

# Demonstrações Contábeis Societárias

## COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2019 e 2018 (Em milhares de Reais)

<b>ATIVO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2019</b>	<b>31/12/2018</b>
<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5	56.974	72.892
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	172.864	164.784
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	8.964	1.236
Outros tributos a compensar	7	12.632	8.422
Derivativos	30	-	9.452
Ativo financeiro setorial	8	54.405	66.525
Estoques		2.767	2.362
Outros ativos	11	31.634	24.403
<b>Total do circulante</b>		<b>340.239</b>	<b>350.075</b>
<b>Não circulante</b>			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	10.927	13.577
Depósitos judiciais	19	22.052	24.201
Outros tributos a compensar	7	183.012	12.248
Ativo financeiro setorial	8	-	7.365
Derivativos	30	4.558	485
Ativo financeiro da concessão	10	42.241	35.475
Outros ativos	11	233	272
Ativo contratual	13	81.847	52.373
Intangível	12	778.837	707.275
<b>Total do não circulante</b>		<b>1.123.706</b>	<b>853.270</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>1.463.945</b>	<b>1.203.345</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2019 e 2018**  
(Em milhares de Reais)

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2019</b>	<b>31/12/2018</b>
<b>Circulante</b>			
Fornecedores	14	130.569	83.228
Empréstimos e financiamentos	15	59.933	123.837
Debêntures	16	804	6.139
Taxas regulamentares	17	10.239	6.061
Imposto de renda e contribuição social a recolher	18	-	448
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	18	33.084	28.846
Dividendo e juros sobre capital próprio	21	43.201	19.160
Obrigações estimadas com pessoal		4.314	4.032
Derivativos	30	622	-
Outras contas a pagar	20	32.634	29.928
<b>Total do circulante</b>		<b>315.400</b>	<b>301.678</b>
<b>Não circulante</b>			
Empréstimos e financiamentos	15	322.239	259.766
Debêntures	16	189.738	189.817
Débitos fiscais diferidos	9	2.326	5.293
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	19	19.235	31.308
Derivativos	30	6.037	9.032
Passivo financeiro setorial	8	2.924	-
Outras contas a pagar	20	140.419	14.411
<b>Total do não circulante</b>		<b>682.919</b>	<b>509.627</b>
<b>Patrimônio líquido</b>			
Capital social	21	170.413	170.413
Reserva de capital		513	529
Reserva legal		33.828	28.767
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		258.944	190.432
Resultado abrangente acumulado		1.927	1.898
<b>Total do Patrimônio líquido</b>		<b>465.625</b>	<b>392.040</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>1.463.945</b>	<b>1.203.345</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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

	<u>Nota explicativa</u>	<u>2019</u>	<u>2018 <sup>(1)</sup></u>
<b>Receita operacional líquida</b>	23	1.220.707	1.105.165
<b>Custo do serviço</b>			
<b>Custo com energia elétrica</b>	24	(697.109)	(674.305)
<b>Custo com operação</b>		<u>(113.178)</u>	<u>(108.006)</u>
Amortização		(46.144)	(41.427)
Outros custos com operação	25	(67.034)	(66.579)
<b>Custo do serviço prestado a terceiros</b>	25	(161.321)	(114.866)
<b>Lucro operacional bruto</b>		249.099	207.988
<b>Despesas operacionais</b>			
<b>Despesas com vendas</b>		<u>(27.703)</u>	<u>(24.553)</u>
Amortização		(121)	(121)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(4.692)	(2.034)
Outras despesas com vendas	25	(22.890)	(22.398)
<b>Despesas gerais e administrativas</b>		<u>(50.802)</u>	<u>(49.404)</u>
Amortização		(4.551)	(3.889)
Outras despesas gerais e administrativas	25	(46.251)	(45.515)
<b>Outras despesas operacionais</b>	25	(13.420)	(5.126)
<b>Resultado do serviço</b>		157.174	128.904
<b>Resultado financeiro</b>	26		
Receitas financeiras		32.330	26.601
Despesas financeiras		<u>(42.887)</u>	<u>(40.616)</u>
		<b>(10.556)</b>	<b>(14.015)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>		146.618	114.889
Contribuição social	9	(12.046)	(9.243)
Imposto de renda	9	<u>(33.343)</u>	<u>(24.455)</u>
		<b>(45.390)</b>	<b>(33.698)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<u><b>101.228</b></u>	<u><b>81.191</b></u>
Lucro líquido básico e diluído por lote mil ações ordinárias - R\$	22	281,93	226,12

<sup>(1)</sup> Veja nota explicativa 2.6.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA

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

(Em milhares de Reais)

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
<b>Lucro líquido do exercício</b>	101.228	81.191
<b>Outros resultados abrangentes</b>		
<b>Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:</b>		
- Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	28	1.376
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<u><u>101.256</u></u>	<u><u>82.567</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018**  
( Em milhares de Reais )

	Reserva de Lucros							Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros para investimentos	Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	Reserva estatutária - reforço de capital de giro	Dividendo			
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>170.396</b>	<b>563</b>	<b>24.707</b>	<b>18.041</b>	<b>48.305</b>	<b>71.558</b>	<b>6.893</b>	-	-	<b>340.463</b>
<b>Resultado abrangente total</b>										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	81.191	<b>81.191</b>
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	1.898	(522)	<b>1.376</b>
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.556)	<b>(1.556)</b>
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>										
Aumento de Capital	17	(17)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	4.060	-	-	-	-	-	(4.060)	-
Realização da correção monetária especial - lei nº 8.200/91	-	(16)	-	-	-	-	-	-	16	-
Reversão da reserva estatutária no exercício - AGE de 27/04/2018	-	-	-	-	(48.305)	-	-	-	(70.569)	<b>(118.874)</b>
Realização da reserva de retenção de lucros para investimentos	-	-	-	(18.041)	-	-	-	-	18.041	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	118.874	-	-	-	<b>118.874</b>
<b>Transações de capital com os acionistas</b>										
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	(22.541)	<b>(22.541)</b>
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	(6.893)	-	-	<b>(6.893)</b>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>170.413</b>	<b>529</b>	<b>28.767</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>190.432</b>	<b>-</b>	<b>1.898</b>	<b>-</b>	<b>392.040</b>
<b>Resultado abrangente total</b>										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	101.228	<b>101.228</b>
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	28	-	<b>28</b>
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>										
Constituição da reserva legal	-	-	5.061	-	-	-	-	-	(5.061)	-
Realização da correção monetária especial - lei nº 8.200/91	-	(16)	-	-	-	-	-	-	16	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	68.511	-	-	(68.511)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>										
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.473)	<b>(3.473)</b>
Juros sobre o capital próprio - AGE de 31/12/2019	-	-	-	-	-	-	-	-	(24.198)	<b>(24.198)</b>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>170.413</b>	<b>513</b>	<b>33.828</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>258.944</b>	<b>-</b>	<b>1.926</b>	<b>-</b>	<b>465.625</b>

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018**  
(Em milhares de Reais)

	31/12/2019	31/12/2018
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>146.618</b>	<b>114.889</b>
<b>Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais</b>		
Amortização	50.816	45.437
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	6.440	5.893
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	4.692	2.034
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	28.245	31.836
Perda (ganho) na baixa de não circulante	13.119	5.129
	<b>249.930</b>	<b>205.217</b>
<b>Redução (aumento) nos ativos operacionais</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(10.105)	(8.680)
Tributos a compensar	(173.925)	(548)
Depósitos judiciais	2.948	4.258
Ativo financeiro setorial	30.753	(63.412)
Contas a receber - CDE	(6.422)	8.376
Outros ativos operacionais	(5.407)	(9.794)
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais</b>		
Fornecedores	47.341	(30.491)
Outros tributos e contribuições sociais	542	(2.268)
Taxas regulamentares	4.178	(19.490)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(19.675)	(8.815)
Passivo financeiro setorial	(2.876)	(18.543)
Contas a pagar - CDE	(3.236)	(847)
Outros passivos operacionais	130.155	9.383
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações</b>	<b>244.201</b>	<b>64.346</b>
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(30.232)	(55.192)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(56.601)	(30.309)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>	<b>157.368</b>	<b>(21.155)</b>
<b>Atividades de investimento</b>		
Adições de ativo contratual	(163.146)	(104.005)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento</b>	<b>(163.146)</b>	<b>(104.005)</b>
<b>Atividades de financiamento</b>		
Captação de empréstimos e debêntures	300.389	413.389
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(311.263)	(136.339)
Liquidação de operações com derivativos	733	(3.921)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	-	(45.770)
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	-	(47.280)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>	<b>(10.141)</b>	<b>180.079</b>
<b>Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(15.919)</b>	<b>54.919</b>
<b>Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>72.892</b>	<b>17.974</b>
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>56.974</b>	<b>72.892</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**

**Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018**

(Em milhares de Reais)

	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>1 - Receita</b>	<b>1.751.510</b>	<b>1.678.739</b>
1.1 Receita de venda de energia e serviços	1.595.099	1.566.104
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	161.103	114.669
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(4.692)	(2.034)
<b>2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>(1.028.595)</b>	<b>(946.336)</b>
2.1 Custo com energia elétrica	(772.585)	(746.822)
2.2 Material	(118.681)	(82.580)
2.3 Serviços de terceiros	(96.523)	(89.611)
2.4 Outros	(40.805)	(27.322)
<b>3 - Valor adicionado bruto (1+2)</b>	<b>722.915</b>	<b>732.403</b>
<b>4 - Retenções</b>	<b>(50.923)</b>	<b>(45.532)</b>
4.1 Amortização	(50.923)	(45.532)
<b>5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)</b>	<b>671.992</b>	<b>686.871</b>
<b>6 - Valor adicionado recebido em transferência</b>	<b>34.135</b>	<b>28.154</b>
6.1 Receitas financeiras	34.135	28.154
<b>7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)</b>	<b>706.127</b>	<b>715.025</b>
<b>8 - Distribuição do valor adicionado</b>		
<b>8.1 Pessoal e encargos</b>	<b>53.850</b>	<b>53.613</b>
8.1.1 Remuneração direta	33.763	31.982
8.1.2 Benefícios	17.912	19.506
8.1.3 F.G.T.S	2.176	2.125
<b>8.2 Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>506.506</b>	<b>538.260</b>
8.2.1 Federais	253.195	305.544
8.2.2 Estaduais	253.095	232.538
8.2.3 Municipais	216	178
<b>8.3 Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>44.543</b>	<b>41.962</b>
8.3.1 Juros	43.759	41.239
8.3.2 Aluguéis	784	723
<b>8.4 Remuneração de capital próprio</b>	<b>101.228</b>	<b>81.191</b>
8.4.1 Juros sobre capital próprio (incluindo adicional proposto)	24.198	22.541
8.4.2 Dividendos (incluindo adicional proposto)	3.473	-
8.4.3 Lucros retidos	73.557	58.650
	<b>706.127</b>	<b>715.025</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

# Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da Companhia, com o relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019. As demonstrações financeiras na íntegra estão disponíveis na sede da Companhia. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2018, exceto quando especificado de outra forma.

