas contábeis raramente serão iguais aos respectivos resultados reais.

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

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

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: 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 – Ativos e passivos financeiros setoriais (critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens);
- Nota 11 – Outros ativos circulantes (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada);
- Nota 12 – Imobilizado e intangível: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 15 – Benefícios Pós-Emprego (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos); e
- Nota 18 – Provisão para litígios, depósitos judiciais e cauções (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos).

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas que as adotadas nas Demonstrações Contábeis societárias apresentadas nas Demonstrações Financeiras de 2019 na nota explicativa 3 – Sumário das principais políticas contábeis, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

3.1 Imobilizado em serviço

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

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

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

3.2 Imobilizado em curso

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

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

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

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

3.3 Intangível

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

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

3.4 Obrigações especiais vinculadas à concessão

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

3.5 Reserva de reavaliação e Reavaliação regulatória compulsória

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

A constituição da reavaliação se dá por meio do processo de revisão tarifária periódica, que no caso da Companhia ocorre a cada cinco anos. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 e suas atualizações. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia no processo de revisão tarifária da data-base de 31 de outubro de 2017, foi aprovada pela Resolução Homologatória 2.381/2018, demonstrado na Nota Técnica nº 063/2018-SGT/ANEEL, de 27 de março de 2018.

3.6 Instrumentos financeiros

Em conformidade com o CPC 38, adotado pela ANEEL:

a) Ativos financeiros

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

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

b) Passivos financeiros

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

A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

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

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

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

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

- Ativos financeiros

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

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

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

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

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

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

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

As taxas de perda esperada são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições

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

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

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

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

- Ativos não financeiros

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

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

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

3.8 Novas normas e interpretações vigentes adotadas na Contabilidade Societária e não adotadas na Contabilidade Regulatória

Foram emitidas e/ou revisadas normas pelo CPC, mas que ainda não foram aprovadas pela ANEEL e, portanto, não foram aplicadas a essas demonstrações contábeis regulatórias:

a) CPC 47 - Receita de contratos com clientes

Aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, o CPC 47 estabelece um modelo para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e substituiu o antigo guia de reconhecimento da receita presente no CPC 30 (R1) - Receitas, CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para 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. A norma introduz 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.

De acordo com os requerimentos do pronunciamento, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelece um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

A Administração da Companhia avaliou os efeitos em suas demonstrações contábeis societárias contemplando o novo modelo das cinco etapas mencionadas acima e a compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos considerados como contraprestação variável de acordo com o passo (iii) acima e passou a registrar como receita operacional, na rubrica Outras Receitas, sendo que até 31 de dezembro de 2017 era registrada em Outras Despesas Operacionais.

Adicionalmente, a Companhia em suas demonstrações contábeis societárias, passou a classificar os ativos de infraestrutura da concessão, em construção, na rubrica de ativo contratual de acordo com os requerimentos desse CPC. Esta mudança não apresentou impactos materiais nessas demonstrações financeiras.

Os valores correspondentes aos ajustes de 2018 e 2019 estão demonstrados na nota 32. Referente ao Ativo Contratual em reclassificação do Balanço Patrimonial, e referente a Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos em reclassificação na Demonstração de Resultado.

b) CPC 48 – Instrumentos financeiros

Aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, a norma CPC 48, estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros passam a ser classificados em três categorias, baseados no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; (ii) mensurados pelo custo amortizado e; (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos estabelecidos pelo CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o CPC 48 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, no lugar do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e mudanças nessas expectativas a cada data de reporte para refleti-las desde o reconhecimento inicial. Isso significa dizer que não é mais necessário que o evento ocorra para que seja reconhecida a perda no crédito.

Com relação às modificações relacionadas à contabilização de hedge, o CPC 48 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de hedge previstos no CPC 38, mas traz maior flexibilidade no que tange aos tipos de transações elegíveis à contabilização de hedge. Houve a ampliação dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumentos de hedge e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis à contabilização de hedge. Adicionalmente, o teste de efetividade foi renovado e substituído pelo princípio de “relacionamento econômico”. Ainda, a avaliação retroativa da efetividade do hedge não é mais necessária e ocorreu a introdução de exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade.

A Companhia possui ativos relevantes registrados na rubrica de Ativo financeiro da concessão, anteriormente classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos do CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão da Companhia. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorreu em função da não classificação nas outras três categorias descritas no CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). Estes ativos passaram a ser classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma (CPC 48) e os efeitos da mensuração subsequente deste ativo são registrados no resultado do exercício. No exercício de 2019 o valor registrado referente a este ativo era de R\$ 3.521.168 (R\$ 3.026.780 em 2018) e não houve impactos na mensuração dos saldos decorrentes da mudança de classificação proveniente da adoção do CPC 48.

Os ativos financeiros setoriais registrados na Companhia relativos ao mecanismo de definição de tarifa, quanto a diferença temporal entre os custos orçados e aqueles que são efetivamente incorridos, eram registrados anteriormente como “empréstimos e recebíveis” de acordo com os requerimentos do CPC 38. Após a aplicação do CPC 48, estes ativos financeiros passaram a ser classificados como custo amortizado.

Desta forma, não houve nenhum impacto relevante de mensuração nas demonstrações financeiras da Companhia em função da adoção inicial relacionada à classificação de ativos financeiros.

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de hedge.

O valor corresponde ao ajuste de 2018 e 2019 estão demonstrados na nota 32, como ajuste referente Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros.

c) CPC 06 (R2) – Operações de Arrendamento Mercantil

Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019, emitida em 13 de janeiro de 2016, a norma estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil para os arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantém os requerimentos do CPC 06 (R1), incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação.

O CPC 06 (R2) introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários, eliminando a antiga classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais. O arrendatário reconhece um ativo referente ao direito de uso de utilizar o ativo arrendado e, um passivo de arrendamento, que representa a obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo (contratos com duração máxima de 12 meses) e itens de baixo valor (valor justo do ativo identificado arrendado seja inferior a US\$ 5 mil).

Para os contratos nos quais a Companhia atua como arrendatária, como resultado da aplicação inicial do CPC 06 (R2), em relação aos arrendamentos que anteriormente eram classificados como operacionais, os valores resultantes do ativo de direito de uso, bem como do passivo de arrendamento foram considerados imateriais e não foram registrados.

d) ICPC 22 – Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro

Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019, emitida em maio de 2017, a norma surge com o intuito de esclarecer a contabilização de posições fiscais que poderão não ser aceitas pelas autoridades fiscais relativos às matérias de IRPJ e CSLL. Em linhas gerais, o principal ponto de análise da interpretação refere-se à probabilidade de aceitação do Fisco sobre o tratamento fiscal escolhido pela Companhia.

A Companhia avaliou a interpretação e o impacto da adoção da norma na contabilidade societária foi a reclassificação dos saldos de provisões para riscos fiscais referentes aos tributos sobre o lucro na data base de 31 de dezembro de 2019 para a rubrica de Imposto de renda e contribuição social a recolher.

O valor correspondente ao ajuste de 2019 está demonstrado na nota 32, como reclassificação referente Provisão para riscos fiscais.

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 preço que seria recebido para a venda do ativo ou para a transferência do passivo que ocorreria entre participantes do mercado na data de mensuração.

- Instrumentos financeiros

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

Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 29) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

Valor reavaliado de um ativo:

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

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Caixa	139.218	158.142
Equivalentes de caixa	553.119	39.437
Título de crédito privado	553.119	39.437
Total	<u>692.337</u>	<u>197.579</u>

Títulos de crédito privado: Corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDB's no montante de R\$ 553.119 (R\$ 230 em 31 de dezembro de 2018) e (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 39.207 em 31 de dezembro de 2018, ambas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,2% do CDI (100,3% do CDI em 31 de dezembro 2018). O agente financeiro desta transação é o Banco Itaú.

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados					Total em 31/12/2019	Total em 31/12/2018	
	Correntes a Vencer	Correntes Vencidas					Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos					
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos			
Fornecimento de Energia	1.336.855	455.785	33.995	6.633	54.681	(100.847)	25.643	102.194	13.900	21.803	(45.165)	1.905.477	1.708.624	
Residencial	357.293	330.336	23.527	529	13.934	(28.150)	16.043	32.841	10.779	9.555	(10.553)	756.133	668.446	
Industrial	87.507	33.784	2.691	3.126	33.931	(46.895)	876	10.483	553	7.947	(16.027)	117.978	119.314	
Comercial	140.904	49.376	3.865	1.847	4.727	(15.574)	2.440	23.414	1.437	3.887	(18.099)	198.224	180.204	
Rural	32.429	10.419	1.368	260	167	(1.575)	614	1.256	384	415	(486)	45.250	37.910	
Poderes Públicos	40.418	9.728	1.337	205	11	(2.070)	3.454	16.080	430	-	-	69.593	65.985	
Iluminação Pública	36.872	3.634	120	4	1.055	(3.190)	182	744	193	-	-	39.614	36.845	
Serviço Público	54.429	17.034	775	655	845	(3.392)	2.034	17.375	124	-	-	89.878	89.385	
Serviço Taxado	737	1.474	311	5	13	-	-	-	-	-	-	2.541	1.904	
Fornecimento Não Faturado	586.273	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	586.273	508.651	
(-) Arrecadação Processo Classif.	(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(21)	
Encargos Tarifários	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6	
Outros consumidores	26.099	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.099	27.745	
Consumidores	1.362.961	455.785	33.995	6.633	54.681	(100.847)	25.643	102.194	13.900	21.803	(45.165)	1.931.583	1.736.376	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	5.113	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.113	4.426	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	1.636	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.636	-	
Energia Elétrica de Curto Prazo	139.036	-	-	-	5.003	-	-	-	-	-	-	144.039	47.489	
Outros	38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	-	
Concessionárias e Permissionárias	145.823	-	-	-	5.003	-	-	-	-	-	-	150.826	51.915	
TOTAL	1.508.783	455.785	33.995	6.633	59.685	(100.847)	25.643	102.194	13.900	21.803	(45.165)	2.082.409	1.788.291	
												Circulante	2.038.951	1.738.965
												Não Circulante	43.458	49.326
													2.082.409	1.788.291

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PDD”)

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 31/12/2017	(116.459)
Provisão revertida (constituída) líquida	(124.027)
Recuperação de receita	56.616
Adoção de nova metodologia para cálculo da PDD	(27.674)
Baixa de contas a receber provisionadas	79.248
Saldo em 31/12/2018	(132.297)
Provisão revertida (constituída) líquida	(189.443)
Recuperação de receita	107.191
Baixa de contas a receber provisionadas	68.537
Saldo em 31/12/2019	(146.012)

7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<u>Circulante</u>		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.346	1.338
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	6.399	9.691
ICMS a compensar	49.132	44.052
Programa de integração social - PIS	875	869
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.037	4.012
Outros	158	81
Total	<u>61.947</u>	<u>60.043</u>
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	64.903	61.777
ICMS a compensar	64.132	58.240
Total	<u>129.035</u>	<u>120.017</u>

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

Contribuição social a compensar - CSLL - No não circulante, refere-se basicamente à decisão favorável em ação judicial movida pela Companhia, transitada em julgado. A Companhia está aguardando a autorização de habilitação do crédito junto à Receita Federal para realizar sua posterior compensação.

ICMS a compensar – Refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativo imobilizado.

8. INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

Investimentos temporários	Circulante		Não Circulante
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019
Aplicação direta	300.315	-	-
Outros	-	759	775
Total	300.315	759	775

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% do CDI, com vencimentos a partir de setembro de 2020.

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 31/12/2018	Adição	Amortização	Atualização monetária	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2019	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	2.039.914	1.142.802	(1.747.090)	84.587	(1.337)	5.465	1.524.341	334.278	1.190.063	1.201.556	322.784
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	1.148.795	491.411	(1.030.822)	34.646	(1.267)	-	642.763	98.888	543.875	495.246	147.517
Custo de Energia Itaipu	756.744	471.781	(594.428)	38.010	(70)	-	672.037	186.548	485.489	540.356	131.681
Proinfa	1.063	11.662	(9.030)	538	-	-	4.232	3.351	881	3.993	239
Transporte de Rede Básica	33.913	90.675	(23.045)	1.916	-	(879)	102.580	9.215	93.365	77.256	25.324
Transporte de Energia - Itaipu	16.175	16.871	(13.002)	1.016	-	(75)	20.984	5.344	15.640	16.741	4.242
CDE	83.225	60.402	(76.763)	8.461	-	6.419	81.745	30.932	50.813	67.963	13.782
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	122.786	16.091	(94.540)	5.182	(927)	46.331	94.924	33.246	61.678	78.195	16.729
Neutralidade da Parcela A	389	(684)	(389)	684	-	-	-	-	-	-	-
Sobrecontratação de Energia	104.144	(2.000)	(72.056)	2.928	(47)	46.687	79.656	25.249	54.407	64.899	14.757
Diferimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	17.364	11.367	-	1.507	(880)	(29.358)	-	-	-	-	-
Outros	890	7.408	(22.095)	63	-	29.002	15.268	7.997	7.271	13.296	1.972
Total Ativos Financeiros Setoriais	2.162.701	1.158.893	(1.841.630)	89.769	(2.264)	51.796	1.619.265	367.524	1.251.741	1.279.752	339.513

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

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2018	Adição	Amortização	Atualização monetária	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2019	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva (a)	921.028	372.434	(932.525)	30.259	(1.369)	5.464	395.291	101.417	293.873	315.582	79.708
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	413.390	170.882	(509.996)	8.361	-	-	82.637	-	82.637	60.223	22.414
Custo de Energia Itaipu	-	162	-	(162)	-	-	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	10.642	(638)	(9.245)	120	-	(879)	-	-	-	-	-
Transporte de Energia - Itaipu	521	-	(451)	6	-	(76)	-	-	-	-	-
ESS/EER	464.330	213.250	(385.106)	21.549	(1.369)	-	312.653	101.417	211.236	255.359	57.294
CDE	32.145	(11.222)	(27.727)	385	-	6.419	-	-	-	-	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	453.683	432.214	(380.598)	16.739	(116)	46.333	568.255	72.623	495.632	311.198	257.056
Neutralidade da Parcela A	26.773	48.917	(54.450)	1.837	-	-	23.078	19.708	3.370	22.164	914
Sobrecontratação de Energia	70.231	79.533	(70.268)	2.123	-	46.689	128.307	-	128.307	93.506	34.801
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	87.689	73.428	-	7.146	-	-	168.263	-	168.263	-	168.263
Outros	268.990	230.336	(255.880)	5.633	(116)	(356)	248.606	52.915	195.692	195.528	53.078
Total Passivos Financeiros Setoriais	1.374.711	804.648	(1.313.123)	46.998	(1.485)	51.797	963.545	174.040	789.505	626.781	336.764

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 08 de abril de 2018 a 07 de abril de 2019, entre os valores apurados dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

A recuperação CVA foi iniciada em 08 de abril de 2019, logo após o final da vigência da Reajuste Tarifário anual de abril de 2019 - RTA, não alterou o mecanismo de compensação.