## 1. Considerações iniciais

Em 2019, a CPFL Santa Cruz cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 466 mil clientes, em 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 3 em Minas Gerais e 3 no Paraná.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram um aumento de 3,3% em relação ao exercício de 2018. Destaca-se a classe residencial, que registrou um crescimento de 4,5% 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, o que também fez com que a CPFL Santa Cruz, em 2019, fosse eleita pelo Prêmio Abradee, na categoria de Melhor Responsabilidade Socioambiental de distribuidoras com até 500 mil consumidores.

## 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 2020<sup>1</sup>. 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.

---

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

## Tarifas de energia elétrica

### Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2019:

Em 20 de março de 2019, por meio da Resolução Homologatória nº 2.522, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Santa Cruz em 13,70%, sendo 2,02% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 11,68% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 13,31% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 1,12% e da Parcela B de 0,90%. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2019.

## 3. Desempenho operacional

**Clientes:** a CPFL Santa Cruz encerrou o ano de 2019 com 466 mil clientes, com aumento de 9 mil consumidores, representando um crescimento de 1,9%.

### Vendas de energia

Em 2019, as vendas para o mercado cativo totalizaram 2.333 GWh, um aumento de 3,3% (75 GWh) em relação a 2018.

Destacam-se as classes residencial e comercial, que juntas representam 50,6% do total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora:

- **Classes Residencial e Comercial:** aumentos de 4,5% e 4,4%, respectivamente, refletindo efeitos de temperaturas mais altas em 2019 em relação à 2018;
- **Classe Industrial:** redução de 5,3%, 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 Santa Cruz obteve, em 2019, os Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 81,3%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE. O índice foi superior à média nacional de 70,3%

**Fornecimento de energia:** A CPFL Santa Cruz desenvolve iniciativas para aprimorar a gestão operacional e a logística de serviços de rede. Também realiza um programa intenso de inspeções e manutenções preventivas dos ativos elétricos. Em 2019, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 5,56 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 4,25 vezes, entre os menores do setor.

## 4. Desempenho econômico-financeiro

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

**Receita operacional:** a receita operacional bruta foi de R\$ 1.756 milhões em 2019, representando um aumento de 4,5% (R\$ 75 milhões), decorrente dos aumentos: (i) de 8,9% (R\$ 108 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (ii) de 40,5% (R\$ 46 milhões) na receita com construção de infraestrutura; (iii) de 12,7% (R\$ 25 milhões) em outras receitas; e (iv) de 27,5% (R\$ 17 milhões) no suprimento de energia elétrica. Esses aumentos foram parcialmente compensados pela variação de R\$ 121 milhões nos ativos e passivos financeiros setoriais.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 535 milhões em 2019, representando uma redução de 7,0% (R\$ 40 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 1.221 milhões em 2019, representando um aumento de 10,5% (R\$ 116 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.

**Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ mil)**

	2019	2018
<b>Lucro Líquido</b>	<b>101.228</b>	<b>81.191</b>
Amortização	50.816	45.437
Resultado Financeiro	10.556	14.015
Contribuição Social	12.046	9.243
Imposto de Renda	33.343	24.455
<b>EBITDA</b>	<b>207.989</b>	<b>174.341</b>

Em 2019, a Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 208 milhões, representando um aumento de 19,3% (R\$ 34 milhões), devido ao aumento de 10,5% (R\$ 116 milhões) na receita líquida. Estas variações foram parcialmente compensadas pelos seguintes fatores: (i) aumento de 3,4% (R\$ 23 milhões) no custo com energia elétrica; (ii) aumento de 8,9% (R\$ 13 milhões) no PMSO (despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros Custos/Despesas Operacionais); e (iii) aumento de 40,5% (R\$ 46 milhões) nos custos com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor.

O aumento de 8,9% (R\$ 13 milhões) no PMSO deve-se aos seguintes fatores:

- ✓ Redução de 2,2% (R\$ 1 milhão) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 13,6% (R\$ 1 milhão) nas despesas com material;
- ✓ Redução de 6,0% (R\$ 3 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 75,9% (R\$ 16 milhões) em outros custos/despesas operacionais.

**Lucro líquido:** a CPFL Santa Cruz apurou lucro líquido de R\$ 101 milhões em 2019, representando um aumento de 24,7% (R\$ 20 milhões), refletindo o aumento de 19,3% (R\$ 34 milhões) no EBITDA e a redução de 24,7% (R\$ 3 milhões) nas despesas financeiras líquidas. Estas variações foram

parcialmente compensadas pelos aumentos (i) de R\$ 12 milhões no Imposto de Renda e Contribuição Social e (ii) de 11,8% (R\$ 5 milhões) na amortização.

**Endividamento:** no final de 2019, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Santa Cruz atingiu R\$ 575 milhões, representando uma redução de 0,7%.

## 5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 163 milhões na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

## 6. Sustentabilidade e Responsabilidade Corporativa

A CPFL Santa Cruz desenvolve iniciativas que buscam gerar valor para todos os seus públicos de relacionamento e mitigar os impactos de suas operações por meio da gestão dos riscos econômicos, ambientais e sociais associados aos seus negócios. Abaixo estão relacionados os destaques do exercício:

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

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

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

**Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE):** O Programa de Integridade assegura os mecanismos adequados para promover a cultura ética, alinhada aos princípios do grupo CPFL Energia. O programa possui 4 pilares compostos por procedimentos que evidenciam, inclusive, o 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 Santa Cruz para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia.

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias, a KPMG prestou serviços de assecuração de *covenants* e informações para o BNDES, revisão tributária - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF) e serviços de *compliance* tributário.

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

A KPMG declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afetam a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

## 8. Agradecimentos

A Administração da CPFL Santa Cruz agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na companhia no ano de 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](http://www.cpfl.com.br/ri).**

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**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 Jaguari de Energia (com nome fantasia “CPFL Santa Cruz” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede social da Companhia está localizada à Rua Vigato, nº 1620, 1º andar, sala 03, na cidade de Jaguariúna, estado de São Paulo, CEP 13820-000.

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

A área de concessão da Companhia contempla 45 municípios, sendo 39 no interior do Estado de São Paulo, 3 no norte do Estado do Paraná e 3 no sul do Estado de Minas Gerais, atendendo a aproximadamente 466 mil consumidores, entre os principais municípios estão Itapetininga, Jaguariúna, Mococa, Ourinhos e São José do Rio Pardo.

As distribuidoras de energia elétrica Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa, a partir de 01 de janeiro de 2018 foram agrupadas na Companhia Jaguari de Energia.

**( 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.cpfl.com.br”) a partir da data estabelecida pelo Órgão Regulador.

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 4 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 30 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 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 8 – Ativo e passivo financeiro setorial (critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens);
- Nota 10 – Ativo financeiro da concessão (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos) (nota 30);
- Nota 11 – Outros ativos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada);
- Nota 12 – Intangível (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 13 – Ativo contratual (principais premissas em relação aos valores recuperáveis); e
- Nota 19 – 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:

	2018		
	Originalmente publicado	Abertura de linhas	Nova apresentação
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.105.165</b>	-	<b>1.105.165</b>
<b>Custo do serviço</b>			
<b>Custo com energia elétrica</b>	<b>(674.305)</b>	-	<b>(674.305)</b>
<b>Custo com operação</b>	<b>(108.006)</b>	-	<b>(108.006)</b>
Amortização	-	(41.427)	(41.427)
Outros custos com operação	-	(66.579)	(66.579)
<b>Custo com serviço prestado a terceiros</b>	<b>(114.866)</b>	-	<b>(114.866)</b>
<b>Lucro operacional bruto</b>	<b>207.988</b>	-	<b>207.988</b>
<b>Despesas operacionais</b>			
<b>Despesas com vendas</b>	<b>(24.553)</b>	-	<b>(24.553)</b>
Amortização	-	(121)	(121)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(2.034)	-	(2.034)
Outras despesas com vendas	(22.519)	121	(22.398)
<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>(49.404)</b>	-	<b>(49.404)</b>
Amortização	-	(3.889)	(3.889)
Outras despesas gerais e administrativas	-	(45.515)	(45.515)
<b>Outras despesas operacionais</b>	<b>(5.126)</b>	-	<b>(5.126)</b>
<b>Resultado do serviço</b>	<b>128.904</b>	-	<b>128.904</b>
<b>Resultado financeiro</b>			
Receitas financeiras	26.601	-	26.601
Despesas financeiras	(40.616)	-	(40.616)
	<b>(14.015)</b>	-	<b>(14.015)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>114.889</b>	-	<b>114.889</b>
Contribuição social	(9.243)	-	(9.243)
Imposto de renda	(24.455)	-	(24.455)
	<b>(33.698)</b>	-	<b>(33.698)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>81.191</b>	-	<b>81.191</b>

### ( 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 23).

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

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

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

### **3.3 Instrumentos financeiros**

#### **- Ativos financeiros**

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

Mensuração subsequente e ganhos e perdas:

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado (VJR)	Esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros é reconhecido no resultado.
Ativos financeiros a custo amortizado	Estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por <i>impairment</i> . As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é reconhecido no resultado.
Instrumentos de dívida ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA)	Esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Os resultados líquidos são reconhecidos em outros resultados abrangentes, com exceção dos rendimentos de juros calculados utilizando o método de juros efetivos, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> que devem ser reconhecidos no resultado. No momento do desreconhecimento, o efeito acumulado em outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado. A Companhia não detém ativos financeiros desta classificação.
Instrumentos patrimoniais ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes	Esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Todas as variações são reconhecidas em outros resultados abrangentes e nunca serão reclassificadas para o resultado. A Companhia não detém ativos financeiros desta classificação.

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

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

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

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

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de

caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e

- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são apenas pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

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

Todos os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como ao VJR. Isso inclui todos os ativos financeiros derivativos (nota 30). 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 30.

#### **- 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 3 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa (“REN”) nº 691 de 8 de dezembro de 2015, dispensa as concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica de prévia anuência para desvinculação de bens considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação depositado em conta bancária vinculada para aplicação dos recursos na aquisição de novos bens vinculados aos serviços de energia elétrica.

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

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

#### **- Ativos financeiros**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **- Ativos não financeiros**

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida, 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, reconhecidos por competência em conformidade com o CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados. O plano é caracterizado como Plano de Contribuição Definida, cuja 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.

### **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 reflete a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

A Companhia registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social, aprovadas anualmente pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia.

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 23.3) 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 considerados 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 18).

### **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)

Diversas 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 30) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

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

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

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

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Saldos bancários	12.406	27.161
Aplicações financeiras	44.567	45.731
Títulos de crédito privado	44.567	45.731
<b>Total</b>	<b><u>56.974</u></b>	<b><u>72.892</u></b>

**Títulos de crédito privado:** corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDB's no montante de R\$ 37.566 (R\$ 1.730 em 31 de dezembro de 2018); e (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 7.001 (R\$ 44.001 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 97,75% do CDI.

#### **( 6 ) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS**

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2019	31/12/2018
<b>Circulante</b>					
<b>Classes de consumidores</b>					
Residencial	29.998	26.821	2.215	59.034	52.360
Industrial	15.164	4.018	4.410	23.591	20.927
Comercial	13.059	4.445	535	18.039	16.087
Rural	6.433	2.361	311	9.105	8.478
Poder público	3.737	1.876	358	5.971	5.553
Iluminação pública	4.222	1.358	891	6.471	6.839
Serviço público	4.542	1.261	378	6.182	6.121
<b>Faturado</b>	<b>77.155</b>	<b>42.140</b>	<b>9.098</b>	<b>128.393</b>	<b>116.365</b>
Não faturado	40.646	-	-	40.646	44.207
Parcelamento de débito de consumidores	8.093	1.147	1.212	10.451	9.541
Operações realizadas na CCEE	2.181	-	-	2.181	2.058
Concessionárias e permissionárias	1.810	-	-	1.810	1.532
	<b>129.885</b>	<b>43.287</b>	<b>10.310</b>	<b>183.481</b>	<b>173.703</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(10.616)	(8.918)
<b>Total</b>				<b>172.864</b>	<b>164.784</b>
<b>Não circulante</b>					
Parcelamento de débito de consumidores	4.187	-	-	4.187	7.216
Energia livre	6.739	-	-	6.739	6.360
<b>Total</b>	<b>10.926</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10.927</b>	<b>13.577</b>

**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 descrito na nota explicativa 30 – 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 11)	Total
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>(7.594)</b>	<b>(685)</b>	<b>(8.279)</b>
Provisão revertida (constituída) liquida	(4.369)	55	(4.314)
Recuperação de receita	2.280	-	2.280
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	(2.339)	(19)	(2.358)
Baixa de contas a receber provisionadas	3.106	-	3.106
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>(8.918)</b>	<b>(649)</b>	<b>(9.566)</b>
Provisão revertida (constituída) liquida	(9.784)	(17)	(9.801)
Recuperação de receita	5.109	-	5.109
Baixa de contas a receber provisionadas	2.977	-	2.977
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>(10.616)</b>	<b>(666)</b>	<b>(11.282)</b>

## (7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<b><u>Circulante</u></b>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	2.925	-
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	5.852	-
Imposto de renda e contribuição social a compensar	186	1.236
<b>Imposto de renda e contribuição social a compensar</b>	<b>8.964</b>	<b>1.236</b>
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	2.212	441
ICMS a compensar	9.916	7.585
Programa de integração social - PIS	88	69
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	407	319
Outros	8	8
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>12.632</b>	<b>8.422</b>
<b>Total circulante</b>	<b>21.596</b>	<b>9.658</b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
ICMS a compensar	15.234	12.248
Programa de integração social - PIS	29.928	-
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	137.849	-
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>183.012</b>	<b>12.248</b>
<b>Total não circulante</b>	<b>183.012</b>	<b>12.248</b>

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

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

### **Programa de integração social - PIS e Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS:**

Em 2019, a Companhia obteve decisão judicial final favorável em última instância, a qual não está sujeita a novo recurso, do processo relacionado à exclusão dos montantes de ICMS na base fiscal de PIS e COFINS (relacionado aos processos originais de quatro companhias agrupadas - CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa), bem como o direito de ressarcimento de valores anteriormente pagos.

Como resultado, a Companhia registrou um crédito fiscal de R\$ 166.870, utilizando método de cálculo em conformidade com a Orientação da Receita Federal 13/2018. Baseado em opiniões legais, a Companhia entende que o montante recebido como crédito fiscal deverá ser reembolsado aos consumidores assim que a Receita Federal aprovar tais compensações de créditos a pagar aos consumidores afetados. A Companhia permanece analisando, com seus assessores legais, o período relevante aplicável para cálculo da devolução desse crédito fiscal para os consumidores, o qual poderá ser para um período de três, cinco ou dez anos. Em 2019, a Companhia registrou um passivo relacionado à necessidade de devolução desse crédito fiscal, considerando um período máximo de 10 anos.

Portanto, para o período encerrado em 31 de dezembro de 2019, a Companhia registrou um ativo de R\$ 167.777 na rubrica de “tributos a compensar”, em contrapartida a um passivo de R\$ 132.607 em “outras contas a pagar – consumidores e concessionárias” (nota 20) e uma redução de R\$ 34.495 em “deduções da receita operacional – PIS e COFINS” e atualização financeira de R\$ 675.

## ( 8 ) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

	Saldo em 31/12/2018			Receita operacional (nota 23)		Resultado financeiro (nota 26)	Saldo em 31/12/2019		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	97.846	616	98.461	45.412	(72.078)	6.538	60.509	17.825	78.333
CVA (*)									
CDE (**)	11.274	(2.860)	8.414	4.654	(9.160)	1.076	2.189	2.796	4.984
Custos energia elétrica	27.949	5.649	33.597	(10.942)	(19.723)	1.162	709	3.385	4.094
ESS e EER (***)	(33.825)	(11.123)	(44.948)	(20.247)	38.144	(2.113)	(21.886)	(7.278)	(29.164)
Proinfa	-	42	42	879	(787)	39	-	173	173
Rede básica	14.256	(13)	14.243	20.397	(11.919)	1.759	21.547	2.932	24.479
Repasso de Itaipu	72.537	11.742	84.279	59.613	(69.721)	4.554	63.374	15.350	78.724
Transporte de Itaipu	1.981	(27)	1.954	1.742	(1.590)	150	1.822	434	2.256
Neutralidade dos encargos setoriais	9.322	304	9.626	(5.129)	(7.833)	107	(5.369)	2.140	(3.229)
Sobrecontratação	(5.648)	(3.098)	(8.746)	(5.555)	10.512	(195)	(1.877)	(2.107)	(3.984)
Outros componentes financeiros	(20.626)	(3.946)	(24.572)	(6.641)	5.431	(1.070)	(26.289)	(563)	(26.852)
<b>Total</b>	<b>77.220</b>	<b>(3.330)</b>	<b>73.890</b>	<b>38.771</b>	<b>(66.647)</b>	<b>5.468</b>	<b>34.220</b>	<b>17.262</b>	<b>51.481</b>
Ativo circulante			66.525						54.405
Ativo não circulante			7.365						-
Passivo não circulante			-						(2.924)

(\*) 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")

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

**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 6º ciclo de revisão tarifária periódica e no próximo reajuste tarifário; (ii) recálculos de processos tarifários anteriores; e (iii) garantias financeiras nas contratações de energia.

## ( 9 ) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

### 9.1 Composição dos créditos (débitos) fiscais:

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<b>Crédito (Débito) de contribuição social</b>		
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(628)	(1.415)
<b>Subtotal</b>	<b>(628)</b>	<b>(1.415)</b>
<b>Crédito (Débito) de imposto de renda</b>		
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(1.698)	(3.878)
<b>Subtotal</b>	<b>(1.698)</b>	<b>(3.878)</b>
<b>Total</b>	<b>(2.326)</b>	<b>(5.293)</b>

### 9.2 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	<u>31/12/2019</u>		<u>31/12/2018</u>	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	1.593	4.424	2.558	7.104
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	1.015	2.821	861	2.392
Programas de P&D e eficiência energética	1.068	2.968	1.142	3.172
Provisão relacionada a pessoal	234	650	211	587
Derivativos	276	765	(355)	(985)
Perda em aplicações financeiras	804	2.235	804	2.235
Registro da concessão - ajuste do intangível	(4.819)	(13.387)	(5.803)	(16.118)
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(1.106)	(3.072)	(999)	(2.775)
Marcação a Mercado - Derivativos	(74)	(206)	289	803
Marcação a Mercado - Dívidas	149	415	(130)	(360)
Outros	495	1.419	265	786
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado</b>				
Marcação a Mercado - Derivativos	(9)	(26)	(13)	(36)
Marcação a Mercado - Dívidas	(253)	(703)	(246)	(683)
<b>Total</b>	<b>(628)</b>	<b>(1.698)</b>	<b>(1.415)</b>	<b>(3.878)</b>

### 9.3 Expectativa do período de recuperação:

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

<b><u>Expectativa de recuperação</u></b>	
2020	8.582
2021	3.468
2022	2.586
2023	1.241
2024	1.241
2025 a 2027	2.444
2028 a 2030	1.203
<b>Total</b>	<b>20.767</b>

### 9.4 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
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>146.618</b>	<b>146.618</b>	<b>114.889</b>	<b>114.889</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(600)	(600)	-	-
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	8.906	8.906	8.383	8.383
Juros sobre o capital próprio	(24.198)	(24.198)	(22.541)	(22.541)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	1.810	(436)	1.972	(2.914)
<b>Base de cálculo</b>	<b>132.536</b>	<b>130.290</b>	<b>102.702</b>	<b>97.817</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Débito fiscal apurado</b>	<b>(11.928)</b>	<b>(32.573)</b>	<b>(9.243)</b>	<b>(24.455)</b>
Provisão para riscos fiscais	(118)	(771)	-	-
<b>Total</b>	<b>(12.046)</b>	<b>(33.343)</b>	<b>(9.243)</b>	<b>(24.455)</b>
Corrente	(12.836)	(35.536)	(7.952)	(20.687)
Diferido	789	2.193	(1.291)	(3.767)

(\*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

A despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no resultado do exercício é de R\$ 2.982 e refere-se a diferenças temporárias. Em 2018 a despesa foi de R\$ 5.058 sendo (i) despesa de prejuízo fiscal e base negativa (R\$ 7.555) e (ii) receita de diferenças temporárias (R\$ 2.497).