Os créditos da Parcela “A” são atualizados pela variação da SELIC até o mês efetivo da sua compensação, não havendo limite de prazo para sua realização.

À medida que os valores da Parcela “A” são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado.

b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

i) Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados relativos a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

ii) Sobrecontratação

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

iii) Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifaria Periódica: refere-se aos componentes financeiros referentes a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores.

iv) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica; (ii) recálculos de processos tarifários anteriores e (iii) efeito tarifário decorrente de acordo bilateral entre partes signatárias de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

10. TRIBUTOS DIFERIDOS

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

	31/12/2019		31/12/2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Benefício Fiscal do intangível incorporado	36.620	101.723	41.246	114.572
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para litígios	16.198	44.995	21.995	61.099
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	13.875	38.542	12.626	35.071
Provisão energia livre	7.206	20.017	6.859	19.054
Programas de P&D e eficiência energética	17.564	48.788	15.017	41.714
Provisão relacionada a pessoal	2.139	5.941	1.878	5.216
Derivativos	(9.608)	(26.689)	(13.541)	(37.613)
Marcação a Mercado - Derivativos	(1.124)	(3.122)	926	2.573
Marcação a Mercado - Dívidas	(432)	(1.199)	(2.254)	(6.262)
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	207	576	233	648
Perdas atuariais	21.612	60.035	21.612	60.035
Outros	(2.644)	(7.346)	865	2.403
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Reavaliação regulatória compulsória	(118.991)	(330.531)	(133.524)	(370.900)
Perdas atuariais	87.609	243.358	29.750	82.639
Total	70.231	195.087	3.689	10.247

10.1 - Benefício fiscal do ágio incorporado:

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos ágios incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. Nos exercícios de 2019 e 2018, a taxa anual de amortização aplicada foi de 3,0%.

Os créditos tributários constituídos com base em projeções orçamentárias elaboradas pela administração da Companhia serão realizados até o final do contrato de concessão.

10.2 – 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 e benefício fiscal do intangível incorporado estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação

2020	76.819
2021	68.739
2022	55.128
2023	33.010
2024	33.010
2025 a 2027	499.515
Total	766.222

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

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

	2019		2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	973.529	973.529	607.278	607.278
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Realização correção monetária complementar	1.207	-	1.623	-
Juros sobre o capital próprio	(136.386)	(136.386)	(129.663)	(129.663)
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(4.763)	(4.763)	(4.749)	(4.749)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	73.428	73.428	72.260	72.260
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	7.823	(20.039)	5.650	(2.828)
Base de cálculo	914.836	885.768	552.398	542.298
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(82.335)	(221.442)	(49.716)	(135.574)
Corrente	(91.019)	(245.563)	(74.073)	(202.991)
Diferido	8.684	24.121	24.357	67.417

(*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

10.4 – O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2019 e 2018 foram os seguintes:

	2019		2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	753.744	753.744	220.573	220.573
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	74.849	74.849	-	-
Base de cálculo	828.593	828.593	220.573	220.573
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(74.573)	(207.148)	(19.852)	(55.143)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	16.714	46.429	7.324	20.345
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(57.859)	(160.719)	(12.527)	(34.798)
Reserva de reavaliação	161.478	161.478	(1.258.748)	(1.258.748)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos em outros resultados abrangentes sobre reserva de reavaliação	14.533	40.370	(113.287)	(314.687)
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(43.326)	(120.350)	2.918	8.106

11. OUTROS ATIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Adiantamentos - Fundação CESP	7.110	2.748	5.751	5.751
Serviços prestados a terceiros	11.602	6.110	-	-
Contas a receber - CDE	59.163	91.967	-	-
Adiantamentos a funcionários	5.605	5.982	-	-
Arrendamentos e alugueis de postes	14.399	11.213	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(8.156)	(7.988)	-	-
Outros	18.280	36.360	1.361	1.282
Total	108.003	146.392	7.112	7.033

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 7.395 (R\$ 5.396 em 31 de dezembro de 2018), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 51.760 (R\$ 86.533 em 31 de dezembro de 2018) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 8 (R\$ 38 em 31 de dezembro de 2018) (nota 22.3).

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

	Outros Ativos Circulantes
Saldo em 31/12/2017	(7.567)
Provisão revertida (constituída) líquida	(136)
Adoção de nova metodologia para cálculo da PDD	(286)
Saldo em 31/12/2018	(7.988)
Provisão revertida (constituída) líquida	(168)
Saldo em 31/12/2019	(8.156)

12. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2019			2018
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	3,59%	17.866.925	(10.506.375)	7.360.550	7.101.272
Custo Histórico		9.411.405	(3.957.116)	5.454.288	4.987.531
Reavaliação		8.455.520	(6.549.259)	1.906.261	2.113.741
Administração	7,97%	434.920	(298.456)	136.464	124.148
Custo Histórico		224.122	(128.649)	95.472	79.353
Reavaliação		210.798	(169.806)	40.992	44.795
Subtotal		18.301.845	(10.804.831)	7.497.014	7.225.420
Em Curso		488.496	-	488.496	417.673
Distribuição		428.261	-	428.261	313.653
Administração		60.235	-	60.235	104.020
Subtotal		488.496	-	488.496	417.673
Total		18.790.341	(10.804.831)	7.985.510	7.643.093

A composição do intangível é como segue:

Ativo Intangível	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2019			2018
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	19,73%	626.369	(414.992)	211.377	215.723
Custo Histórico		353.756	(242.145)	111.611	114.672
Reavaliação		272.613	(172.847)	99.766	101.052
Administração	20,00%	327.925	(271.961)	55.963	39.225
Custo Histórico		237.368	(182.489)	54.880	36.517
Reavaliação		90.557	(89.473)	1.084	2.708
Subtotal		954.294	(686.953)	267.340	254.948
Em Curso		57.859	-	57.859	102.908
Distribuição		10.075	-	10.075	39.126
Administração		47.784	-	47.784	63.782
Subtotal		57.859	-	57.859	102.908
Total		1.012.153	(686.953)	325.200	357.856

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2019	Valor Líquido em 31/12/2018
Distribuição	17.412.563	5.913	(319.106)	765.301	2.254	17.866.925	452.109	(10.506.375)	7.360.550	7.101.272
Terrenos	135.885	-	-	1.938	-	137.823	1.938	-	137.823	135.885
Edificações, Obras Civas e Benfeit	358.402	-	(664)	11.093	-	368.831	10.429	(257.543)	111.288	107.019
Máquinas e Equipamentos	16.762.384	5.913	(305.166)	703.358	195	17.166.683	404.105	(10.121.793)	7.044.891	6.827.466
Veículos	143.791	-	(13.275)	48.709	1.462	180.687	35.434	(117.407)	63.280	27.474
Móveis e Utensílios	12.101	-	-	202	597	12.900	202	(9.633)	3.267	3.428
Administração	405.608	3.205	(1.654)	30.014	(2.254)	434.920	31.566	(298.456)	136.464	124.148
Terrenos	17.080	-	-	-	-	17.080	-	-	17.080	17.080
Edificações, Obras Civas e Benfeit	192.674	-	-	-	-	192.674	-	(140.488)	52.186	55.921
Máquinas e Equipamentos	168.016	3.205	-	24.181	(195)	195.208	27.387	(140.527)	54.681	40.320
Veículos	14.036	-	(1.654)	5.727	(1.462)	16.647	4.073	(9.279)	7.368	5.066
Móveis e Utensílios	13.802	-	-	106	(597)	13.311	106	(8.162)	5.150	5.761
Subtotal	17.818.170	9.119	(320.760)	795.315	-	18.301.845	483.675	(10.804.831)	7.497.014	7.225.420
Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2019	Valor Líquido em 31/12/2018
Distribuição	313.653	814.836	-	(701.896)	1.668	428.261	112.940	-	428.261	313.653
Máquinas e Equipamentos	189.885	761.797	-	(689.792)	1.668	263.557	72.004	-	263.557	189.885
Outros	123.768	53.040	-	(12.104)	-	164.704	40.936	-	164.704	123.768
Administração	104.020	53.028	-	(95.145)	(1.668)	60.235	(42.117)	-	60.235	104.020
Máquinas e Equipamentos	34.285	18.550	-	(22.449)	(1.668)	28.718	(3.899)	-	28.718	34.285
Outros	69.734	34.478	-	(72.696)	-	31.516	(38.218)	-	31.516	69.734
Subtotal	417.673	867.865	-	(797.042)	-	488.496	70.823	-	488.496	417.673
Total do Ativo Imobilizado	18.235.843	876.984	(320.760)	(1.726)	-	18.790.341	554.498	(10.804.831)	7.985.510	7.643.093

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 2019	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos	Total
Imobilizado em Curso	504.524	221.848	52.617	9.882	917	60.888	850.677
Terrenos	-	182	5	211	-	12.399	12.797
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	936	7.162	51	3	-	1	8.154
Máquinas e Equipamentos	477.585	196.412	48.737	9.206	912	47.494	780.347
Veículos	24.538	406	-	-	-	3	24.947
Móveis e Utensílios	1.483	-	-	-	-	-	1.483
A Ratear	(18)	17.685	3.824	462	5	992	22.949
Outros - Estoque	-	-	-	-	-	17.188	17.188
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	741	741
Material em Depósito	-	-	-	-	-	16.156	16.156
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	291	291
Total das Adições	504.524	221.848	52.617	9.882	917	78.076	867.865

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

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	16.762.384	5.913	(305.166)	703.358	195	17.166.683	404.105
Transformador de Distribuição	1.790.869	154	(48.139)	83.863	-	1.826.747	35.878
Medidor	1.326.167	-	(74.026)	47.896	-	1.300.037	(26.130)
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	2.448.289	63	(44.847)	155.203	-	2.558.709	110.420
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	4.817.923	127	(89.693)	310.406	-	5.038.763	220.839
Redes Alta Tensão (69 kV)	110.273	-	(9.954)	11.729	-	112.048	1.776
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	1.791.622	185	(12.251)	15.917	-	1.795.474	3.852
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	13.382	-	-	-	-	13.382	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	137.906	-	-	30	-	137.936	30
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	363.403	-	(6.625)	9.756	-	366.533	3.130
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	2.876.006	3.665	(15.701)	28.198	-	2.892.168	16.162
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	102	-	-	-	-	102	-
Demais Máquinas e Equipamentos	1.086.440	1.720	(3.931)	40.360	195	1.124.783	38.148

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif. (*)	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2019	Valor Líquido em 31/12/2018
Ativo Intangível em Serviço										
Distribuição	450.970	-	-	29.355	146.044	626.369	29.355	(414.992)	211.377	215.723
Servidões	205.315	-	-	2.901	-	208.216	2.901	(7.902)	200.314	197.413
Softwares	235.939	-	-	26.454	146.044	408.437	26.454	(399.335)	9.102	15.720
Outros	9.716	-	-	-	-	9.716	-	(7.755)	1.961	2.590
Administração	451.456	-	-	22.512	(146.044)	327.925	22.512	(271.961)	55.963	39.225
Softwares	451.456	-	-	22.512	(146.044)	327.925	22.512	(271.961)	55.963	39.225
Subtotal	902.426	-	-	51.867	-	954.294	51.867	(686.953)	267.340	254.948
Ativo Intangível em Curso										
Distribuição	39.126	8.461	(24.905)	(7.526)	(5.081)	10.075	(23.970)	-	10.075	39.126
Servidões	1.761	3.749	-	(1.329)	-	4.181	2.420	-	4.181	1.761
Outros	37.366	4.712	(24.905)	(6.196)	(5.081)	5.895	(26.390)	-	5.895	37.366
Administração	63.782	21.536	-	(42.615)	5.081	47.784	(21.079)	-	47.784	63.782
Outros	63.782	21.536	-	(42.615)	5.081	47.784	(21.079)	-	47.784	63.782
Subtotal	102.908	29.997	(24.905)	(50.141)	-	57.859	(45.049)	-	57.859	102.908
Total do Ativo Intangível	1.005.334	29.997	(24.905)	1.726	-	1.012.153	6.819	(686.953)	325.200	357.856

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/ amortização (%)
Distribuição	
Chave Seccionador, Tensão Igual ou Superior a 69kV	3,33%
Chave Seccionador, Tensão Inferior a 69kV	6,67%
Condutor Classe de Tensão Igual ou Superior a 69kV	2,70%
Condutor Classe de Tensão Inferior a 69kV	3,57%
Estrutura Poste	3,57%
Estrutura Torre	2,70%
Medidor Eletromecânico	4,00%
Medidor Eletrônico	7,69%
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57%
Regulador de Tensão, Igual ou Superior a 69kV	3,45%
Regulador de Tensão, Inferior 69kV	4,35%
Religador	4,00%
Transformador de Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%
Administração central	
Software	20,00%
Equipamento Geral de Informática	16,67%
Equipamento Geral	6,25%
Veículos	14,29%
Edificações - Outras	3,33%

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

13. FORNECEDORES

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Encargos de Uso da Rede Elétrica	108.912	109.973
Suprimento de Energia Elétrica	927.087	654.111
Materiais e serviços	246.351	151.191
Outros	117.973	111.337
Total	<u>1.400.323</u>	<u>1.026.612</u>

14. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

14.1 Abertura de Endividamento:

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						Total				
																2021	2022	2023	2024	2025	2026+					
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	6.313	910.872	851.398	1.768.582	Selecionar												53.743	488.545	299.459	9.650	-	-	-	851.398		
Lei 4131 - Banco de Tokio Mitsubishi	655	201.535	-	202.190	Sim	fev-15	Aval/Fiança	US\$ Libor	0,88%	19/02/20	Trimestral	19/02/20	19/02/20	Parcela única em fevereiro de 202	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lei 4131 - HSBC - Sindicalizada	440	102.888	51.344	154.472	Sim	mai-18	Aval/Fiança	US\$ Libor	0,95%	21/02/20	Trimestral	25/05/20	24/05/21	05 Parcelas semestrais a partir de	Outros	51.344	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51.344
Lei 4131 - HSBC - Sindicalizada	21	4.798	2.399	7.217	Sim	mai-18	Aval/Fiança	US\$ Libor	0,95%	21/02/20	Trimestral	25/05/20	24/05/21	05 Parcelas semestrais a partir de	Outros	2.399	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.399
Lei 4131 - Banco de Tokio Mitsubishi	3.320	-	604.605	607.925	Sim	ago-18	Aval/Fiança	US\$	3,66%	07/02/20	Trimestral	07/02/22	03/08/23	04 parcelas semestrais a partir de	Outros	-	302.303	302.303	-	-	-	-	-	-	-	604.605
Lei 4131 - Merrill Lynch	150	-	189.448	189.598	Sim	ago-18	Aval/Fiança	Euro	0,79%	26/02/20	Trimestral	25/02/22	25/02/22	Parcela única em fevereiro de 202	Bullet (final)	-	189.448	-	-	-	-	-	-	-	-	189.448
Lei 4131 - Bank of New Scotia	1.601	309.604	-	311.205	Sim	set-19	Aval/Fiança	US\$	1,96%	27/03/20	Semestral	28/09/20	28/09/20	Parcela única em setembro de 202	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lei 4131 - Banco de Tokio Mitsubishi	127	300.890	-	300.817	Sim	24/09/2019	Aval/Fiança	US\$	0,02	24/03/2020	Trimestral	24/09/2020	24/09/2020	Parcela única em setembro de 202	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos com captação de empréstimos	-	(47)	-	(47)	Sim	31/12/2019	Não há	Outros a esp	-	31/01/2020	N.A.	31/01/2020	03/08/2023	N.A.	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Marcação a mercado	-	(8.397)	3.602	(4.795)	Sim	31/12/2020	Não há	Outros a esp	-	31/01/2020	N.A.	31/01/2020	03/08/2023	N.A.	Outros	-	(3.205)	(2.843)	9.650	-	-	-	-	-	-	3.602
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	17.299	114.533	2.681.781	2.813.613	Selecionar												123.538	338.445	950.029	951.945	114.907	202.917	2.681.781			
Finem VI - BNDES - Direto	41	13.794	26.438	40.273	Sim	out-12	Recebíveis	Pré	0,03	15/01/20	Mensal	15/01/20	16/11/22	Mensal	SAC	13.794	12.644	-	-	-	-	-	-	-	26.438	
Finem VI - Bco. Brasil	33	11.035	21.150	32.218	Sim	out-12	Recebíveis	Pré	0,03	15/01/20	Mensal	15/01/20	16/11/22	Mensal	SAC	11.035	10.115	-	-	-	-	-	-	-	21.150	
Finem VII - BNDES - Direto	33	3.226	10.484	13.743	Sim	mar-15	Recebíveis	Pré	0,06	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/03/24	Mensal	SAC	3.226	3.226	3.226	806	-	-	-	-	-	-	10.484
Finem V - Direto	9	3.767	314	4.090	Sim	dez-10	Recebíveis	Pré	0,06	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/01/21	Mensal	SAC	314	-	-	-	-	-	-	-	-	-	314
Finem VI - Bco. Itaú-BBA	8	2.759	5.288	8.055	Sim	out-12	Recebíveis	Pré	0,03	15/01/20	Mensal	15/01/20	16/11/22	Mensal	SAC	2.759	2.529	-	-	-	-	-	-	-	-	5.288
Finem VII - 2014-2015 - Direto	17	7.481	9.351	16.849	Sim	abr-15	Recebíveis	Selic	0,03	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/03/22	Mensal	SAC	7.481	1.870	-	-	-	-	-	-	-	-	9.351
Finem VII - 2014-2015 - Direto	38	5.167	6.459	11.664	Sim	abr-15	Recebíveis	TJLP	0,03	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/03/22	Mensal	SAC	5.167	1.292	-	-	-	-	-	-	-	-	6.459
Finem VII - 2014-2015 - Direto	43	6.214	7.767	14.024	Sim	abr-15	Recebíveis	TJLP	0,02	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/03/22	Mensal	SAC	6.214	1.553	-	-	-	-	-	-	-	-	7.767
Finem V - Itaú-BBA	5	1.883	157	2.045	Sim	dez-10	Recebíveis	Pré	0,06	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/01/21	Mensal	SAC	157	-	-	-	-	-	-	-	-	-	157
Finem V - Bco. Brasil	5	1.883	157	2.045	Sim	dez-10	Recebíveis	Pré	0,06	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/01/21	Mensal	SAC	157	-	-	-	-	-	-	-	-	-	157
Finem VII - 2014-2015 - Direto	15	1.500	4.875	6.390	Sim	abr-15	Recebíveis	Pré	0,06	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/03/24	Mensal	SAC	1.500	1.500	1.500	375	-	-	-	-	-	-	4.875
Finem VI - BNDES - Direto	2	752	1.441	2.195	Sim	out-12	Recebíveis	Pré	0,03	15/01/20	Mensal	15/01/20	16/11/22	Mensal	SAC	752	689	-	-	-	-	-	-	-	-	1.441
Finem VI - Bco. Brasil	2	601	1.153	1.756	Sim	out-12	Recebíveis	Pré	0,03	15/01/20	Mensal	15/01/20	16/11/22	Mensal	SAC	601	551	-	-	-	-	-	-	-	-	1.153
Finem VII - 2014-2015 - Direto	3	1.186	1.483	2.672	Sim	abr-15	Recebíveis	Selic	0,03	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/03/22	Mensal	SAC	1.186	297	-	-	-	-	-	-	-	-	1.483
Finem VII - 2014-2015 - Direto	6	805	1.006	1.816	Sim	abr-15	Recebíveis	TJLP	0,03	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/03/22	Mensal	SAC	805	201	-	-	-	-	-	-	-	-	1.006
Eletrobrás - ECF-268/09	-	462	924	1.385	Sim	dez-10	Recebíveis	RGR	0,06	30/01/20	Mensal	30/01/20	30/12/22	Mensal	SAC	462	462	-	-	-	-	-	-	-	-	924
Finem VII - 2014-2015 - Direto	3	442	553	999	Sim	abr-15	Recebíveis	TJLP	0,03	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/03/22	Mensal	SAC	442	111	-	-	-	-	-	-	-	-	553
Finem VI - Bco. Itaú-BBA	0	150	288	439	Sim	out-12	Recebíveis	Pré	0,03	15/01/20	Mensal	15/01/20	16/11/22	Mensal	SAC	150	138	-	-	-	-	-	-	-	-	288
FINEM VII - 2014-2015 - Direto	2	221	276	499	Sim	ago-15	Recebíveis	TJLP	0,02	15/01/20	Mensal	15/01/20	15/03/22	Mensal	SAC	221	55	-	-	-	-	-	-	-	-	276
8ª Emissão - PALF 18 - IPCA	2.969	-	232.273	235.242	Sim	out-17	Aval/Fiança	IPCA	0,04	16/03/20	Semestral	15/09/22	15/09/22	Parcela única em Setembro/2020	Bullet (final)	-	-	232.273	-	-	-	-	-	-	-	232.273
8ª Emissão - PALF 28 - IPCA	5.203	-	386.446	391.650	Sim	out-17	Aval/Fiança	IPCA	0,05	16/03/20	Semestral	15/09/23	15/09/24	02 parcelas - Setembro / 23 e Setembro/24	Outros	-	-	193.223	193.223	-	-	-	-	-	-	386.446
8ª Emissão - PALF 38 - IPCA	2.066	-	141.749	143.815	Sim	out-17	Aval/Fiança	IPCA	0,05	16/03/20	Semestral	15/09/25	15/09/27	03 parcelas - Setembro/25, Setembro/26 e Setembro /27	Outros	-	-	-	-	47.250	94.499	-	-	-	-	141.749
Debêntures - PALF10	5.843	-	1.380.000	1.385.843	Sim	jun-19	Aval/Fiança	CDI	1,07	28/05/20	Semestral	29/05/23	28/05/24	02 parcelas - Maio/23 e Maio/24	Outros	-	-	690.000	690.000	-	-	-	-	-	-	1.380.000
BNDES- FINEM	953	52.952	464.801	518.705	Sim	dez-18	Aval/Fiança	IPCA	0,05	16/03/20	Trimestral	15/04/20	15/07/27	Durante o período de carência: pagamento de Juros trimestral	SAC	70.603	70.603	70.603	70.603	70.603	111.788	-	-	-	464.801	
Gastos com emissão de Debêntures	-	-	(12.566)	(12.566)	Sim	dez-19	Não há	a especificar	-	31/01/20	N.A.	31/01/20	15/07/27	N.A.	Outros	-	-	(7.000)	(1.586)	(1.470)	(2.510)	-	-	-	-	(12.566)
Gastos com captação de empréstimos	-	(1.747)	(10.485)	(12.232)	Sim	dez-19	Não há	a especificar	-	31/01/20	N.A.	31/01/20	15/07/27	N.A.	Outros	(3.486)	(1.664)	(1.523)	(1.476)	(1.476)	(861)	-	-	-	-	(10.485)
Total por dívida																										
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	6.313	910.872	851.398	1.768.582													53.743	488.545	299.459	9.650	-	-	-	851.398		
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	17.299	114.533	2.681.781	2.813.613													123.538	338.445	950.029	951.945	114.907	202.917	2.681.781			

14.2 Abertura dos Ativos Financeiros:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adim- plente?	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pgto Juros	Frequência Pgto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização						
													2021	2022	2023	2024	2025	2026+	Total
Ativos Financeiros	1.064.461	74.307	1.138.768										5.392	1.797	33.562	33.555			74.307
Caixa e Aplicações Financeiras	1.064.461	74.307	1.138.768	Selecionar	Selecionar			Selecionar			Selecionar	Selecionar	5.392	1.797	33.562	33.555	-	-	74.307
Caixa e Equivalentes de Caixa (1101)	692.337	-	692.337																
Investimentos Temporários - Títulos e Valores Imobiliários	301.090	-	301.090																
Banco Tokio Mitsubishi	56.891	-	56.891	Sim	SELIC	99%	01/09/2020	Final	01/09/2020	01/09/2020	Outro, especificar em obs.	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-
HSBC	3.532	1.798	5.330	Sim	CDI	116%	26/02/2020	Trimestral	26/05/2020	24/05/2021	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	1.349	450	-	-	-	-	1.798
Bank of America	3.563	1.819	5.382	Sim	CDI	113%	26/02/2020	Trimestral	26/05/2020	24/05/2021	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	1.364	455	-	-	-	-	1.819
CITIBANK	3.548	1.810	5.358	Sim	CDI	114%	26/02/2020	Trimestral	26/05/2020	24/05/2021	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	1.357	452	-	-	-	-	1.810
CITIBANK	3.500	1.762	5.262	Sim	CDI	108%	26/02/2020	Trimestral	26/05/2020	24/05/2021	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	1.322	441	-	-	-	-	1.762
Banco Tokio Mitsubishi	-	67.111	67.111	Sim	CDI	106%	07/02/2020	Trimestral	07/02/2022	03/08/2023	Outro, especificar em obs.	Outro, especif. no cronograma	-	-	33.555	33.555	-	-	67.111
Bank of America	-	7	7	Sim	CDI	104%	26/02/2020	Trimestral	25/02/2022	25/02/2022	Outro, especificar em obs.	Bullet (final)	-	-	7	-	-	-	7

14.3 Abertura dos Instrumentos Derivativos:

INSTRUMENTO DERIVATIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Venci- mento	Custo Ponta Ativa	Custo Pon- ta Passiva	Valor Contratado	Fair Value (*)
TOTAL DERIVATIVOS						1.657.225	119.244
Swap - Lei 4131	Banco de Tokyo Mitsubishi	23/02/15	19/02/20	USD + 0,88%	107,85% CDI	142.735	56.891
Swap - Lei 4131 Sindicaliz.	HSBC Bank Brasil S.A.	23/05/16	24/05/21	USD + 2,7%	116,00% CDI	35.419	5.330
Swap - Lei 4131 Sindicaliz.	Bank of America M.L.	23/05/16	24/05/21	USD + 2,7%	112,64% CDI	35.419	5.382
Swap - Lei 4131 Sindicaliz.	Citibank N.A.	23/05/16	24/05/21	USD + 2,7%	114,20% CDI	35.419	5.358
Swap - Lei 4131 Sindicaliz.	Citibank N.A.	23/05/16	24/05/21	USD + 2,7%	108,15% CDI	35.419	5.262
Swap - Lei 4131	Banco de Tokyo Mitsubishi	07/08/18	03/08/23	USD + 4,1834%	106,40% CDI	556.500	67.111
Swap - Lei 4131	Bank of America M.L.	28/08/18	25/02/22	EUR + 0,9312%	103,50% CDI	188.500	7
Swap - Lei 4131	Bank of New Scotia	27/09/19	28/09/20	USD + 2,3052%	103,20% CDI	318.000	(14.138)
Swap - Lei 4131	Banco de Tokyo Mitsubishi	24/09/19	24/09/20	USD + 2,48%	CDI + 0,12%	309.814	(11.959)

* positivo se R\$ a receber, negativo se R\$ a pagar

14.4 Composição do Endividamento e Dívida Líquida:

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Total 2019	Total 2018
Dívida Bruta	23.612	1.153.478	5.152.821	6.329.911	5.169.882
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	6.313	910.872	851.398	1.768.582	1.344.483
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	17.299	114.533	2.681.781	2.813.613	2.911.361
Fundo de Pensão	-	101.976	1.619.643	1.721.619	907.807
Derivativos a pagar	-	26.097	-	26.097	6.231
(-) Ativos Financeiros	-	(1.064.461)	(74.307)	(1.138.768)	(344.728)
Alta Liquidez	-	(692.337)	-	(692.337)	(197.579)
Demais Aplicações Financeiras	-	(301.090)	-	(301.090)	(759)
Derivativos a receber	-	(71.034)	(74.307)	(145.341)	(146.390)
Dívida Líquida	23.612	89.016	5.078.515	5.191.143	4.825.153

14.5 Empréstimos e financiamentos: movimentação:

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	163.238	-	(49.931)	4.638	-	(4.697)	113.249
Pós Fixado							
TJLP	92.622	-	(63.668)	5.212	-	(5.164)	29.002
IPCA	405.059	100.000	-	34.989	-	(21.342)	518.705
Selic	26.597	-	(8.431)	1.961	-	(607)	19.521
CDI	-	351.000	(351.000)	21.360	-	(21.360)	-
Outros	1.895	-	(501)	98	-	(108)	1.385
Total ao custo	689.412	451.000	(473.531)	68.258	-	(53.278)	681.862
Gastos com captação (*)	(12.487)	(2.228)	-	2.436	-	-	(12.279)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	1.183.614	627.814	(254.662)	40.883	25.926	(39.749)	1.583.826
Euro	186.378	-	-	1.517	3.214	(1.510)	189.598
Marcação a mercado	(25.048)	-	-	20.253	-	-	(4.795)
Total ao valor justo	1.344.944	627.814	(254.662)	62.653	29.140	(41.259)	1.768.629
Total	2.021.868	1.076.586	(728.193)	133.347	29.140	(94.537)	2.438.212
Circulante	372.081						1.032.937
Não circulante	1.649.787						1.405.276

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

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pré Fixado	214.879	-	(51.526)	6.509	-	(6.624)	163.238
Pós Fixado							
TJLP/ TLP	158.211	405.000	(66.150)	11.157	-	(10.537)	497.681
Selic	32.687	-	(7.931)	2.612	-	(770)	26.597
Outros	2.410	-	(513)	127	-	(129)	1.895
Total ao custo	408.187	405.000	(126.120)	20.405	-	(18.060)	689.412
Gastos com captação (*)	(5.364)	(10.818)	-	3.695	-	-	(12.487)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	1.823.241	800.700	(1.666.538)	46.734	227.779	(48.303)	1.183.614
Euro	-	188.500	-	504	(2.266)	(361)	186.378
Marcação a mercado	(18.985)	-	-	(6.063)	-	-	(25.048)
Total ao valor justo	1.804.257	989.200	(1.666.538)	41.175	225.513	(48.664)	1.344.944
Total	2.207.079	1.383.382	(1.792.658)	65.275	225.513	(66.724)	2.021.868
Circulante	1.351.141						372.081
Não Circulante	855.938						1.649.787

14.6 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. e da controladora indireta State Grid Brazil Power Participações 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 2019.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a um índice que varia entre 3,50 e 3,75.
- Dívida Líquida dividida pela soma entre Patrimônio Líquido e Dívida Líquida menor ou igual a 0,9.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

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

Índice exigido nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid Brazil")

- Patrimônio Líquido dividido pelo Ativo Total (desconsiderando os efeitos do IFRIC 12/OCPC 01) maior ou igual a 0,3.

A definição de EBITDA na Companhia, 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 direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia (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 2019.

14.7 Debêntures: movimentação:

Modalidade	Saldo em 31/12/2018	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2019
Pós fixado						
CDI	1.505.564	1.380.000	(1.458.750)	88.430	(129.401)	1.385.843
IPCA	742.361	-	-	62.426	(34.081)	770.706
Total ao custo	2.247.926	1.380.000	(1.458.750)	150.856	(163.482)	2.156.549
Gastos com emissão (*)	(13.950)	(1.402)	-	2.786	-	(12.566)
Total	2.233.976	1.378.598	(1.458.750)	153.642	(163.482)	2.143.984
Circulante	82.310					16.081
Não circulante	2.151.666					2.127.903

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

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2018
Pós fixado						
CDI	522.134	1.380.000	(426.250)	119.672	(89.992)	1.505.564
IPCA	710.687	-	-	61.145	(29.471)	742.361
Total ao custo	1.232.821	1.380.000	(426.250)	180.817	(119.463)	2.247.926
Gastos com captação (*)	(14.957)	(979)	-	1.987	-	(13.950)
Total	1.217.864	1.379.021	(426.250)	182.804	(119.463)	2.233.976
Circulante	148.921					82.310
Não circulante	1.068.942					2.151.666

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

14.8 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 2019.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA 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 2019.

15 BENEFICIO PÓS-EMPREGO

A Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados conforme abaixo:

15.1 – Características:

Atualmente vigora, para os funcionários um Plano de Benefício Misto, com as seguintes características:

- c) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de outubro de 1997 - plano de benefício saldado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- d) Adoção de um modelo misto, a partir de 1º de novembro de 1997, que contempla:
- Os benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia, e
 - As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável, que consiste em um plano previdenciário que, até a concessão da renda é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a Companhia.

Adicionalmente, para os gestores da Companhia há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (contribuição definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

15.2 – Movimentações dos planos de benefício definido:

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	6.164.035	5.123.238
Valor justo dos ativos do plano	<u>(4.517.265)</u>	<u>(4.215.433)</u>
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	<u>1.646.770</u>	<u>907.805</u>
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (<i>asset ceiling</i>)	74.849	-
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>1.721.619</u>	<u>907.805</u>

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

	<u>Passivo</u>	<u>Ativo</u>
Valor presente das obrigações atuariais e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2017	4.615.061	(3.925.063)
Custo do serviço corrente bruto	835	-
Rendimento esperado no exercício	-	(359.588)
Juros sobre obrigação atuarial	421.083	-
Contribuições de participantes vertidas no exercício	24	(24)
Contribuições de patrocinadoras	-	(65.096)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(264.569)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	485.142	-
Benefícios pagos no exercício	(398.907)	398.907
Valor presente das obrigações atuariais e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2018	5.123.238	(4.215.433)
Custo do serviço corrente bruto	925	-
Rendimento esperado no exercício	-	(372.121)
Juros sobre obrigação atuarial	449.173	-
Contribuições de patrocinadoras	-	(92.756)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(280.404)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(2.900)	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	1.037.048	-
Benefícios pagos no exercício	(443.449)	443.449
Valor presente das obrigações atuariais e valor justo dos ativos do plano em 31/12/2019	6.164.035	(4.517.265)

15.3 - Movimentações dos passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Passivo atuarial líquido no início do ano	907.805	689.998
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	77.977	62.330
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(92.756)	(65.096)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(280.404)	(264.569)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(2.900)	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	1.037.048	485.142
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	74.849	-
Passivo atuarial líquido no final do ano	1.721.618	907.805
Outras contribuições	11.890	12.924
Total passivo	1.733.508	920.729
Circulante	191.234	64.647
Não circulante	1.542.274	856.082

15.4 - Contribuições e benefícios esperados:

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2020 são apresentadas no montante de R\$ 121.055.

Os benefícios esperados a serem pagos nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

Ano de pagamento	
2020	436.163
2021	448.553
2022	460.445
2023	471.438
2024 a 2027	3.017.325
Total	4.833.924

Em 31 de dezembro de 2019, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 10,3 anos.

15.5 - Reconhecimento das despesas e receitas com entidade de previdência privada:

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2020 e as despesas reconhecidas em 2019 e 2018, são como segue:

	2020	2019	2018
	Estimadas	Realizadas	Realizadas
Custo do serviço	1.533	925	835
Juros sobre obrigações atuariais	441.784	449.173	421.083
Rendimento esperado dos ativos do plano	(323.926)	(372.121)	(359.588)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	5.561	-	-
Total da despesa (receita)	124.952	77.977	62.330

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

	31/12/2019	31/12/2018
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	7,43% a.a.	9,10% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	7,43% a.a.	9,10% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,56% a.a.	5,56% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca (-30)	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR_2012	ExpR_2012
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres	Após 15 anos de filiação e 35 anos de serviço para homens e 30 anos para mulheres

15.6 - Ativos do plano:

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2019 e 2018, administrados pela Fundação CESP. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2020, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2019.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Renda fixa	75%	77%
Títulos públicos federais	61%	55%
Títulos privados (instituições financeiras)	1%	3%
Títulos privados (instituições não financeiras)	-	1%
Fundos de investimento multimercado	4%	4%
Outros investimentos de renda fixa	9%	15%
Renda variável	17%	15%
Fundos de investimento em ações	17%	15%
Investimentos estruturados	4%	2%
Fundos de investimento multimercado	4%	2%
Cotados em mercado ativo	96%	94%
Imóveis	3%	3%
Operações com participantes	1%	1%
Outros ativos	-	1%
Depósitos judiciais e outros	-	1%
Não cotados em mercado ativo	4%	6%

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

	<u>Meta 2020</u>
Renda fixa	61,3%
Renda variável	24,9%
Imóveis	3,6%
Empréstimos e financiamentos	1,9%
Investimentos no exterior	8,4%
	100,0%

A meta de alocação para 2020 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da FUNCESP efetuada ao final de 2019 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2020, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para a FUNCESP atingir os objetivos de gestão de investimentos são o Estudo de *Asset Liability Management* – ALM (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) do plano previdenciário administrado pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nas classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativos, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez de cada plano, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos do plano, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

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

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

15.7 - Análise de sensibilidade:

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

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

· Se a taxa de desconto nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixos (alta), a obrigação de benefício teria aumento de R\$ 160.456 (redução de R\$ 153.552).

· Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 169.890 (aumento de R\$ 169.223).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 7,43% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 7,18% e 7,68% a.a..

A premissa utilizada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi de AT-2000(-10). As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

15.8 - Risco de investimento:

O plano de benefício da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP-M, IPCA e SELIC, que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos.

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

A Fundação CESP utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: Valor em Risco ("VaR"), *Tracking Risk*, *Tracking Error* e Teste de Perda em Cenário de Estresse ("*Stress Test*").

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

16 ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	1.027	884	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	102.000	61.529	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	115.836	83.104	46.839	70.067
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	26.380	40.256	55.439	24.038
EPE / FNDCT	2.056	1.722	-	-
Total	247.299	187.495	102.278	94.105

Bandeiras tarifárias e outros – Refere-se basicamente ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias ("CCRBT"), cujo valor a receber foi registrado através da emissão das faturas de energia.

Programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética: A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização.

17 TRIBUTOS

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	207.390	225.908
Programa de integração social - PIS	11.856	10.678
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	54.902	49.272
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	2.503	8.210
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	5.213	1.957
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	20.458	-
Outros	14.906	14.069
Total	<u>317.228</u>	<u>310.094</u>

18 PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	<u>31/12/2019</u>		<u>31/12/2018</u>	
	<u>Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais e cauções</u>	<u>Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais e cauções</u>
Trabalhistas	104.026	25.581	80.522	26.916
Cíveis	58.484	20.767	65.450	36.928
Fiscais				
FINSOCIAL	-	-	39.727	99.146
Imposto de renda	-	271.570	-	237.513
Outras	4.591	78.459	85.391	73.592
	<u>4.591</u>	<u>350.029</u>	<u>125.118</u>	<u>410.251</u>
Outros	2.881	-	2.814	-
Total	<u>169.982</u>	<u>396.377</u>	<u>273.904</u>	<u>474.095</u>

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

	<u>Saldo em 31/12/2018</u>	<u>Adições</u>	<u>Reversões</u>	<u>Pagamentos</u>	<u>Atualização monetária</u>	<u>Saldo em 31/12/2019</u>
Trabalhistas	80.522	31.555	(9.708)	(12.231)	13.888	104.026
Cíveis	65.450	46.303	(8.005)	(54.201)	8.936	58.484
Fiscais	125.118	103.166	(46.632)	(197.513)	20.450	4.591
Outros	2.814	696	(152)	(640)	163	2.881
Total	<u>273.904</u>	<u>181.721</u>	<u>(64.498)</u>	<u>(264.585)</u>	<u>43.439</u>	<u>169.982</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:

e. **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).

f. **Cíveis:**

Danos pessoais - Refere-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.

Majoração tarifária - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 04 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do “Plano Cruzado”.

g. **Fiscais:**

Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo INSS, FGTS, SAT e PIS e COFINS.

Com relação ao PIS e COFINS, a Companhia ajuizou ação judicial objetivando discutir a aplicação do Decreto nº 8.426/15, que majorou as respectivas alíquotas incidentes sobre as receitas financeiras de 0% para 4,65%. Tendo sido acolhido seu pedido liminar para suspender a exigibilidade dos referidos tributos, a Companhia vem, desde então, provisionando os valores que deixaram de ser recolhidos à Receita Federal do Brasil por força da referida liminar. Em setembro de 2019 com a cassação da liminar que suspendeu a exigibilidade do recolhimento do PIS e COFINS incidente sobre as receitas financeiras, a Companhia efetuou, no prazo de 30 dias após a ciência da decisão, o recolhimento do montante de R\$ 92.883.

FINSOCIAL – Refere-se a questionamento judicial quanto à majoração de alíquota e cobrança do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991. A Companhia CPFL Paulista ingressou com ação rescisória para discutir a decisão proferida em ação ordinária sobre a legitimidade da cobrança das majorações das alíquotas do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991, as quais foram declaradas inconstitucionais pelo Supremo Tribunal Federal (STF) para empresas que não são exclusivamente prestadora de serviços, situação em que se enquadra a Companhia, e que, portanto, deveria haver o recolhimento à alíquota de 0,5%.

Na época do ajuizamento da ação ordinária, a Companhia efetuou depósito judicial integral do valor considerado devido de FINSOCIAL (0,5%) e suas majorações (alíquotas de 1%, 1,2% e 2%).

Após decisão final do STF na ação rescisória da Companhia, ficou decidido que esta deveria retornar à instância inferior para comprovar sua condição de empresa vendedora de mercadorias. Desta forma, a Companhia apresentou manifestação requerendo o reconhecimento como tal e, conseqüentemente, o levantamento parcial do depósito judicial em seu favor, no que se refere ao valor da majoração das alíquotas (montante que ultrapassa 0,5%). Todavia, o judiciário entendeu por indeferir nossos pedidos e determinou o prosseguimento da ação, com a conseqüente conversão em renda da totalidade dos valores depositados em novembro de 2019.

h. **Outros:**

São principalmente ações relacionadas à natureza regulatória.