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

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

	2019		2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros</b>	43	43	2.085	2.085
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes</b>	<b>(4)</b>	<b>(11)</b>	<b>(188)</b>	<b>(521)</b>

#### ( 10 ) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>20.489</b>
Transferência - intangível em serviço	13.974
Ajuste ao valor justo	1.019
Baixas	(7)
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>35.475</b>
Transferência - intangível em serviço	5.636
Ajuste ao valor justo	1.213
Baixas	(83)
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>42.241</b>

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

Conforme modelo tarifário vigente, a remuneração deste ativo é reconhecida no resultado mediante faturamento aos consumidores e sua realização ocorre no momento do recebimento das contas de energia elétrica. Adicionalmente a diferença para ajustar o saldo ao valor justo (valor novo de reposição "VNR" – nota 4) é registrada como contrapartida na conta de receita operacional (nota 23), no resultado do exercício.

Em 2019, o valor das baixas de R\$ 83 (R\$ 7 em 2018) refere-se a baixa da atualização relacionada ao ativo de R\$ 22 (R\$ 3 em 2018) e a baixa do ativo de R\$ 61 (R\$ 4 em 2018).

## ( 11 ) OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Adiantamentos - Fundação CESP	1.004	-	13	13
Ordens em curso	8.826	8.623	-	-
Serviços prestados a terceiros	2.456	1.304	-	-
Despesas antecipadas	2.100	2.487	220	259
Contas a receber - CDE	13.613	7.191	-	-
Adiantamentos a funcionários	1.050	1.360	-	-
Outros	3.251	4.087	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(666)	(649)	-	-
<b>Total</b>	<b>31.634</b>	<b>24.403</b>	<b>233</b>	<b>272</b>

**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 20).

**Contas a receber – CDE:** refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.681 (R\$ 973 em 31 de dezembro de 2018), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 11.932 (R\$ 6.218 em 31 de dezembro de 2018) (nota 23.3).

## ( 12 ) INTANGÍVEL

	Direito de concessão		Total
	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso	
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>616.456</b>	<b>101.899</b>	<b>718.355</b>
Custo histórico	1.050.182	101.899	1.152.081
Amortização acumulada	(433.725)	-	(433.725)
Amortização	(45.532)	-	(45.532)
Transferência - ativo contratual	154.845	-	154.845
Transferência - ativo financeiro	(13.974)	-	(13.974)
Baixa e transferência - outros ativos	(4.521)	-	(4.521)
Adoção CPC 47	-	(101.899)	(101.899)
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>707.275</b>	<b>-</b>	<b>707.275</b>
Custo histórico	1.176.001	-	1.176.001
Amortização acumulada	(468.726)	-	(468.726)
Amortização	(50.922)	-	(50.922)
Transferência - ativo contratual	134.903	-	134.903
Transferência - ativo financeiro	(5.636)	-	(5.636)
Baixa e transferência - outros ativos	(6.782)	-	(6.782)
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>778.837</b>	<b>-</b>	<b>778.837</b>
Custo histórico	1.285.492	-	1.285.492
Amortização acumulada	(506.655)	-	(506.655)

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

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia para financiamento das obras são capitalizados, durante a fase de construção, para os ativos qualificáveis. No exercício de 2019 foram capitalizados R\$ 1.123 (R\$ 1.220 em 2018) ambos a uma taxa média de 8,09% a.a. (nota 26).

#### **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.

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

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

<b>Saldo em 31/12/2017</b>	-
Adoção CPC 47	101.899
Adições	105.319
Transferência - intangível em serviço	(154.845)
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>52.373</b>
Adições	164.377
Transferência - intangível em serviço	(134.903)
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>81.847</b>

#### ( 14 ) FORNECEDORES

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Encargos de serviço do sistema	567	3.528
Suprimento de energia elétrica	74.904	52.502
Encargos de uso da rede elétrica	17.222	13.986
Materiais e serviços	36.139	11.573
Energia livre	1.737	1.639
<b>Total</b>	<b>130.569</b>	<b>83.228</b>

#### ( 15 ) 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
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Moeda nacional</b>							
Pré Fixado	15.016	-	(2.304)	807	-	(817)	12.701
Pós fixado							
TJLP e IPCA	23.295	79.000	(5.164)	1.905	-	(1.808)	97.226
Selic	6.436	-	(2.044)	470	-	(122)	4.740
CDI	180.963	-	(93.826)	7.996	-	(42.274)	52.858
Cesta de moedas	2.293	-	(500)	516	-	(156)	2.152
<b>Total ao custo</b>	<b>228.001</b>	<b>79.000</b>	<b>(103.838)</b>	<b>11.694</b>	<b>-</b>	<b>(45.177)</b>	<b>169.677</b>
<b>Gastos com captação (*)</b>	<b>(202)</b>	<b>(2.349)</b>	<b>-</b>	<b>223</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2.328)</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Moeda estrangeira</b>							
Dólar	67.219	45.000	-	3.427	12.834	(2.421)	126.059
Euro	-	102.000	-	229	(7.671)	(193)	94.365
Marcação a mercado	577	-	-	(4.747)	-	-	(4.170)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>67.796</b>	<b>147.000</b>	<b>-</b>	<b>(1.091)</b>	<b>5.163</b>	<b>(2.614)</b>	<b>216.254</b>
<b>Total</b>	<b>295.595</b>	<b>223.651</b>	<b>(103.838)</b>	<b>10.826</b>	<b>5.163</b>	<b>(47.791)</b>	<b>383.603</b>
Circulante	141.699						123.837
Não Circulante	153.897						259.766

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

(\*) 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
<b>Mensuradas ao custo - Moeda Nacional</b>					
<b>Pré fixado</b>					
FINEM	Pré fixado de 6%	10.393	12.701	2015 a 2024	Fiança da CPFL Energia
		<b>10.393</b>	<b>12.701</b>		
<b>Pós fixado</b>					
TJLP					
FINEM	TJLP + 2,19% a 3,39	4.121	7.395	2015 a 2028	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
FINAME	TJLP + 3,29% a 3,39%	3.972	5.756	2018 a 2027	Fiança da CPFL Energia
Empréstimos bancários	TJLP + 3,10%	3.838	5.069	2014 a 2023	Fiança da CPFL Energia
		<b>11.931</b>	<b>18.220</b>		
<b>IPCA</b>					
FINEM	IPCA + 4,80%	152.123	79.006	2020 a 2028	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
		<b>152.123</b>	<b>79.006</b>		
<b>SELIC</b>					
FINEM	SELIC + 2,19%	2.787	4.732	2015 a 2021	Fiança da CPFL Energia
FINAME	SELIC + 3,63%	5	7	2015 a 2021	Fiança da CPFL Energia
		<b>2.792</b>	<b>4.740</b>		
<b>CDI</b>					
Empréstimos bancários	CDI + 0,10% a 1,27%	20.210	52.858	2012 a 2020	Fiança da CPFL Energia
		<b>20.210</b>	<b>52.858</b>		
<b>Cesta de moedas</b>					
Empréstimos bancários	Cesta de Moedas + de 1,99% a 2,10%	1.694	2.152	2014 a 2023	Fiança da CPFL Energia
<b>Total ao custo</b>		<b>199.142</b>	<b>169.677</b>		
<b>Gastos com captação (*)</b>		<b>(3.320)</b>	<b>(2.328)</b>		
<b>Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira</b>					
<b>Dólar</b>					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 1,96% a 3,52%	91.514	126.059	2019 a 2022	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
<b>Euro</b>					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + 0,96%	95.989	94.365	2022	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
<b>Marcação a mercado</b>		<b>(1.153)</b>	<b>(4.170)</b>		
<b>Total ao valor justo</b>		<b>186.350</b>	<b>216.254</b>		
<b>Total</b>		<b>382.172</b>	<b>383.603</b>		

(\*) 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 30.

**Taxa efetiva:**

(a) De 60% a 110% do CDI

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

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

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia, exceto pela variação no valor justo em função do risco de crédito que 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\$ 1.153 (R\$ 4.170 em 31 de dezembro de 2018), que somados aos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos, de R\$ 960 (perda de R\$ 3.037 em 31 de dezembro de 2018), contratados para proteção da variação cambial (nota 30), geraram um ganho total líquido de R\$ 2.114 (R\$ 1.133 em 31 de dezembro de 2018).

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante, têm vencimentos

assim programados:

<b>Ano de vencimento</b>	
2021	73.257
2022	146.174
2023	21.020
2024	19.210
2025	17.472
2026 a 2028	46.074
<b>Subtotal</b>	<b>323.207</b>
Marcação a mercado	(968)
<b>Total</b>	<b>322.239</b>

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

Indexador	Variação acumulada %		% da dívida	
	2019	2018	31/12/2019	31/12/2018
TJLP	6,30	6,72	3,12	4,75
IPCA	4,20	3,69	39,80	20,60
CDI	5,97	6,40	54,05	70,15
Outros			3,02	4,50
			<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

#### Adições no exercício:

Modalidade	Total aprovado	Montantes liberados		Pagamento de juros	Amortização de Principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual
		em 2019	Líquido dos gastos de captação					
<b>Moeda nacional</b>								
IPCA - FINEM	174.954	70.000	68.686	Mensal	Mensal a partir de abril de 2020	Investimento	IPCA + 4,80%	IPCA + 5,53%
<b>Moeda Estrangeira</b>								
Dólar - Lei 4131	28.000	28.000	28.000	Semestral	Parcela única em março de 2022	Capital de Giro	USD + 3,06%	USD + 3,06%
Dólar - Lei 4131	14.000	14.000	14.000	Semestral	Parcela única em setembro de 2020	Capital de Giro	USD + 1,96%	USD + 1,96%
	<u>216.954</u>	<u>112.000</u>	<u>110.686</u>					

#### 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. 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 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.

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 naquelas empresas (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.