Perdas possíveis

A Companhia é parte em outros processos e litígios, 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 2019 e 2018 estavam assim representadas:

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>Principais causas</u>
Trabalhistas	145.798	175.800	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	535.131	456.393	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	1.624.938	1.299.827	Imposto de renda e Contribuição Social
Fiscais - outros	448.673	411.781	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatório	17.215	14.876	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômica-financeira
Total	<u>2.771.754</u>	<u>2.358.677</u>	

Fiscais – Um dos principais temas se refere a discussões sobre a dedutibilidade para imposto de renda das despesas reconhecidas em 1997 referente à novação de dívida relativa ao plano de pensão dos funcionários da Companhia perante a Fundação CESP (“FUNCESP”) no montante estimado de R\$ 1.478.266, havendo depósitos judiciais no valor de R\$ 22.264 e garantias financeiras (seguros e fianças bancárias), nos termos exigidos pela legislação processual. Adicionalmente, discute-se juros que incidiram sobre depósito judicial levantado pela Companhia no montante de R\$ 248.725 e que se encontram depositados em juízo. Em 23 de maio, 06 de junho e 17 de setembro de 2019, o recurso especial do principal processo foi julgado perante a Segunda Turma de Direito Público do Superior Tribunal de Justiça (STJ) de maneira desfavorável para a Companhia. A decisão ainda não foi publicada em seu integral teor, podendo a Companhia quando tiver acesso ao acórdão avaliar os recursos pertinentes ainda no âmbito do STJ. Adicionalmente, a Companhia possui um recurso extraordinário em fase inicial de tramitação no Supremo Tribunal Federal (STF). Conseqüentemente, com base no atual estágio de tramitação do processo, tanto no STJ quanto no STF e com base na opinião de seus assessores legais, a Companhia permanece confiante nos fundamentos jurídicos apresentados e continuará os defendendo perante o Poder Judiciário, mantendo o prognóstico de risco de perda dos processos como não provável, tendo no STF uma nova oportunidade de análise para o caso, focadamente constitucional, com robustos fundamentos, a indicar significativa viabilidade de êxito dos recursos extraordinários, bem como continuará tentando evitar possíveis saídas de caixa caso venha a ser requerida a substituir as garantias financeiras existentes por depósito em dinheiro.

Trabalhistas - No tocante às contingências trabalhistas, há discussão a respeito da possibilidade de alteração do índice de correção adotado pela Justiça do Trabalho. Atualmente há decisão do STF que suspende a alteração levada a efeito pelo TST, a qual pretendia alterar o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho (“TR”) pelo IPCA-E. A Suprema Corte considerou que a decisão do TST conferiu interpretação extensiva ilegítima e descumpriu a modulação de efeitos de precedentes anteriores, além de usurpar sua competência para decidir matéria constitucional. Diante de tal decisão, e até que haja decisão definitiva publicada pelo STF, continua válido o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho (“TR”), o qual tem sido reconhecido pelo TST em decisões recentes. Desta forma, a Administração da Companhia considera como possível o risco de eventuais perdas, e, em função do assunto ainda demandar definição por parte do Judiciário, não é possível estimar com razoável segurança os montantes envolvidos. Adicionalmente de acordo com a Lei n.º 13.467, de 11 de novembro de 2017, a TR é o índice de correção da justiça do trabalho a partir da vigência da norma.

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

19 OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	<u>Circulante</u>		<u>Não circulante</u>	
	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Consumidores e concessionárias	43.998	36.651	-	-
Adiantamentos	6.181	5.068	455	309
Descontos tarifários - CDE	11.615	2.017	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	161	136	-	-
Convênios de arrecadação	46.439	40.188	-	-
Outros	8.576	9.107	5.955	3.960
Total	<u>116.969</u>	<u>93.166</u>	<u>6.410</u>	<u>4.268</u>

Consumidores e concessionárias: As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização.

Adiantamentos: Refere-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços.

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

Juros sobre empréstimo compulsório: Refere-se a repasse de recursos oriundos da Eletrobrás aos consumidores industriais.

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.

20 OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Segue a composição destas obrigações.

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Transferências (B)	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas (A)+(B)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2019
Em serviço	3.114.727	9.096	99.927	3.223.749	109.023	(1.302.092)	1.921.657
Participação da União, Estados e Municípios	3.173	-	-	3.173	-	(1.265)	1.909
Participação Financeira do Consumidor	2.279.002	5.890	36.756	2.321.648	42.647	(1.108.914)	1.212.734
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	478.853	-	63.170	542.023	63.170	(143.608)	398.415
Programa de Eficiência Energética - PEE	8.808	-	-	8.808	-	(4.449)	4.359
Pesquisa e Desenvolvimento	45.807	3.205	-	49.012	3.205	(18.179)	30.833
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	9.188	-	-	9.188	-	(2.196)	6.992
Outros	289.896	-	-	289.896	-	(23.481)	266.415
Ultrapassagem de demanda	84.288	-	-	84.288	-	(9.627)	74.661
Excedente de reativos	205.608	-	-	205.608	-	(13.853)	191.754
(-) Amortização Acumulada - AIS	(1.181.892)	(120.200)	-	(1.302.092)	(120.200)	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(1.135)	(130)	-	(1.265)	(130)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(1.023.533)	(85.382)	-	(1.108.914)	(85.382)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(123.771)	(19.837)	-	(143.608)	(19.837)	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(4.063)	(386)	-	(4.449)	(386)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(14.897)	(3.283)	-	(18.179)	(3.283)	-	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(1.849)	(347)	-	(2.196)	(347)	-	-
Outros	(12.643)	(10.837)	-	(23.481)	(10.837)	-	-
Ultrapassagem de demanda	(5.184)	(4.443)	-	(9.627)	(4.443)	-	-
Excedente de reativos	(7.460)	(6.394)	-	(13.853)	(6.394)	-	-
Em curso	90.301	122.979	(99.927)	113.354	23.052	-	113.354
Participação Financeira do Consumidor	28.556	7.942	3.030	39.528	10.972	-	39.528
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	13	63.421	(63.170)	263	250	-	263
Pesquisa e Desenvolvimento	168	-	-	168	-	-	168
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	6	(4)	-	2	(4)	-	2
Valores Pendentes de Recebimento	61.559	51.621	(39.787)	73.393	11.834	-	73.393
Total	2.023.136	11.875	-	2.035.011	11.875	(1.302.092)	2.035.011

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

Obrigações Especiais 2019	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
Em serviço	3,76%	1.815.803	1.407.946	3.223.749
Participação da União, Estados e Municípios		3.173	-	3.173
Participação Financeira do Consumidor		913.702	1.407.946	2.321.648
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		542.023	-	542.023
Programa de Eficiência Energética - PEE		8.808	-	8.808
Pesquisa e Desenvolvimento		49.012	-	49.012
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		9.188	-	9.188
Outros		289.896	-	289.896
Ultrapassagem de demanda		84.288	-	84.288
Excedente de reativos		205.608	-	205.608
(-) Amortização Acumulada		(1.354.808)	52.716	(1.302.092)
Participação da União, Estados e Municípios		(1.265)	-	(1.265)
Participação Financeira do Consumidor		(1.161.630)	52.716	(1.108.914)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(143.608)	-	(143.608)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(4.449)	-	(4.449)
Pesquisa e Desenvolvimento		(18.179)	-	(18.179)
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		(2.196)	-	(2.196)
Outros		(23.481)	-	(23.481)
Ultrapassagem de demanda		(9.627)	-	(9.627)
Excedente de reativos		(13.853)	-	(13.853)
Total		460.995	1.460.662	1.921.657

21 PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia está assim distribuído em 31 de dezembro de 2019 e 2018:

Acionistas	Quantidade de ações		
	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S.A	880.653.030	880.653.030	100,00
Ações em tesouraria	1	1	-
Total	880.653.031	880.653.031	100,00

21.1 Gestão do capital

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

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 societária societário.

Ao longo de 2019, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,42 vezes o EBITDA societário ao final de 2019, no critério de medição dos *covenants* financeiros da Companhia, menor do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 3,5, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

21.2 – Aumento de capital

Na AGE de 29 de abril de 2019, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 34.950, referente capitalização do benefício fiscal do ágio apurado nos exercícios de 2017 e 2018 sem emissão de novas ações.

21.3 - Reserva de capital

Refere-se basicamente ao benefício fiscal do intangível incorporado oriundo da incorporação da antiga controladora DOC 4, conforme mencionado na nota 10.1.

21.4 - Reserva de lucros

É composta por:

- (a) Reserva legal no montante de R\$ 123.315, complemento em 2019 de R\$ 41.880 para resultar no total de reserva, considerando reserva de capital e reserva legal, correspondente ao limite de 30% do capital social.

21.5 – Resultado abrangente acumulado

21.5.1 - Reserva de Reavaliação:

O saldo credor de R\$ 1.322.125 (R\$ 872.602 líquido dos tributos) corresponde aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010.

21.5.2 - Entidade de previdência privada:

O saldo devedor de R\$ 1.196.710 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 33 (R2).

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

Na AGO de 29 de abril de 2019 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2018, através de (i) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 24.597, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,027930064; (ii) dividendo adicional proposto no montante de R\$ 397.190, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,451017274 e (iii) juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 129.663, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,147235563 (R\$ 0,125150228 líquido dos efeitos tributários) declarado em novembro de 2018.

Na AGE de 31 de dezembro de 2019 foi aprovado a destinação de juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 136.386, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,154869165 (R\$ 0,131639031 líquido dos efeitos tributários) a serem atribuídos aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2019.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2019:

- a) dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 83.003, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,094251211.
- b) declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 576.335, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,654440307.

No exercício de 2019, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 178.214 sendo R\$ 68.000 referente a dividendos e R\$ 110.214 de juros sobre o capital próprio.

21.7 – Destinação do lucro líquido do exercício

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

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

	2019
Lucro líquido do exercício	837.604
Reserva legal	(41.880)
Juros sobre capital próprio	(136.386)
Dividendo mínimo obrigatório	(83.003)
Dividendo adicional proposto	(576.335)

22 RECEITA

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Fornecimento - Faturado	4.580.371	4.495.666	20.862.373	20.449.976	7.711.317	7.501.664
Residencial	4.184.577	4.099.029	9.887.615	9.425.800	3.869.741	3.663.961
Industrial	27.634	28.457	2.420.305	2.548.448	931.821	984.186
Comercial	244.430	245.316	4.325.035	4.210.054	1.672.134	1.620.148
Rural	81.768	81.620	1.241.420	1.263.882	302.949	297.368
Poder público	28.358	27.827	732.857	729.915	261.814	258.090
Iluminação pública	8.566	8.529	1.009.612	1.002.252	231.365	233.956
Serviço público	5.038	4.888	1.245.529	1.269.626	441.494	443.956
Consumo próprio	452	475	21.490	20.889	-	-
Suprimento Faturado / Energia de curto prazo			3.225.248	930.588	663.257	312.207
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					7.123.321	5.733.852
Consumidores Cativos					5.586.822	4.468.886
Consumidores Livres					1.536.499	1.264.966
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					59.474	52.840
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					(175.042)	641.124
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					(44.165)	533.639
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(62.060)	(55.132)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulatórios					(68.817)	162.617
Outras Receitas Vinculadas					558.628	560.270
Serviços Cobráveis					14.406	12.903
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					544.223	547.366
Total	4.580.823	4.496.141	24.109.111	21.401.452	15.940.955	14.801.956

22.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("Proret"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de novembro de 2017, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET.

Em 07 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica ("ABRADEE") conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como (i) passivos financeiros setoriais e (ii) obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas e apresentadas líquido no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

22.2 – Reajuste Tarifário Anual ("RTA") e Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

Em 02 de abril de 2019, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória ("REH") nº 2.526, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2019, em 12,02%, sendo 2,95% referentes ao reajuste tarifário econômico e 9,07% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 8,66%.

Em 03 de abril de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória ("REH") nº 2.381, relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2018, em 12,68%, sendo 8,67% referentes ao reajuste tarifário econômico e 4,01%

relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 16,90%.

22.3 – Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2019, foi registrada receita de R\$ 544.223 (R\$ 547.366 em 2018), sendo: (i) R\$ 35.290 (R\$ 33.481 em 2018) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 467.199 (R\$ 477.375 em 2018) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 236 (R\$ 475 em 2018) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 41.498 (R\$ 36.035 em 2018) de subvenção CCRBT.

22.4 – Conta de desenvolvimento energético – (“CDE”)

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.510, de 18 de dezembro de 2018, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE vigentes para o ano de 2019. Essas quotas contemplam: (i) quota CDE – USO; e (ii) quota CDE – Energia (parcelas finais com pagamentos encerrados em março de 2019), referente a parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, recolhida dos consumidores e repassadas à Conta CDE a partir da RTE de 2015. Adicionalmente, por meio da REH nº 2.521 de 20 de março de 2019, a ANEEL estabeleceu a antecipação do pagamento da quota destinada à amortização da Conta ACR, devido à existência de saldo positivo na conta, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período de março de 2019 a agosto de 2019, revogando a resolução REH nº 2.231 de 2017 anteriormente vigente.

23 CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2019	2018	2019	2018
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	4.965.929	4.853.843	1.254.232	1.142.229
Energia de curto prazo	223.928	1.372.935	36.297	520.450
PROINFA	502.619	503.059	185.925	155.895
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	22.336.743	18.421.866	5.181.633	4.539.824
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(552.253)	(563.417)
Subtotal	28.029.219	25.151.703	6.105.834	5.794.980
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			897.706	872.352
Encargos de transporte de itaipu			126.708	116.204
Encargos de conexão			27.146	25.021
Encargos de uso do sistema de distribuição			21.136	23.936
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			2.573	(49.536)
Encargos de energia de reserva - EER			55.637	61.295
Crédito de PIS e COFINS			(104.608)	(97.057)
Subtotal			1.026.299	952.214
Total			7.132.132	6.747.194

(*) Conta de energia de reserva

24 PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2019	2018
Pessoal		
Remuneração	211.238	214.793
Encargos	60.099	59.727
Previdência privada - Corrente	14.207	14.166
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	77.954	62.295
Programa de demissão voluntária	321	246
Despesas rescisórias	18.993	12.998
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	32.001	26.850
Outros benefícios - Corrente	71.835	68.358
Outros	5.345	3.711
Subtotal	491.993	463.143
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	5.356	3.243
Benefícios dos administradores	3.018	2.944
Subtotal	8.374	6.186
Total	500.367	469.329

25 RESULTADO FINANCEIRO

Receitas	2019	2018
Rendas de aplicações financeiras	35.246	33.043
Acréscimos e multas moratórias	144.062	124.275
Atualização de créditos fiscais	16.171	4.861
Atualização de depósitos judiciais	21.255	22.159
Atualizações monetárias e cambiais	34.024	305.364
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	17.602	22.573
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	83.637	116.133
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(16.272)	(17.046)
Outros	17.002	16.119
Total	352.728	627.481
Despesas		
Encargos de dívidas	(231.795)	(232.650)
Atualizações monetárias e cambiais	(109.502)	(376.169)
(-) Juros capitalizados	9.952	6.459
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(40.865)	(78.619)
Outros	(30.690)	(37.853)
Total	(402.901)	(718.832)
Resultado Financeiro	(50.173)	(91.352)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2019 e 2018 sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais da despesa contempla os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 26.877 no exercício de 2019 (R\$ 201.792 em 2018) (nota 29).

26 TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2019 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, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços de engenharia e consultoria.
- d) **Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** - A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto às Fundações CESP, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, vide nota 15 Entidade de Previdência Privada.

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

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

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2019, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 8.374 (R\$ 6.186 em 2018). Este valor é composto por R\$ 7.354 (R\$ 4.526 em 2018) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 296 (R\$ 160 em 2018) de benefícios pós-emprego e R\$ 724 (R\$ 1.500 em 2018) 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	2019	2018
Encargos - Rede básica			
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	1.078	85.351	65.446
Intangível, materiais e prestação de serviço			
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	-	77	-

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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa / custo	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	2019	2018	2019	2018
Alocação de despesas entre empresas								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	7	-	13	-	-	-	(143)	(120)
CPFL Comercialização Cone Sul S.A.	-	-	-	-	-	-	(1)	-
CPFL Brasil Varejista S.A.	1	1	-	-	-	-	(2)	(3)
Companhia Piratininga de Força e Luz	931	1.191	1.129	2.173	-	-	2.139	2.613
Companhia Jaguarí de Energia	586	794	169	282	-	-	(4.978)	(4.358)
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	1.619	-	176	-	-	-	(6.138)
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	1.698	1.580	267	446	-	-	(17.786)	(10.270)
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	13	-	-	-	(141)	(113)
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	-	-	(1)	-
CPFL Energia S.A.	52	103	-	-	-	-	(659)	(595)
Sul Geradora Participações	-	-	-	-	-	-	(1)	-
CPFL Renováveis - Consolidado	3	-	26	-	-	-	(60)	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	5	1	5	-	-	-	-
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	5	-	-	-	-	-	39
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(2)	(21)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	3	-	-	-	(16)	(4)
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	-	-	(1)	-
CPFL GD S.A.	-	-	-	-	-	-	(1)	-
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda.	3	-	2	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	(1)	-
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	-	207	241	-	-
CPFL Comercialização Cone Sul S.A.	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL Brasil Varejista S.A.	-	-	-	-	3	7	-	-
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	-	-	-	925	875	-	-
Companhia Jaguarí de Energia	-	-	-	-	93	33	-	-
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	-	-	-	-	41	-	-
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	-	30	-	-	102	45	-	8
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	215	236	-	-
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	2	3	-	-
Sul Geradora Participações	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	87	-	21	33
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	31	-	-	234	217	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	4	47	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	21	7	-	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL GD S.A.	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	2	-	-	-
Contrato de Mútuo								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	205
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	468
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	537.715	202.810	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviço								
Companhia Piratininga de Força e Luz	145	-	167	-	-	-	-	-
Companhia Jaguarí de Energia	18	4	-	-	-	-	-	-
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	12	-	-	-	-	-	-
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	17	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (**)	9.263	9.787	15.851	9.243	-	-	52.581	50.827
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	43	21	2.293	2.373	-	-	26.654	25.250
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	499	509	-	-	16.822	18.853
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	3	-	-	-	18	-	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	-	3.008
CPFL Eficiência Energética S.A.	4	-	1.478	74	-	-	3.834	150
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	1.928	685	-	-	12.035	25.688
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	408	-	-	-	1.227	-
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	326	-	-	-	1.040	-
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda.	-	-	460	-	-	-	1.438	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	19	-	-	-	58	36	-	-
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	20	20	-	-	268	425	-	-
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	30	-	-	-	4.916	-	-	-
Companhia Piratininga de Força e Luz	2.880	1.368	-	-	16.999	17.168	-	-
CPFL Geração de Energia S.A.	32	-	12.585	11.674	-	-	145.608	148.138
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	28	26	-	-	247	231
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	3.603	7.786	-	15	42.558	76.946
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	381	336	-	-	3.638	3.490
Campos Novos Energia S.A.	-	-	39.995	56.654	-	-	233.243	229.888
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	10.621	9.810	-	-	122.512	122.938
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	27.289	25.236	-	-	305.749	305.768
CPFL Renováveis - Consolidado	524	629	907	402	5.254	4.697	11.420	6.365
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	6	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	275	212	-	-	8.657	9.624
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	60	-	-	-	11.169	10.864
Outras operações financeiras								
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	6	-	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	12
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	3	-	-	10
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	14
Outros								
Instituto CPFL	-	-	101	-	-	-	2.462	1.327

(*) Os saldos de ativo e passivo e as operações de resultados realizadas após 31/10/2018, estão apresentadas na RGE Sul Distribuidora de Energia em função da incorporação dessa empresa pela RGE Distribuidora de Energia em 31/12/2018.

(**) A Companhia adquiriu equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e contratação de serviços de construção civil no período. Do valor total de dispêndios relacionados a estas operações, foram capitalizados como ativo contratual da Companhia o montante de R\$ 119.543 no exercício de 2019 (R\$ 1.959 em 2018), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

27 SEGUROS

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

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2019</u>
Ativo imobilizado	Riscos nomeados	92.000
Transporte	Transporte nacional	221.803
Responsabilidade civil	Geral e Riscos Ambientais	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	84.119
Garantia	Seguro Garantia	1.678.189
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	203.000
Total		<u>2.314.110</u>

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 de rateio.

28 GESTÃO DE RISCO

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

Estrutura do gerenciamento de risco

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

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

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

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 29. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 29.

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

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

Risco quanto à escassez de energia hídrica: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001.

Em 2019 foram observadas chuvas abaixo do normal, principalmente no segundo semestre, levando a uma redução dos níveis de armazenamento nos reservatórios.

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 utiliza-se de sistema de *software* (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar 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.

29 INSTRUMENTOS FINANCEIROS

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

	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	31/12/2019	
					Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	692.337	692.337
Investimentos temporários	6	(a)	(2)	Nível 1	300.315	300.315
Instrumentos financeiros derivativos	29	(a)	(2)	Nível 2	145.341	145.341
Total					1.137.993	1.137.993
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	(1)	Nível 2 (***)	669.583	669.583
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	(2)	Nível 2	1.768.629	1.768.629
Debêntures - principal e encargos	14	(b)	(1)	Nível 2 (***)	2.143.984	2.160.831
Instrumentos financeiros derivativos	29	(a)	(2)	Nível 2	26.097	26.097
Total					4.608.293	4.625.140

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um efeito no resultado de perda de R\$ 20.253 em 2019 (um ganho de R\$ 6.063 em 2018).

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

Legenda

Categoria	Mensuração
(a) - Valor justo contra o resultado	(1) - Mensurado ao custo amortizado
(b) - Outros passivos financeiros	(2) - 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) taxas regulamentares; (iii) consumidores e concessionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE e (vii) passivo financeiro setorial.

Adicionalmente, não houve em 2019 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, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia possui *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

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 2019 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	Nacional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	145.334	(26.097)	119.238	106.517	12.721	US\$ + (Libor 3 meses + 0,8% a 1,55%) ou (1,96% a 3,56%)	103,2% a 116% do CDI ou CDI + 0,12%	mar/19 a ago/23	1.468.725
Empréstimos bancários - Lei 4.131	7	-	7	241	(234)	Euro + 0,79%	103,5% do CDI	fev/22	188.500
Total	145.341	(26.097)	119.244	106.758	12.487				
Circulante	71.034	(26.097)							
Não circulante	74.307	-							

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

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

A Companhia optou por marcar a mercado a dívida para a 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 2019 e 2018 os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado financeiro nas rubricas de atualizações monetárias e cambiais:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda)	
	2019	2018
Variação de taxas de juros	-	(4.784)
Marcação a mercado	-	(1.459)
Variação cambial	4.108	200.576
Marcação a mercado	22.769	6.862
	26.877	201.195

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 - 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 consequente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores

atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, TJLP, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

d.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2019 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa) no resultado		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(1.581.874)		(33.163)	370.597	774.356
Instrumentos financeiros derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.604.309		33.633	(375.853)	(785.338)
	22.435	baixa dolar	470	(5.256)	(10.982)
Instrumentos financeiros passivos	(186.755)		(7.754)	40.873	89.501
Instrumentos financeiros derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	190.098		7.893	(41.605)	(91.103)
	3.343	baixa euro	139	(732)	(1.602)
Total	25.778		609	(5.988)	(12.584)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2019 foi de R\$ 4,03 para o dólar e R\$ 4,53 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 4,12 e R\$ 4,72 e a depreciação cambial de 2,10% e 4,15%, do dólar e do euro respectivamente de 31 de dezembro de 2019.

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

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

d.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2019 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Receita (despesa) no resultado		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	854.209				38.781	48.476	58.172
Instrumentos financeiros passivos	(1.385.843)				(62.917)	(78.647)	(94.376)
Instrumentos financeiros derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(1.675.162)				(76.052)	(95.065)	(114.079)
	(2.206.796)	alta CDI	5,97%	4,54%	(100.188)	(125.236)	(150.283)
Instrumentos financeiros passivos	(29.002)				(1.476)	(1.845)	(2.214)
	(29.002)	alta TJLP	6,30%	5,09%	(1.476)	(1.845)	(2.214)
Instrumentos financeiros passivos	(1.289.412)				(58.926)	(73.658)	(88.389)
	(1.289.412)	alta IPCA	4,20%	4,57%	(58.926)	(73.658)	(88.389)
Ativos e passivos financeiros setoriais	655.719				29.901	22.426	14.950
Instrumentos financeiros passivos	(19.521)				(890)	(668)	(445)
	636.198	baixa SELIC	5,97%	4,56%	29.011	21.758	14.505
Total	(2.889.012)				(131.579)	(178.981)	(226.381)

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

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

Adicionalmente, as dívidas com exposição a indexadores pré-fixados gerariam uma despesa de R\$ 149.747.

e) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de

instrumentos financeiros da Companhia. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

Caixa, equivalentes de caixa e investimentos temporários

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

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 2019 e 2018 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 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.

Em 31 de dezembro de 2019, a exposição máxima ao risco de crédito para contas a receber por tipo de contraparte era representada pelo saldo total registrado apresentado 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-, baseado nas principais agências de *rating* de crédito do mercado. A Administração não identificou para os exercícios de 2019 e 2018 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 2019, 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.

31/12/2019	Nota explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13	1.396.185	4.138	-	-	-	-	1.400.323
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	5.820	295.480	866.836	916.652	505.530	196.621	2.786.939
Derivativos	29	-	6.616	39.339	-	-	-	45.955
Debêntures - principal e encargos	14	-	17.531	80.001	473.315	1.045.879	1.042.840	2.659.566
Encargos Setoriais	16	103.027	-	-	-	-	-	103.027
Consumidores e concessionárias	19	22.735	21.263	-	-	-	-	43.998
EPE / FNDCT / PROCEL	16	-	2.056	19.747	-	-	-	21.803
Convênio de arrecadação	19	46.439	-	-	-	-	-	46.439
Total		1.574.206	347.084	1.005.923	1.389.967	1.551.409	1.239.461	7.108.050

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

Nos exercícios de 2019 e 2018, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2019		2018	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	223.928	36.297	1.263.779	508.859
Compra estimada (*)	-	-	109.156	11.590
Total	223.928	36.297	1.372.935	520.450

	2019		2018	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	1.574.208	354.740	751.958	284.539
Venda estimada (*)	446.337	117.136	109.149	13.444
Total	2.020.545	471.876	861.107	297.983

(*) Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1 de novembro de 2019 a 31 de dezembro de 2019 (período de 1 de novembro de 2018 a 31 de dezembro de 2018), os valores foram estimados pela Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

31 REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

31.1. Revisão Tarifária Periódica

Entre 24 de janeiro de 2018 e 05 de março de 2018, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 003/2018 a proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), a vigorar a partir de 8 de abril de 2018, bem como definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), para o período de 2019 a 2023.

Após análise das contribuições recebidas, amparada pelo laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e pelos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, em 03 de abril de 2018, a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória 2.381/2018, o resultado da Quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista, onde foram, em média, reajustadas em 16,90% as tarifas, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

Após a homologação do resultado, a CPFL Paulista vislumbrou a necessidade de interpor pedido de reconsideração à ANEEL, cujo pleito foi parcialmente acatado através do Despacho nº 382, de 12 de fevereiro de 2019. Dentre os resultados do recurso, destaca-se o provimento do pleito referente a Perdas Técnicas, Custos Operacionais e Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, que resultaram em um componente financeiro de R\$ 27.748, a favor da distribuidora, a preço de abril/2018, a ser considerado no próximo reajuste tarifário.