## ( 16 ) 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
<b>Mensurados ao Custo - Pós fixado</b>						
CDI	32.635	190.000	(32.500)	13.269	(7.265)	196.139
<b>Total ao custo</b>	<b>32.635</b>	<b>190.000</b>	<b>(32.500)</b>	<b>13.269</b>	<b>(7.265)</b>	<b>196.139</b>
Gastos com captação (*)	(19)	(264)	-	100	-	(183)
<b>Total</b>	<b>32.616</b>	<b>189.736</b>	<b>(32.500)</b>	<b>13.369</b>	<b>(7.265)</b>	<b>195.956</b>
Circulante	32.616					6.139
Não circulante	-					189.817
Modalidade	Saldo em 31/12/2018	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2019
<b>Mensuradas ao custo - Pós fixado</b>						
CDI	196.139	190.000	(190.000)	11.985	(17.320)	190.804
<b>Total ao custo</b>	<b>196.139</b>	<b>190.000</b>	<b>(190.000)</b>	<b>11.985</b>	<b>(17.320)</b>	<b>190.804</b>
Gastos com captação (*)	(183)	(297)	-	218	-	(262)
<b>Total</b>	<b>195.956</b>	<b>189.703</b>	<b>(190.000)</b>	<b>12.203</b>	<b>(17.320)</b>	<b>190.542</b>
Circulante	6.139					804
Não circulante	189.817					189.738

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

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2019	31/12/2018	Faixa de vencimento	Garantia
<b>Mensurados ao custo - Pós fixado</b>						
CDI	CDI + 0,48%	(a)	-	196.139	2021	Fiança da CPFL Energia
CDI	107% do CDI	(b)	190.804	-	2024	Fiança da CPFL Energia
<b>Total ao custo</b>			<b>190.804</b>	<b>196.139</b>		
	<b>Gastos com captação (*)</b>		<b>(262)</b>	<b>(183)</b>		
	<b>Total</b>		<b>190.542</b>	<b>195.956</b>		

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

**Taxa efetiva:**

(a) 106,3% do CDI

(b) 107,84% do CDI

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

**Ano de vencimento**

2023	94.869
2024	94.869
<b>Total</b>	<b>189.738</b>

**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 emissão					
Moeda nacional - CDI									
Debentures	3ª emissão	190.000	190.000	189.703	Semestral	2 parcelas anuais a partir de maio de 2023	107% do CDI	107,84% do CDI	(a)

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

**Pré-pagamento:**

No ano de 2019, foi liquidado antecipadamente R\$ 190.000 de debênture cujo vencimento original era em janeiro 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.

#### **( 17 ) TAXAS REGULAMENTARES**

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	137	128
Bandeiras tarifárias e outros	<u>10.102</u>	<u>5.933</u>
<b>Total</b>	<u><u>10.239</u></u>	<u><u>6.061</u></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”).

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

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<b><u>Circulante</u></b>		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	-	421
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	-	28
<b>Imposto de renda e contribuição social a recolher</b>	<u>-</u>	<u>448</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	23.312	21.477
Programa de integração social - PIS	706	1.000
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.282	4.615
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	3.630	-
Outros	2.155	1.754
<b>Outros impostos, taxas e contribuições a recolher</b>	<u>33.084</u>	<u>28.846</u>
<b>Total Circulante</b>	<u><u>33.084</u></u>	<u><u>29.294</u></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. Os efeitos dessas potenciais contingências estão divulgados na nota 19 - Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais.

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

	<u>31/12/2019</u>		<u>31/12/2018</u>	
	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais</u>	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais</u>
<b>Trabalhistas</b>	8.164	3.988	4.494	3.500
<b>Cíveis</b>	1.579	123	2.052	337
<b>Fiscais</b>				
Imposto de renda e contribuição social	-	-	2.906	459
Outras	8.942	17.941	20.636	19.906
	<u>8.942</u>	<u>17.941</u>	<u>23.542</u>	<u>20.364</u>
<b>Outros</b>	550	-	1.220	-
<b>Total</b>	<u><u>19.235</u></u>	<u><u>22.052</u></u>	<u><u>31.308</u></u>	<u><u>24.201</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	4.494	6.433	(974)	(2.596)	806	8.164
Cíveis	2.052	2.993	(882)	(2.925)	341	1.579
Fiscais	23.542	1.929	(4.892)	(13.187)	1.550	8.942
Outros	1.220	383	(137)	(967)	51	550
<b>Total</b>	<b>31.308</b>	<b>11.738</b>	<b>(6.885)</b>	<b>(19.675)</b>	<b>2.749</b>	<b>19.235</b>

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 n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do “Plano Cruzado”.

c) **Fiscais:**

**Imposto de renda:** refere-se a discussões com objetivo de afastar a cobrança do adicional de CSLL, nos moldes instituídos pelo art. 6º da MP nº 1.807/99 e posteriores reedições.

**Outros:** refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações da Companhia, relacionados basicamente a assuntos fiscais envolvendo CPMF 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 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\$ 6.034.

d) **Outros:** refere-se principalmente a ações relacionadas à natureza regulatória.

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

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2019 e 2018 estavam assim representadas:

	31/12/2019	31/12/2018	Principais causas
Trabalhistas	22.632	23.766	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	11.485	9.381	danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	147.457	141.984	Imposto de renda e contribuição social (nota 18)
Fiscais - outros	37.210	31.930	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatório	622	702	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
<b>Total</b>	<b>219.405</b>	<b>207.764</b>	

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.

## ( 20 ) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Consumidores e concessionárias	3.778	3.422	132.607	-
Programa de eficiência energética - PEE	9.812	6.821	-	5.023
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	5.784	3.717	4.132	4.683
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	2.328	1.790	-	-
Fundo de reversão	185	185	3.209	3.395
Adiantamentos	298	295	20	39
Descontos tarifários - CDE	804	4.040	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	346	346	-	-
Folha de pagamento	570	553	-	-
Participação nos lucros	3.280	3.084	433	1.257
Convênios de arrecadação	3.598	3.239	-	-
Outros	1.853	2.438	19	16
<b>Total</b>	<b>32.634</b>	<b>29.928</b>	<b>140.419</b>	<b>14.411</b>

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

**Consumidores e concessionárias:** referem-se principalmente a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização. O saldo não circulante em 31 de dezembro de 2019 refere-se ao repasse do PIS e COFINS aos consumidores (nota 7).

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

**Fundo de reversão:** refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorreria de acordo com determinações do poder concedente. Através do Decreto Lei nº 9.022/17 foi determinado que mensalmente, a Companhia a partir de janeiro de 2018, deveria amortizar integralmente os débitos com o fundo até dezembro de 2026.

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

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

**Juros sobre empréstimos compulsórios:** referem-se a repasse de recursos oriundos da Eletrobrás aos consumidores industriais.

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

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

## **( 21 ) PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

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

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

## **21.1 Gestão do capital**

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

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

Ao longo de 2019, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,49 vezes o EBITDA em 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 3,75, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

## **21.2 - Dividendos e Juros sobre o capital próprio (“JCP”)**

Na Assembléia Geral Ordinária (“AGO”) de 29 de abril de 2019 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2018, através da declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 22.541, e que tal valor corresponde ao total de juros sobre o capital próprio declarados na Assembléia Geral Extraordinária de 30 de novembro de 2018.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2019:

- juros sobre capital próprio no montante de R\$ 24.198 (R\$ 20.568 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,067392885 (R\$ 0,057283952 líquido de IRRF), referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2019.
- dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 3.473, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,009673682.

## **21.3 Reserva de lucros**

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 292.772, que compreende: i) Reserva legal de R\$ 33.828; e ii) Reserva estatutária de reforço de capital de giro R\$ 258.944.

## **21.4 Resultado abrangente acumulado**

É composto por efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, com saldo credor de R\$ 1.926 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 48;

## **21.5 Destinação do lucro líquido do exercício**

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

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

	<u>2019</u>
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>101.228</b>
Realização da reserva de correção monetária especial "CME"	16
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>101.244</b>
Reserva legal	(5.061)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(68.511)
Juros sobre capital próprio	(24.198)
Dividendo mínimo obrigatório	(3.473)

Para este exercício, considerando o atual cenário com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 68.511 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

## **( 22 ) 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>
<b>Numerador</b>		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	101.228	81.191
<b>Denominador</b>		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	359.058.396	359.058.396
<b>Lucro líquido básico e diluído por lote mil ações ordinárias - R\$</b>	<b>281,93</b>	<b>226,12</b>

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

## **( 23 ) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>Receita de operações com energia elétrica</b>						
<b>Classe de consumidores</b>						
Residencial	408.272	398.931	836	800	589.119	533.103
Industrial	3.241	3.399	386	407	223.190	221.355
Comercial	24.266	24.838	345	331	230.723	209.156
Rural	24.647	24.533	296	284	129.271	114.664
Poderes públicos	4.005	3.931	64	63	41.430	38.040
Iluminação pública	492	508	126	119	50.035	45.667
Serviço público	697	666	110	110	57.516	52.704
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>465.620</b>	<b>456.806</b>	<b>2.163</b>	<b>2.114</b>	<b>1.321.285</b>	<b>1.214.689</b>
Consumo próprio	113	111	2	2	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	1.326	(57)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(662.519)	(571.348)
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>465.733</b>	<b>456.917</b>	<b>2.165</b>	<b>2.116</b>	<b>660.092</b>	<b>643.284</b>
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			207	141	59.710	39.063
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(14.127)	(11.189)
Energia elétrica de curto prazo			82	89	19.858	23.338
<b>Suprimento de energia elétrica</b>			<b>290</b>	<b>230</b>	<b>65.441</b>	<b>51.212</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					676.645	582.537
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					127.549	94.896
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(2.161)	(1.689)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					161.103	114.669
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					(27.876)	93.206
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)					1.191	1.019
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					78.699	80.935
Outras receitas e rendas					15.518	20.706
<b>Outras receitas operacionais</b>					<b>1.030.668</b>	<b>986.277</b>
<b>Total da receita operacional bruta</b>					<b>1.756.202</b>	<b>1.680.773</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>						
ICMS					(252.804)	(232.248)
PIS					(17.945)	(25.789)
COFINS					(82.656)	(118.754)
ISS					(5)	(5)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(156.662)	(170.920)
Programa de P & D e eficiência energética					(10.586)	(9.862)
PROINFA					(5.942)	(4.531)
Bandeiras tarifárias e outros					(7.272)	(11.941)
Outros					(1.623)	(1.557)
					<b>(535.494)</b>	<b>(575.607)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>					<b>1.220.707</b>	<b>1.105.165</b>

### 23.1 Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária (“PRORET”), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária.

Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET. Os valores constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais entre setembro de 2015 e fevereiro de 2017 somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

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

Em 7 de fevereiro de 2012 a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como

obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da 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.

### **23.2 Revisão Tarifária Periódica (“RTP”), Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) de Angra III**

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

Em 13 de março de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.376, que fixou o reajuste tarifário anual da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2018, em 5,71%, sendo 4,41% referentes ao reajuste tarifário econômico e 1,30% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio percebido pelos consumidores das concessões originais são:

<b>Empresa</b>	<b>Efeito médio percebido pelo consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	21,15%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	5,32%
Companhia Leste Paulista de Energia	7,03%
Companhia Sul Paulista de Energia	7,50%
Companhia Luz e Força de Mococa	3,40%

### **23.3 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\$ 78.699 (R\$ 80.935 em 2018), sendo (i) R\$ 5.636 (R\$ 5.724 em 2018) referentes à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 69.774 (R\$ 72.469 em 2018) referentes a outros descontos tarifários, em contrapartida ao contas a receber – CDE e (iii) R\$ 3.289 de subvenção CCRBT (R\$ 2.742 em 2018).

### **23.4 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.

## ( 24 ) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2019	2018	2019	2018
<b><u>Energia comprada para revenda</u></b>				
Energia de Itaipu Binacional	530	504	134.479	120.929
PROINFA	55	56	18.141	15.755
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	2.218	2.143	431.249	449.360
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(52.079)	(53.115)
<b>Subtotal</b>	<b>2.803</b>	<b>2.703</b>	<b>531.790</b>	<b>532.930</b>
<b><u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u></b>				
Encargos da rede básica			146.973	131.501
Encargos de transporte de itaipu			13.524	12.062
Encargos de conexão			7.674	7.295
Encargos de uso do sistema de distribuição			5.923	5.928
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			2.086	(7.613)
Encargos de energia de reserva - EER			5.990	6.613
Crédito de PIS e COFINS			(16.851)	(14.410)
<b>Subtotal</b>			<b>165.318</b>	<b>141.375</b>
<b>Total</b>			<b>697.109</b>	<b>674.305</b>

(\*) Conta de energia de reserva

## ( 25 ) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Vendas		Despesas Operacionais		Outros		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	Gerais e administrativas		2019	2018	2019	2018
							2019	2018				
Pessoal	39.973	40.683	-	-	5.056	5.685	12.293	12.239	-	-	57.322	58.607
Material	11.334	9.479	53	31	99	129	415	834	-	-	11.901	10.473
Serviços de terceiros	15.457	16.579	165	166	12.166	11.706	21.214	23.695	-	-	49.002	52.146
Custos com construção da infraestrutura	-	-	161.103	114.669	-	-	-	-	-	-	161.103	114.669
Outros	271	(161)	(1)	-	5.570	4.878	12.329	8.747	13.420	5.126	31.589	18.588
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	5.296	4.765	-	-	-	-	5.296	4.764
Arrendamentos e aluguéis	-	-	-	-	-	-	784	723	-	-	784	723
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	831	1.042	-	-	831	1.042
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	9.279	5.220	-	-	9.279	5.220
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	221	241	-	-	221	241
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	13.119	5.129	13.119	5.128
Outros	271	(161)	(1)	-	274	113	1.214	1.521	301	(3)	2.059	1.470
<b>Total</b>	<b>67.034</b>	<b>66.579</b>	<b>161.321</b>	<b>114.866</b>	<b>22.890</b>	<b>22.398</b>	<b>46.251</b>	<b>45.515</b>	<b>13.420</b>	<b>5.126</b>	<b>310.916</b>	<b>254.484</b>

## ( 26 ) RESULTADO FINANCEIRO

	2019	2018
<b>Receitas</b>		
Rendas de aplicações financeiras	3.499	3.618
Acréscimos e multas moratórias	14.314	13.798
Atualização de créditos fiscais	4.900	11
Atualização de depósitos judiciais	799	1.035
Atualizações monetárias e cambiais	2.197	3.737
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	490	627
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	5.468	3.707
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(1.805)	(1.553)
Outros	2.468	1.621
<b>Total</b>	<b>32.330</b>	<b>26.601</b>
<b>Despesas</b>		
Encargos de dívidas	(25.556)	(24.084)
Atualizações monetárias e cambiais	(12.331)	(14.720)
(-) Juros capitalizados	1.123	1.220
Outros	(6.123)	(3.031)
<b>Total</b>	<b>(42.887)</b>	<b>(40.616)</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(10.556)</b>	<b>(14.015)</b>

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 das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 2.234 no exercício de 2019 (R\$ 1.982 no exercício de 2018) (nota 30).

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

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

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2019, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 2.812 (R\$ 3.403 em 2018). Este valor é composto por R\$ 2.522 (R\$ 2.644 em 2018) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 83 (R\$ 84 em 2018) de benefícios pós-emprego e R\$ 207 (R\$ 675 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:**

<b>Empresas</b>	<b>Passivo</b>	<b>Despesa/custo</b>	
	<b>31/12/2019</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Encargos - Rede básica</b>			
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	173	10.646	7.420

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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	2019	2018	2019	2018
<b>Alocação de despesas entre empresas</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	169	282	586	794	-	-	4.978	3.802
Companhia Piratininga de Força e Luz	69	128	424	742	-	-	4.046	3.742
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	-	-	-	-	-	-	172
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	59	226	42	157	-	-	(290)	(12)
CPFL Energia S.A.	1	4	-	-	-	-	(16)	(24)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	3	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(17)	(14)
<b>Arrendamento e aluguel</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	93	35
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	2	1	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	9	-	-	142	114	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	52	51	-	-
<b>Contrato de Mútuo</b>								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	472
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	172
<b>Dividendos/Juros sobre o capital próprio</b>								
CPFL Energia S.A.	-	-	43.201	19.160	-	-	-	-
<b>Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviço</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	17	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (**)	414	1.357	3.018	938	-	5	12.384	10.384
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	55	19	234	208	-	-	2.624	2.470
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	96	54	-	-	4.282	5.347
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	77	712	-	-	2.728	6.476
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	62	-	-	-	190	-
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	135	-	-	-	399	-
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda.	-	-	152	-	-	-	426	-
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	13	-	-	-	162
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	6	5	1.326	1.144	67	13
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	1.936	3.066	-	-	32.664	31.290
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	40	70	-	-	475	857
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	2	-	-	111	133	-	-
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	6	5	-	-	69	66
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	19	19	-	-	229	222
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	31	24	-	-	286	277
CPFL Renováveis - Consolidado	-	127	77	-	-	-	1.268	68
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	7	7	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	20	14	-	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	9	9
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	9	7
<b>Outras operações financeiras</b>								
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	1	-	-	-
<b>Outros</b>								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	593	241

(\*) 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 Sul Distribuidoras 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\$ 35.936 no exercício de 2019 (R\$ 28.515 em 2018), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

## **( 28 ) SEGUROS**

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

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2019</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Riscos Nomeados	92.000
Transporte	Transporte nacional	37.439
Responsabilidade civil	Geral e Riscos Ambientais	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	45.093
Garantia	Seguro Garantia	48.965
	Responsabilidade civil dos administradores e outros	203.000
Outros		
<b>Total</b>		<b>461.497</b>

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

## **( 29 ) GESTÃO DE RISCOS**

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

### **Estrutura do gerenciamento de risco**

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, 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 30. 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 30.

**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.

### **( 30 ) INSTRUMENTOS FINANCEIROS**

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

	Nota Explicativa	Categoria Mensuração	Nível(*)	31/12/2019	
				Contábil	Valor Justo
<b>Ativo</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	56.974	56.974
Derivativos	30	(a)	Nível 2	4.558	4.558
Ativo financeiro da concessão	10	(a)	Nível 3	42.241	42.241
<b>Total</b>				<b>103.773</b>	<b>103.773</b>
<b>Passivo</b>					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	15	(b)	Nível 2 (***)	195.822	188.564
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	15	(a)	Nível 2	186.350	186.350
Debêntures - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (***)	190.542	186.638
Derivativos	30	(a)	Nível 2	6.659	6.659
<b>Total</b>				<b>579.373</b>	<b>568.211</b>

(\*) 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 2019 de perda de R\$ 3.017 (um ganho de R\$ 4.747 em 2018).

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

#### Legenda

##### Categoria / Mensuração:

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

A classificação dos 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) serviços prestados a terceiros; (iv) convênios de arrecadação e (v) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) taxas regulamentares; (iii) consumidores e concessionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE 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.

Em função da Companhia ter classificado o respectivo ativo financeiro da concessão como valor justo contra resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado em 2019 de R\$ 1.213 (R\$ 1.019 em 2018), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota 10.

## 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 15). 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 <sup>(1)</sup>	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo							
<b>Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo</b>									
<b>Hedge variação cambial</b>									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	4.558	(622)	3.936	3.122	813	US\$ + de 1,96% a 3,53%	103,2% a 105,75% do CDI	jul/19 a jul/21	87.000
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(6.037)	(6.037)	(6.184)	147	EUR + 0,96%	104,3% do CDI	mar/22	102.000
<b>Total</b>	<b>4.558</b>	<b>(6.659)</b>	<b>(2.101)</b>	<b>(3.062)</b>	<b>960</b>				
Circulante	-	(622)							
Não circulante	4.558	(6.037)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 15 e 16.

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

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2017	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2018
<b>Derivativos</b>				
Para dívidas designadas a valor justo	(1.327)	1.348	3.921	3.942
Marcação a mercado (*)	160	(3.197)	-	(3.037)
<b>Total</b>	<b>(1.167)</b>	<b>(1.849)</b>	<b>3.921</b>	<b>905</b>

(\*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos é perda de R\$ 3.197 para as dívidas designadas a valor justo.

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

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

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 15).