31.2. Composição da Base de Remuneração Regulatória

A Base de Remuneração Regulatória – BRR corresponde ao conjunto dos ativos das concessionárias em operação, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, avaliados periodicamente a cada Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – CRTP, observando-se as seguintes diretrizes:

- 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;
- 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;
- 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);
- Considera-se como data-base do laudo de avaliação da BRR o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária vigente; e

- e) A base de remuneração é atualizada pela variação do IGPM, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração veículos, edificações, hardwares e softwares. Estes ativos são remunerados por meio da Base de Anuidade Regulatória - BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, conforme Nota Técnica nº 063/2018-SGT/ANEEL, de 27 de março de 2018:

Descrição	Valores - R\$ Mil
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	16.819.653
(2) Índice de Aproveitamento Integral	3.901
(3) Obrigações Especiais Bruta	3.028.267
(4) Bens Totalmente Depreciados	4.330.843
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	9.456.641
(6) Depreciação Acumulada	9.966.704
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	6.852.949
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	770
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	6.852.179
(10) Almojarifado em Operação	5.487
(12) Obrigações Especiais Líquida	1.980.470
(13) Terrenos e Servidões	316.111
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	5.193.307
(15) Saldo RGR PLPT	2.691
(17) Taxa de Depreciação	3,72%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	351.787
(19) Remuneração de Obrigações Especiais	44.920
(20) Remuneração do Capital (RC)	681.310

31.3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – ("CAIMI").

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

A remuneração dos ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) é determinada a partir de uma relação do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, conforme Nota Técnica nº 063/2018-SGT/ANEEL, de 27 de março de 2018:

Descrição	Valores - R\$ Mil
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	923.693
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	415.662
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	110.843
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	397.188
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	46.796
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	22.629
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	99.289
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	168.714

31.4. 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, é ajustada 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 conforme Nota Técnica nº 063/2018-SGT/ANEEL

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	0,96%
Componente Q do Fator X	0,17%

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.

3.5. Reajuste Tarifário Anual

No reajuste tarifário anual (RTA), 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 do IGP-M, ajustado pela aplicação do Fator X.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.526, de 02 de abril de 2019, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da distribuidora resultantes do processo de reajuste tarifário de 2019, cujo reajuste médio foi de 12,02%, correspondendo a um efeito médio de 8,66% percebido pelos consumidores.

32 CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

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

32.1. Balanço Patrimonial

	31/12/2019			31/12/2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativo						
Ativo Circulante	4.638.224	(626.781)	4.011.443	4.006.663	(1.042.640)	2.964.022
Caixa e Equivalentes de Caixa	692.337	-	692.337	197.579	-	197.579
Investimentos Temporários	300.315	-	300.315	759	-	759
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	2.038.951	-	2.038.951	1.738.965	-	1.738.965
Serviços em Curso	49.970	-	49.970	51.047	-	51.047
Tributos Compensáveis	61.948	-	61.948	60.043	-	60.043
Almoxarifado Operacional	11.069	-	11.069	8.798	-	8.798
Ativos Financeiros Setoriais	1.279.752	(626.781)	652.971	1.708.508	(1.042.639)	665.868
Despesas Pagas Antecipadamente	24.846	-	24.846	29.135	-	29.135
Instrumentos Financeiros Derivativos	71.034	-	71.034	65.435	-	65.435
Outros Ativos Circulantes	108.003	-	108.003	146.392	-	146.392
Ativos de Operações Descontinuadas	687	(687)	-	687	(687)	-
Bens Destinados à Alienação	687	(687)	-	687	(687)	-
Ativo Não Circulante	9.568.371	(2.662.744)	6.905.628	9.204.181	(2.814.711)	6.389.470
Investimentos Temporários	775	-	775	-	-	-
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	43.458	-	43.458	49.326	-	49.326
Tributos Compensáveis	129.035	-	129.035	120.017	-	120.017
Depósitos Judiciais e Cauções	396.377	-	396.377	474.095	-	474.095
Tributos Diferidos	265.318	150.247	415.565	13.936	236.997	250.933
Ativos Financeiros Setoriais	339.513	(336.764)	2.748	454.192	(332.071)	122.121
Despesas Pagas Antecipadamente	1.565	-	1.565	3.450	-	3.450
Instrumentos Financeiros Derivativos	74.307	-	74.307	80.955	-	80.955
Ativo Financeiro da Concessão	-	3.521.168	3.521.168	-	3.026.780	3.026.780
Outros Ativos Não Circulantes	7.112	573	7.685	7.033	573	7.606
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	203	(203)	-	228	(228)	-
Imobilizado	7.985.510	(7.985.510)	-	7.643.093	(7.643.093)	-
Ativo contratual em curso	-	433.001	433.001	-	430.279	430.279
Intangível	325.200	1.554.744	1.879.943	357.856	1.466.051	1.823.907
Total do Ativo	14.207.282	(3.290.211)	10.917.071	13.211.530	(3.858.038)	9.353.492

	31/12/2019			31/12/2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Passivo						
Passivo Circulante	4.667.308	(626.781)	4.040.527	3.449.360	(1.042.778)	2.406.582
Fornecedores	1.400.323	-	1.400.323	1.026.612	-	1.026.612
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.049.017	-	1.049.017	454.391	-	454.391
Obrigações Sociais e Trabalhistas	71.642	-	71.642	67.504	-	67.504
Benefício Pós-Emprego	191.234	-	191.234	64.647	-	64.647
Tributos	317.228	-	317.228	310.094	-	310.094
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	620.717	-	620.717	202.810	-	202.810
Encargos Setoriais	247.299	-	247.299	187.494	(138)	187.357
Passivos Financeiros Setoriais	626.781	(626.781)	-	1.042.640	(1.042.640)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	26.097	-	26.097	-	-	-
Outros Passivos Circulantes	116.969	-	116.969	93.167	-	93.167
Passivo Não Circulante	7.725.898	(2.371.775)	5.354.123	7.391.251	(2.355.207)	5.036.044
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.533.179	-	3.533.179	3.801.453	-	3.801.453
Benefício Pós-Emprego	1.542.274	-	1.542.274	856.082	-	856.082
Provisão para Litígios	169.982	-	169.982	273.904	-	273.904
Encargos Setoriais	102.278	-	102.278	94.105	-	94.105
Passivos Financeiros Setoriais	336.764	(336.764)	-	332.071	(332.071)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	-	6.231	-	6.231
Outros Passivos Não Circulantes	6.410	-	6.410	4.268	-	4.268
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	2.035.011	(2.035.011)	-	2.023.136	(2.023.136)	-
Total do Passivo	12.393.206	(2.998.556)	9.394.650	10.840.611	(3.397.985)	7.442.626
Patrimônio Líquido						
Capital Social	1.308.373	-	1.308.373	1.273.423	-	1.273.423
Reservas de Capital	144.242	-	144.242	179.192	-	179.192
Outros Resultados Abrangentes	(324.108)	(858.039)	(1.182.147)	392.482	(965.159)	(572.677)
Reservas de Lucros	123.315	552.303	675.618	81.435	552.303	633.738
Prejuízos Acumulados	(14.081)	14.081	-	47.197	(47.197)	-
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	576.335	-	576.335	397.190	-	397.190
Total do Patrimônio Líquido	1.814.077	(291.655)	1.522.421	2.370.919	(460.053)	1.910.866
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	14.207.282	(3.290.211)	10.917.071	13.211.530	(3.858.038)	9.353.492

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 2019 e 2018:

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 Especial (c)	Bens não vinculados	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	IR e CS Diferidos (32.3.4)	
Ativo										
Ativo Circulante										
Serviços em Curso	49.970	-	-	-	-	-	-	-	-	49.970
Ativos Financeiros Setoriais	1.279.752	(626.781)	-	-	-	-	-	-	-	652.971
Outros Ativos Circulantes	108.003	-	-	-	-	-	-	-	-	108.003
Ativos de operações descontinuadas e bens destinados a alienação	687	-	-	(687)	-	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante										
Tributos diferidos	265.318	-	-	-	-	-	-	-	150.247	415.565
Ativos Financeiros Setoriais	339.513	(336.764)	-	-	-	-	-	-	-	2.748
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	3.310.543	-	(644.836)	-	855.462	-	-	3.521.168
Outros Ativos Não Circulantes	7.112	-	-	687	-	(114)	-	-	-	7.685
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	203	-	-	-	-	(203)	-	-	-	-
Imobilizado	7.985.510	-	(3.310.543)	(3.372.549)	644.836	(1.947.253)	-	-	-	-
Ativo contratual em curso	-	-	-	546.355	(113.354)	-	-	-	-	433.001
Intangível	325.200	-	-	2.826.194	(1.195.566)	203	(100.849)	-	24.762	1.879.943
	10.361.266	(963.545)	-	-	(1.308.920)	-	855.462	24.762	150.247	7.071.054
Passivo										
Passivo Circulante										
Passivos Financeiros Setoriais	626.781	(626.781)	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante										
Passivos Financeiros Setoriais	336.764	(336.764)	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	2.035.011	-	-	(1.308.920)	-	(726.091)	-	-	-	-
	4.053.983	(963.545)	-	-	(1.308.920)	-	(726.091)	-	-	1.055.427
Total	6.307.282	-	-	-	-	(1.322.125)	855.462	24.762	150.247	6.015.627

(a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo;

(b) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão (apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios) seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível;

(c) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas líquidas no Ativo Intangível e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.

Reclassificações e ajustes de 2018:

	Reclassificações					Ajustes					Societário	
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigação Especial (c)	Bens não vinculados	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	Encargos setoriais – P&D e PEE (32.3.4)		IR e CS Diferidos (32.3.6)
Ativo												
Ativo Circulante												
Ativos Financeiros Setoriais	1.708.509	(1.042.640)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	665.868
Ativos de operações descontinuadas e bens destinados a alienação	687	-	-	(687)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante												
Tributos diferidos	13.936	-	-	-	-	-	-	-	-	-	236.997	250.933
Ativos Financeiros Setoriais	454.192	(332.071)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122.121
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	2.268.256	-	-	-	758.524	-	-	-	-	3.026.780
Outros Ativos Não Circulantes	7.033	-	-	687	-	-	(114)	-	-	-	-	7.606
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	228	-	-	-	-	(228)	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	7.643.093	-	-	(5.484.557)	-	-	(2.158.536)	-	-	-	-	-
Ativo contratual em curso	-	-	-	520.581	(90.301)	-	-	-	-	-	-	430.279
Intangível	357.856	-	(2.268.256)	4.963.976	(1.154.028)	228	(103.760)	-	27.890	-	-	1.823.907
Total	10.185.533	(1.374.711)	-	-	(1.244.329)	-	(2.262.409)	758.524	27.890	-	236.997	6.327.495
Passivo												
Passivo Circulante												
Encargos Setoriais	187.494	-	-	-	-	-	-	-	(138)	-	-	187.357
Passivos Financeiros Setoriais	1.042.640	(1.042.640)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	332.071	(332.071)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	2.023.136	-	-	-	(1.244.329)	-	(778.807)	-	-	-	-	-
Total	3.585.342	(1.374.711)	-	-	(1.244.329)	-	(778.807)	-	-	(138)	-	187.357
Total	6.600.191	-	-	-	-	-	(1.483.602)	758.524	27.890	138	236.997	6.140.138

(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>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Total do ativo conforme contabilidade societária	10.917.071	9.353.492
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	9.029.602	9.247.582
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(6.981.385)	(6.985.173)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(855.462)	(758.524)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	(24.762)	(27.890)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.4)	(150.247)	(236.997)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	963.545	1.374.711
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	1.308.920	1.244.329
Total do ativo regulatório	<u>14.207.282</u>	<u>13.211.530</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 líquidas no Ativo Intangível e para fins 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 patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	1.522.421	1.910.866
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	7.621.656	7.839.636
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(6.299.531)	(6.356.034)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(855.462)	(758.524)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	(24.762)	(27.890)
Ajustes de Outros Ativos Circulantes	-	(138)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.4)	(150.247)	(236.997)
Patrimônio líquido regulatório	<u>1.814.077</u>	<u>2.370.919</u>

32.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2019			2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Receita / Ingresso	15.940.955	995.242	16.936.198	14.801.956	1.015.724	15.817.680
Fornecimento de Energia Elétrica	7.770.791	-	7.770.791	7.554.504	-	7.554.504
Suprimento de Energia Elétrica	191.381	-	191.381	14.223	-	14.224
Energia Elétrica de Curto Prazo	471.876	-	471.876	297.983	-	297.983
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	7.123.321	(21.344)	7.101.977	5.733.852	(13.931)	5.719.920
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(175.042)	-	(175.042)	641.124	-	641.124
Serviços Cobráveis	14.406	-	14.406	12.903	-	12.903
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	544.223	-	544.223	547.366	-	547.366
Outras Receitas	-	1.016.586	1.016.586	-	1.029.656	1.029.656
Tributos	(4.205.245)	-	(4.205.245)	(3.789.093)	-	(3.789.093)
ICMS	(2.688.890)	-	(2.688.890)	(2.398.068)	-	(2.398.068)
PIS-PASEP	(260.351)	-	(260.351)	(248.060)	-	(248.060)
COFINS	(1.255.538)	-	(1.255.538)	(1.142.581)	-	(1.142.581)
ISS	(466)	-	(466)	(383)	-	(383)
Encargos - Parcela "A"	(2.000.118)	(138)	(2.000.256)	(2.136.155)	138	(2.136.017)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(49.316)	(69)	(49.385)	(45.405)	69	(45.336)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(49.316)	(69)	(49.385)	(45.405)	69	(45.336)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.698.321)	-	(1.698.321)	(1.870.272)	-	(1.870.272)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(11.893)	-	(11.893)	(10.031)	-	(10.031)
Outros Encargos	(191.273)	-	(191.273)	(165.042)	-	(165.042)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	9.735.592	995.105	10.730.696	8.876.708	1.015.862	9.892.570
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(7.132.132)	(4.066)	(7.136.199)	(6.747.194)	(22.363)	(6.769.557)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(5.919.908)	(4.066)	(5.923.975)	(5.639.085)	(22.363)	(5.661.448)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(185.925)	-	(185.925)	(155.895)	-	(155.895)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(1.026.299)	-	(1.026.299)	(952.214)	-	(952.214)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	2.603.459	991.038	3.594.497	2.129.514	993.499	3.123.013
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(1.579.758)	(739.956)	(2.319.714)	(1.430.885)	(663.201)	(2.094.084)
Pessoal e Administradores	(422.413)	23	(422.390)	(407.034)	35	(406.999)
Entidade de previdência privada	(77.954)	(23)	(77.977)	(62.295)	(35)	(62.330)
Material	(77.745)	-	(77.745)	(75.667)	-	(75.667)
Serviços de Terceiros	(399.355)	-	(399.355)	(393.559)	-	(393.559)
Arrendamento e Aluguéis	(2.367)	-	(2.367)	(2.605)	-	(2.605)
Seguros	(1.925)	-	(1.925)	(2.039)	-	(2.039)
Doações, Contribuições e Subvenções	(1.217)	-	(1.217)	(1.326)	-	(1.326)
Provisões	(68.462)	-	(68.462)	(67.177)	-	(67.177)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(82.420)	-	(82.420)	(67.547)	-	(67.547)
(-) Recuperação de Despesas	15.130	-	15.130	15.741	-	15.741
Tributos	(8.690)	-	(8.690)	(7.143)	-	(7.143)
Depreciação e Amortização	(416.770)	140.034	(276.736)	(429.247)	171.173	(258.074)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(115.631)	-	(115.631)	(95.709)	-	(95.709)
Outras Receitas Operacionais	158.504	(158.504)	-	239.500	(239.500)	-
Outras Despesas Operacionais	(78.444)	(721.487)	(799.931)	(74.777)	(594.873)	(669.649)
Resultado da Atividade	1.023.702	251.082	1.274.783	698.629	330.300	1.028.929
Resultado Financeiro	(50.173)	3.240	(46.933)	(91.352)	14.441	(76.911)
Receitas Financeiras	352.728	(47.498)	305.230	627.481	(348.845)	278.636
Despesas Financeiras	(402.901)	50.738	(352.163)	(718.832)	363.286	(355.546)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	973.529	254.322	1.227.851	607.278	344.741	952.019
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(303.777)	(86.470)	(390.247)	(185.290)	(117.212)	(302.502)
Resultado Líquido do Exercício	669.751	167.853	837.604	421.987	227.529	649.516
Atribuível aos Acionistas Controladores	669.751	167.853	837.604	421.987	227.529	649.516