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 cambial	(6.271)	1.348	-	-
Marcação a mercado	4.037	(3.330)	(40)	133
<b>Total</b>	<b>(2.234)</b>	<b>(1.982)</b>	<b>(40)</b>	<b>(1.010)</b>

#### c) Ativos financeiros da concessão

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

#### d) Risco de mercado

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

#### Análise de sensibilidade

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

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

#### d.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 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/ Depreciação cambial de 25%(c)	Apreciação/ Depreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(93.463)		(1.959)	(25.815)	(49.671)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	92.834		1.946	25.641	49.336
	<b>(629)</b>	alta dólar	<b>(13)</b>	<b>(174)</b>	<b>(335)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(94.580)		(3.927)	20.700	45.327
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	96.329		3.999	(21.083)	(46.165)
	<b>1.749</b>	baixa euro	<b>72</b>	<b>(383)</b>	<b>(838)</b>
<b>Total</b>	<b>1.120</b>		<b>59</b>	<b>(557)</b>	<b>(1.173)</b>
<b>Efeitos no resultado abrangente acumulado</b>			<b>95</b>	<b>(89)</b>	<b>(272)</b>
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>			<b>(36)</b>	<b>(468)</b>	<b>(901)</b>

(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

(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 ser um passivo, e do euro ser um ativo, o risco é alta do dólar, e baixa do euro, portanto o câmbio é apreciado para o euro e depreciado para o dólar 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	Consolidado						
	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa) no resultado			Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
			taxa no exercício	taxa Cenário provável (a)	Cenário provável		
Instrumentos financeiros ativos	44.567				2.023	2.529	3.035
Instrumentos financeiros passivos	(211.015)				(9.580)	(11.975)	(14.370)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(191.265)				(8.683)	(10.854)	(13.025)
	<b>(357.713)</b>	alta CDI	5,97%	4,54%	<b>(16.240)</b>	<b>(20.300)</b>	<b>(24.360)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(11.931)				(607)	(759)	(911)
	<b>(11.931)</b>	alta TJLP	6,30%	5,09%	<b>(607)</b>	<b>(759)</b>	<b>(911)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(152.123)				(6.952)	(8.690)	(10.428)
Ativo financeiro da concessão	42.241				1.930	2.413	2.896
	<b>(109.882)</b>	alta IPCA	4,20%	4,57%	<b>(5.022)</b>	<b>(6.277)</b>	<b>(7.532)</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	51.481				2.348	1.761	1.174
Instrumentos financeiros passivos	(2.792)				(127)	(95)	(64)
	<b>48.689</b>	baixa SELIC	5,97%	4,56%	<b>2.221</b>	<b>1.666</b>	<b>1.110</b>
<b>Total</b>	<b>(430.837)</b>				<b>(19.648)</b>	<b>(25.670)</b>	<b>(31.693)</b>
Efeitos no resultado abrangente acumulado					5	6	7
Efeitos no resultado do exercício					(19.653)	(25.676)	(31.700)

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

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

Adicionalmente, as dívidas com exposição a indexadores pré-fixados gerariam uma despesa de R\$ 761.

#### 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 6 – 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:

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

Desta forma, com base nas premissas acima, é calculado um índice “Ajustado” de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (“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 possuíssem 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 e equivalentes de caixa

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

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.

## 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 30).

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	14	123.220	7.348	-	-	-	-	130.569
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	15	3.457	7.232	64.781	240.975	50.302	71.418	438.165
Derivativos	30	-	1.695	2.165	9.452	-	-	13.312
Debêntures - principal e encargos	16	-	-	8.561	22.926	205.939	-	237.426
Taxas regulamentares	17	10.239	-	-	-	-	-	10.239
Outros	20	1.607	6.009	2.272	369	369	135.078	145.705
Consumidores e concessionárias		1.592	2.186	-	-	-	132.607	136.385
EPE / FNDCT / PROCEL		-	194	2.134	-	-	-	2.328
Convênio de arrecadação		-	3.598	-	-	-	-	3.598
Fundo de reversão		15	31	138	369	369	2.471	3.394
<b>Total</b>		<b>138.523</b>	<b>22.284</b>	<b>77.779</b>	<b>273.722</b>	<b>256.610</b>	<b>206.496</b>	<b>975.416</b>

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

A Companhia possuiu no exercício de 2019, um valor de R\$ 1.123 (R\$ 1.220 em 2018) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 26).

## **( 32 ) 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	404	583	428	-	1.415
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 25 anos	273.816	565.685	611.157	7.466.797	8.917.455
Compra de energia de Itaipu	até 25 anos	138.540	275.549	304.911	5.271.793	5.990.793
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 26 anos	188.697	469.199	580.067	9.110.435	10.348.398
Projetos de construção de usina	até 1 ano	32.107	-	-	-	32.107
<b>Total</b>		<b>633.564</b>	<b>1.311.016</b>	<b>1.496.563</b>	<b>21.849.025</b>	<b>25.290.168</b>

### ( 33 ) EVENTO SUBSEQUENTE

#### Empréstimos e Financiamentos:

De 1º de janeiro de 2020 até a data de aprovação destas demonstrações financeiras, a Companhia captou 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
<b>Moeda Estrangeira</b>								
Dólar - Lei 4131	108.000	Semestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + 2,07%	USD + 2,07%	CDI + 0,80%	(*)

(\*) 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.

**CARLOS ZAMBONI NETO**  
Diretor Presidente

**YUEHUI PAN**  
Diretor Financeiro

**ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA**  
Diretor de Assuntos Regulatórios

**RAFAEL LAZZARETTI**  
Diretor Comercial

**THIAGO FREIRE GUTH**  
Diretor de Operações

---

**DIRETORIA DE CONTABILIDADE**

---

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

# Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

## Aos Conselheiros e Acionistas da Companhia Jaguari de Energia *Campinas - SP*

### Opinião

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



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

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

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

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício



# Demonstrações Contábeis Regulatória

Companhia Jaguari de Energia  
CNPJ no 53.859.112/0001-69

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

	Notas	31/12/2019	31/12/2018
<b>Ativo</b>			
<b>Ativo Circulante</b>		<b>425.458</b>	<b>459.582</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	56.974	72.892
Consumidores	6	168.876	161.198
Concessionárias e Permissionárias	6	3.988	3.586
Serviços em Curso		9.999	9.221
Tributos Compensáveis	7	21.596	9.657
Almoxarifado Operacional		2.767	2.362
Ativos Financeiros Setoriais	8	139.625	176.031
Despesas Pagas Antecipadamente		2.100	2.487
Instrumentos Financeiros Derivativos	27	-	9.452
Outros Ativos Circulantes	10	19.535	12.695
<b>Ativo Não Circulante</b>		<b>1.337.803</b>	<b>1.075.594</b>
Consumidores	6	10.927	13.577
Tributos Compensáveis	7	183.012	12.248
Depósitos Judiciais e Cauções	16	22.052	24.201
Ativos Financeiros Setoriais	8	30.813	42.885
Despesas Pagas Antecipadamente		220	259
Instrumentos Financeiros Derivativos	27	4.558	485
Outros Ativos Não Circulantes	10	13	13
Imobilizado	11	1.063.008	955.457
Intangível	11	23.200	26.468
<b>Total do Ativo</b>		<b>1.763.261</b>	<b>1.535.175</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguarí de Energia**  
**CNPJ no 53.859.112/0001-69**

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

	Notas	31/12/2019	31/12/2018
<b>Passivo</b>			
<b>Passivo Circulante</b>		<b>400.620</b>	<b>411.202</b>
Fornecedores	12	130.569	83.228
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	60.737	129.976
Obrigações Sociais e Trabalhistas		8.163	7.669
Tributos	15	33.084	29.294
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio		43.201	19.160
Encargos Setoriais	14	28.162	18.406
Passivos Financeiros Setoriais	8	85.219	109.507
Instrumentos Financeiros Derivativos	27	622	-
Outros Passivos Circulantes	17	10.862	13.963
<b>Passivo Não Circulante</b>		<b>867.085</b>	<b>699.929</b>
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	511.977	449.583
Provisão para Litígios	16	19.235	31.308
Encargos Setoriais	14	4.132	9.706
Tributos Diferidos	9	17.745	21.780
Passivos Financeiros Setoriais	8	33.737	35.520
Instrumentos Financeiros Derivativos	27	6.037	9.032
Outros Passivos Não Circulantes	17	136.288	4.705
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	18	137.934	138.295
<b>Total do Passivo</b>		<b>1.267.705</b>	<b>1.111.131</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>			
Capital Social		170.413	170.413
Reservas de Capital		6.099	6.115
Outros Resultados Abrangentes		73.383	81.893
Reservas de Lucros		231.918	158.346
Lucros ou prejuízos Acumulados		13.743	7.278
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	<b>19</b>	<b>495.556</b>	<b>424.044</b>
<b>Total do Passivo e do Patrimônio Líquido</b>		<b>1.763.261</b>	<b>1.535.175</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguarí de Energia**  
**CNPJ no 53.859.112/0001-69**

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

	Notas	2019	2018
<b>Receita</b>	20	<b>1.581.740</b>	<b>1.547.300</b>
Fornecimento de Energia Elétrica		660.092	643.284
Suprimento de Energia Elétrica		45.583	27.874
Energia Elétrica de Curto Prazo		19.858	23.338
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		804.194	677.432
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		(27.876)	93.206
Serviços Cobráveis		1.189	1.230
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		78.699	80.935
<b>Tributos</b>		<b>(353.410)</b>	<b>(376.795)</b>
ICMS		(252.804)	(232.248)
PIS-PASEP		(17.945)	(25.789)
COFINS		(82.656)	(118.754)
ISS		(5)	(5)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>		<b>(182.068)</b>	<b>(198.829)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(5.285)	(4.940)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(5.285)	(4.940)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(156.662)	(170.921)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(1.623)	(1.557)
Outros Encargos		(13.214)	(16.472)
<b>Receita Líquida / Ingresso Líquido</b>		<b>1.046.262</b>	<b>971.676</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>	21	<b>(696.494)</b>	<b>(671.935)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(531.176)	(530.560)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(165.318)	(141.375)
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>		<b>349.768</b>	<b>299.741</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>	22	<b>(195.121)</b>	<b>(171.218)</b>
Pessoal e Administradores		(57.322)	(58.607)
Material		(11.901)	(10.473)
Serviços de Terceiros		(49.002)	(52.146)
Arrendamento e Aluguéis		(763)	(723)
Seguros		(268)	(193)
Doações, Contribuições e Subvenções		(221)	(241)
Provisões		(8.690)	(4.879)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(4.692)	(2.034)
(-) Recuperação de Despesas		1.370	1.486
Tributos		(495)	(439)
Depreciação e Amortização		(52.061)	(46.864)
Depreciação		(47.368)	(43.124)
Amortização		(4.693)	(3.739)
Gastos Diversos		(12.545)	(10.724)
Outras Receitas Operacionais		15.827	21.037
Outras Despesas Operacionais		(14.359)	(6.416)
<b>Resultado da Atividade</b>		<b>154.647</b>	<b>128.523</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	23	<b>(11.128)</b>	<b>(14.300)</b>
Receitas Financeiras		38.673	35.390
Despesas Financeiras		(49.801)	(49.690)
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>		<b>143.519</b>	<b>114.222</b>
Despesa com Impostos sobre o Lucro	9	(44.336)	(33.471)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>		<b>99.183</b>	<b>80.751</b>
Atribuível aos Acionistas Controladores		99.183	80.751