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 2019 e 2018:

Reclassificações e ajustes de 2019:

	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)	Capitalização de despesas (e)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (f)	Variação cambial Itaipu (g)	Variação monetária e marcação a mercado (h)	Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	Encargos setoriais – P&D e PEE (32.3.4)		Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (32.3.5)
Receita/Ingresso															
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	7.123.321	-	(21.344)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.101.977
Outras receitas	-	770.959	-	148.690	-	-	-	-	-	96.938	-	-	-	-	1.016.586
Encargos - Parcela "A"															
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(49.316)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(69)	-	-	(49.385)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(49.316)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(69)	-	-	(49.385)
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"															
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(5.919.908)	-	-	-	-	-	(4.066)	-	-	-	-	-	-	-	(5.923.975)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"															
Pessoal e Administradores	(422.413)	-	-	-	-	23	-	-	-	-	-	-	-	-	(422.390)
Entidade de previdência privada	(77.954)	-	-	-	-	(23)	-	-	-	-	-	-	-	-	(77.977)
Depreciação e Amortização	(416.770)	-	-	-	-	-	-	-	143.163	-	(3.128)	-	-	-	(276.736)
Outras receitas operacionais	158.504	-	-	(148.690)	(9.815)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(78.444)	(770.959)	21.344	-	9.815	-	-	-	18.314	-	-	-	-	-	(799.931)
Resultado Financeiro															
Receitas Financeiras	352.728	-	-	-	-	(40.865)	-	(6.633)	-	-	-	-	-	-	305.230
Despesas Financeiras	(402.901)	-	-	-	-	40.865	4.066	6.633	-	-	-	-	(826)	-	(352.163)
Despesa com Impostos sobre o Lucro															
	(303.777)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(86.470)	(390.247)
Resultado líquido do exercício															
	669.751	-	-	-	-	-	-	-	161.477	96.938	(3.128)	(138)	(826)	(86.470)	837.604

- (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 receita operacionais no grupo de receita e na contabilidade regulatório classificamos no grupo de custos gerenciáveis conforme MCSE;
- (d) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos o ganho e a perda líquida, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos de forma segregada, conforme MCSE;
- (e) Para a contabilidade societária a capitalização das despesas com Pessoal e Administradores e Entidade de previdência privada é classificado em Outras Despesas com Pessoal e na contabilidade regulatória é classificado conforme a abertura das despesas no plano de contas da ANEEL.
- (f) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos ou receita ou despesa financeira conforme o saldo, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos de forma segregada, conforme MCSE;
- (g) 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;
- (h) 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 conforme sua natureza.

Reclassificações e ajustes de 2018:

	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)	Capitalização de despesas (e)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (f)	Variação cambial Itaipu (g)	Variação monetária e marcação a mercado (h)	Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	Encargos setoriais – P&D e PEE (32.3.4)	Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (32.3.5)	
Receita/Ingresso															
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	5.733.853	-	(13.932)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.719.920
Outras receitas	-	655.417	-	228.288	-	-	-	-	-	145.952	-	-	-	-	1.029.656
Encargos - Parcela "A"															
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(45.405)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	-	-	(45.336)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(45.405)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	-	-	(45.336)
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"															
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(5.639.085)	-	-	-	-	-	(22.363)	-	-	-	-	-	-	-	(5.661.448)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"															
Pessoal e Administradores	(407.034)	-	-	-	-	35	-	-	-	-	-	-	-	-	(406.999)
Entidade de previdência privada	(62.295)	-	-	-	-	(35)	-	-	-	-	-	-	-	-	(62.330)
Depreciação e Amortização	(429.247)	-	-	-	-	-	-	-	174.301	-	(3.128)	-	-	-	(258.074)
Outras receitas operacionais	239.500	-	-	(228.288)	(11.213)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(74.777)	(655.417)	13.932	-	11.213	-	-	-	35.400	-	-	-	-	-	(669.649)
Resultado Financeiro															
Receitas Financeiras	627.481	-	-	-	-	(78.619)	-	(270.226)	-	-	-	-	-	-	278.636
Despesas Financeiras	(718.832)	-	-	-	-	78.619	22.363	270.226	-	-	-	-	(7.922)	-	(355.546)
Despesa com Impostos sobre o Lucro															
	(185.290)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(117.212)	(302.502)
Resultado líquido do exercício															
	421.987	-	-	-	-	-	-	-	209.701	145.952	(3.128)	138	(7.922)	(117.212)	649.516

- Para a contabilidade societária a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a companhia adota o CPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- Para a contabilidade societária a Companhia classifica as outras receita operacionais no grupo de receita e na contabilidade regulatório classificamos no grupo de custos gerenciáveis conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos o ganho e a perda líquida, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos de forma segregada, conforme MCSE;
- Para a contabilidade societária a capitalização das despesas com Pessoal e Administradores e Entidade de previdência privada é classificado em Outras Despesas com Pessoal e na contabilidade regulatória é classificado conforme a abertura das despesas no plano de contas da ANEEL.
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos ou receita ou despesa financeira conforme o saldo, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos de forma segregada, conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação cambial de Itaipu dentro do custo de energia e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação monetária e marcação a mercado na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro conforme sua natureza.

Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2019	2018
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade societária	837.604	649.516
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(18.314)	(35.400)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(143.163)	(174.301)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(96.938)	(145.952)
Ajustes do ativo intangível da concessão (32.3.3)	3.128	3.128
Ajustes P&D e PEE (32.3.4)	138	(138)
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (32.3.5)	826	7.922
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.6)	86.470	117.212
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade regulatória	669.751	421.987

32.3. Composição dos ajustes

32.3.1. Reavaliação compulsória e Reavaliação compulsória - Depreciação

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010 as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível, bens destinados a alienação e obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nºs 10, 12 e 20 deste relatório, estão assim apresentados:

Saldo em 31 de dezembro de 2019 e 2018:

	2019			2018		
	Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	8.666.319	(6.719.065)	1.947.253	8.884.299	(6.725.763)	2.158.536
Ativo intangível	363.170	(262.320)	100.849	363.170	(259.410)	103.760
Bens destinados a alienação	114	-	114	114	-	114
Obrigações especiais	(1.407.946)	681.855	(726.091)	(1.407.946)	629.139	(778.807)
Total	7.621.656	(6.299.531)	1.322.125	7.839.636	(6.356.034)	1.483.602
Efeito IR e CSLL	(2.591.363)	2.141.841	(449.523)	(2.665.476)	2.161.052	(504.425)
Efeito líquido	5.030.293	(4.157.690)	872.603	5.174.160	(4.194.982)	979.177

32.3.2. Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente do estorno do valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão. Esse ajuste refere-se a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição "VNR"), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional, no resultado do exercício societário. O mesmo é aceito na contabilidade societária e não é aceito na contabilidade regulatória.

32.3.3. Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

O efeito é decorrente do estorno do reconhecimento de custos adicionais e juros capitalizados em ordens em curso, reconhecidos na contabilidade societária e que serão amortizados até o prazo final da

concessão. Esse ajuste é aceito na contabilidade societária e não é reconhecido na contabilidade regulatória.

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

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

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

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

32.3.6. Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes são decorrentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes de diferenças entre práticas contábeis societárias e as regulatórias.

33 COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2019	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Arrendamentos e aluguéis	Até 5 anos	1.547	1.681	1.205	-	4.433
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 8 anos	4.728.271	9.727.784	10.036.762	14.209.883	38.702.700
Compra de energia de Itaipu	Até 8 anos	1.296.247	2.506.585	2.751.096	4.846.713	11.400.641
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 8 anos	1.153.214	3.085.561	4.003.659	5.840.872	14.083.306
Projetos de construção de usina	Até 1 ano	562	-	-	-	562
Total		7.179.841	15.321.611	16.792.722	24.897.468	64.191.642

34 TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2019, um valor de R\$ 9.952 (R\$ 6.459 em 2018) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado.

35 EVENTO SUBSEQUENTE

Em 31 de janeiro de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) anunciou que o coronavírus (COVID-19) é uma emergência de saúde global. 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 contábeis regulatórias.

A Companhia analisou os impactos do COVID-19 em seus negócios, em observância às normas contábeis aplicáveis, e para o exercício de 2019, concluiu que se refere a um evento subsequente que não origina ajustes.

Considerando a situação atual da disseminação do surto e imprevisibilidade da evolução do mesmo, não é atualmente praticável fazer uma estimativa do efeito financeiro nas receitas e fluxos de caixa operacionais estimados.

Adicionalmente, a Companhia está exposta à variação cambial do dólar norte-americano e euro, em função de suas captações de recursos nessas moedas, bem como em determinados contratos de compra e venda de energia elétrica. As captações em moeda estrangeira estão cobertas por operações financeiras de swap

e a variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu efetuadas estão protegidas pelo mecanismo de compensação – CVA. A Companhia ainda está exposta as flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentam as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures, o que também causaria uma redução no investimento da Companhia. Devido à volatilidade recorrente do câmbio e incertezas em relação as taxas de juros e inflação, os possíveis impactos do surto na exposição à variação cambial, e reflexos no investimento da Companhia, não puderam ser estimados.

A Administração da Companhia avalia de forma constante o impacto do surto nas operações e na posição patrimonial e financeira, com o objetivo de implementar medidas apropriadas para mitigar estes impactos nas operações e nas demonstrações contábeis regulatórias.

Empréstimos e Financiamentos

De 1º de janeiro de 2020 até a data de aprovação destas demonstrações contábeis regulatórias, a Companhia capturou recursos através de empréstimos e financiamentos, com as seguintes condições e detalhes:

Modalidade	Liberado até fevereiro 2020	Pagamento de juros	Amortização de Principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos	Cláusula restritiva - covenant financeiro
Moeda Estrangeira								
Dólar								
Lei 4.131	174.960	Trimestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + 2,39%	USD + 2,39%	CDI + 0,85%	(*)
Lei 4.131	196.567	Trimestral	Parcela única em fevereiro de 2025	Capital de Giro	USD + 2,40%	USD + 2,40%	CDI + 0,89%	(*)
Lei 4.131	274.046	Trimestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + Libor 3M + 0,99%	USD + Libor 3M + 0,99%	CDI + 0,80%	(*)
Euro								
	534.880	Trimestral	Parcela única em fevereiro de 2023	Capital de Giro	EURO + 0,431%	EURO + 0,431%	CDI + 0,58%	(*)

(*) Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas na controladora CPFL Energia. Dívida líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75 e EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

YUEHUI PAN
Vice Presidente

LUIZ HENRIQUE DE SOUZA
Conselheiro

DIRETORIA

ROBERTO SARTORI
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

RAFAEL LAZZARETTI
Diretor Comercial

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor de Distribuição

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Diretor de Assuntos Regulatórios

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SÉRGIO LUIS FELICE
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/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 Paulista de Força e Luz

Campinas - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Paulista de Força e Luz (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 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 Paulista de Força e Luz 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 Paulista de Força e Luz em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

Base para opinião

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

Ênfase - Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a nota explicativa 2.1 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia Paulista de Força e Luz a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

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

Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

Veja as notas explicativas 3 e 22 às demonstrações contábeis regulatórias

Principais assuntos 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 ao período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada leva em consideração dados históricos, parametrização de sistemas, além de julgamentos por parte da Companhia acerca da estimativa de consumo por parte dos consumidores. Devido à relevância dos valores e do julgamento envolvido que podem 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>Analisamos as principais premissas utilizadas pela Companhia no desenvolvimento de tal estimativa, tais como índice de perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no cálculo e efetuamos teste de valorização por meio do confronto dos valores reconhecidos pela Companhia com expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias estão de acordo com as normas aplicáveis.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019.</p>

Outros assuntos

A Companhia Paulista de Força e Luz preparou um conjunto de demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 5 de março de 2020.

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 financeiras 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 financeiras 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 financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

contábeis regulatórias de acordo com o MCSE e pelos controles internos que a Administração determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a administração pretenda liquidar a Sociedade ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

Responsabilidade dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- 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 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, 20 de abril de 2020

KPMG Auditores Independentes CRC
2SP-027612/F



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