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguari de Energia**  
**CNPJ no 53.859.112/0001-69**

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

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>99.183</b>	<b>80.751</b>
<b>Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos</b>	<b><u>99.183</u></b>	<b><u>80.751</u></b>
Atribuível aos Acionistas Controladores	99.183	80.751

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguarí de Energia**  
**CNPJ no 53.859.112/0001-69**

**Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em**  
**31 de dezembro de 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	Reserva estatutária - reforço de capital de giro			
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2017</b>	<b>170.396</b>	<b>6.148</b>	<b>89.190</b>	<b>-</b>	<b>24.707</b>	<b>71.558</b>	<b>6.893</b>	<b>5.391</b>	<b>374.283</b>
<b>Resultado abrangente total</b>									
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	80.751	80.751
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(11.056)	-	-	-	-	11.056	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	3.759	-	-	-	-	(3.759)	-
Adoção de nova metodologia para cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	-	-	-	(1.556)	(1.556)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>									
Aumento de capital	17	(17)	-	-	-	-	-	-	-
Realização da correção monetária especial - Lei nº 8.200/91	-	(16)	-	-	-	-	-	16	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	4.060	-	-	(4.060)	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	-	58.021	-	(58.021)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>									
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	-	(22.541)	(22.541)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(6.893)	-	(6.893)
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2018</b>	<b>170.413</b>	<b>6.115</b>	<b>81.893</b>	<b>-</b>	<b>28.767</b>	<b>129.579</b>	<b>-</b>	<b>7.278</b>	<b>424.044</b>
<b>Resultado abrangente total</b>									
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	99.183	99.183
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(12.894)	-	-	-	-	12.894	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	4.384	-	-	-	-	(4.384)	-
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>									
Realização da correção monetária especial - Lei nº 8.200/91	-	(16)	-	-	-	-	-	16	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	5.061	-	-	(5.061)	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	-	68.511	-	(68.511)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>									
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	-	(24.198)	(24.198)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	(3.473)	(3.473)
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2019</b>	<b>170.413</b>	<b>6.099</b>	<b>73.383</b>	<b>-</b>	<b>33.828</b>	<b>198.090</b>	<b>-</b>	<b>13.743</b>	<b>495.556</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguarí de Energia**  
**CNPJ no 53.859.112/0001-69**

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

	2019	2018
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>99.183</b>	<b>80.751</b>
<b>Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Amortização	4.693	3.739
Depreciação	47.368	43.124
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	13.841	5.420
Imposto de renda e Contribuição social	44.336	33.471
Juros e variações monetárias	29.393	30.785
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	4.692	2.034
Provisões para litígios	6.440	5.893
	<b>249.946</b>	<b>205.217</b>
<b>Redução (aumento) de ativos</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(10.105)	(8.680)
Depósitos vinculados a litígios	2.948	4.258
Tributos compensáveis	(173.925)	(548)
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(6.422)	8.376
Ativos financeiros setoriais	59.747	(35.419)
Outros ativos operacionais	(5.407)	(9.794)
<b>Aumento (redução) de passivos</b>		
Encargos setoriais	4.178	(19.490)
Fornecedores	47.341	(30.491)
Passivos financeiros setoriais	(31.871)	(46.537)
Salários e encargos sociais	298	486
Tributos e contribuição social	542	(2.268)
Provisões para litígios pagos	(19.675)	(8.815)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(3.236)	(847)
Outros passivos operacionais	129.842	8.897
<b>Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>	<b>244.201</b>	<b>64.346</b>
Encargos de dívidas pagos	(30.232)	(55.192)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(56.601)	(30.309)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>	<b>157.368</b>	<b>(21.155)</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimento</b>		
Adições do imobilizado e intangível	(171.200)	(113.567)
Participação financeira do consumidor	8.054	9.562
<b>Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento</b>	<b>(163.146)</b>	<b>(104.005)</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>		
Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos	300.389	413.389
Empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	(311.263)	(136.339)
Liquidação de operações com derivativos	733	(3.921)
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	-	(45.770)
Operações de mútuo com a controladora	-	(47.280)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento</b>	<b>(10.141)</b>	<b>180.079</b>
<b>Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(15.919)</b>	<b>54.918</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		
<b>No início do exercício</b>	<b>72.892</b>	<b>17.974</b>
<b>No fim do exercício</b>	<b>56.974</b>	<b>72.892</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

# Relatório da Administração Regulatório

Senhores Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 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 Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz" ou "Companhia") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

**Considerações Iniciais** – Em 2019, a CPFL Santa Cruz cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 466 mil clientes, em 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 3 em Minas Gerais e 3 no Paraná.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram um aumento de 3,3% em relação ao exercício de 2018. Destacam-se as classes residencial e comercial, que registraram um crescimento de 4,5% e de 4,4%, respectivamente, 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, o que também fez com que a CPFL Santa Cruz, em 2019, fosse eleita pelo Prêmio Abradee, na categoria de Melhor Responsabilidade Socioambiental de distribuidoras com até 500 mil consumidores.

**Perfil** – A CPFL Santa Cruz distribui energia elétrica para aproximadamente 1,1 milhão de pessoas, numa área que abrange 45 municípios sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 3 em Minas Gerais e 3 no Paraná. Atende atualmente 465 mil consumidores cativos e 127 consumidores livres. Em 2019, a Concessionária distribuiu 2.331 GWh ao mercado cativo e 732 GWh ao mercado livre.

**Ligação de consumidores** – No ano de 2019, no mercado cativo foram faturadas 8.814 unidades consumidoras a mais que em 2018. As novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial (9.341). Nas classes comercial e industrial houveram reduções de 572 e 158 unidades consumidoras, respectivamente, em relação à quantidade faturada em 2018.

Número de Consumidores					
Consumidores	2015	2016	2017 <sup>1</sup>	2018	2019
Residencial	34.674	35.958	388.349	398.931	408.272
Comercial	2.997	3.052	25.608	24.838	24.266
Industrial	635	641	3.517	3.399	3.241
Rural	441	437	24.308	24.533	24.647
Poderes Públicos	327	318	3.893	3.931	4.005
Iluminação Pública	23	23	500	508	492
Serviço Público	85	90	642	666	697
<b>Total</b>	<b>39.182</b>	<b>40.519</b>	<b>446.817</b>	<b>456.806</b>	<b>465.620</b>
<b>Varição</b>	<b>2,0%</b>	<b>3,4%</b>	<b>1002,7%</b>	<b>2,2%</b>	<b>1,9%</b>

1. Considerando as empresas agrupadas.

**Comportamento do mercado** – A distribuição de energia da CPFL Santa Cruz, no período de janeiro a dezembro de 2019, totalizou 3.064 GWh, sendo 2.331 GWh para o mercado cativo (2.256 GWh em 2018) e 732 GWh para o mercado livre (623 GWh em 2018).

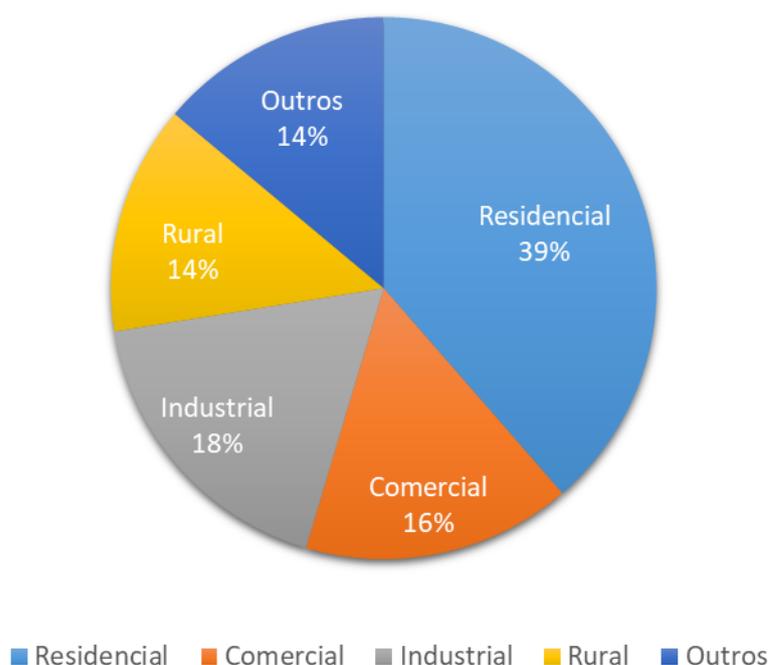
Destaque para as classes Residencial e Comercial que apresentaram desempenho positivo, refletindo principalmente a elevada temperatura do ano de 2019.

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

Mercado Atendido - GWh	2015	2016	2017 <sup>1</sup>	2018	2019
<b>Energia Faturada</b>	<b>491</b>	<b>450</b>	<b>692</b>	<b>2.256</b>	<b>2.331</b>
Fornecimento	491	450	672	2.114	2.163
Residencial	88	89	211	800	836
Comercial	51	52	103	331	345
Industrial	315	271	233	407	386
Rural	6	6	49	284	296
Poderes Públicos	5	5	15	63	64
Iluminação Pública	13	13	30	119	126
Serviço Público	14	14	30	110	110
Suprimento p/ agentes de distribuição	-	-	20	141	168
<b>Uso da Rede de Distribuição</b>	<b>77</b>	<b>114</b>	<b>251</b>	<b>623</b>	<b>732</b>
Consumidores Livres/Dist./Ger.	77	114	251	623	732
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>568</b>	<b>564</b>	<b>942</b>	<b>2.879</b>	<b>3.064</b>
<b>Variação</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>67,1%</b>	<b>205,4%</b>	<b>6,4%</b>

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

Fornecimento de Energia por classe de consumidores  
2019



**Perdas** – A CPFL Santa Cruz tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate às fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de

perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2018 e 2019 foram respectivamente 11,05% e 10,36%, considerando perdas na rede básica.

Desconsiderando as perdas na rede básica, não gerenciáveis pela distribuidora, o nível de perdas de distribuição para os anos de 2018 e 2019, foram respectivamente, 8,63% e 7,86%.

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 <sup>1</sup>	2018	2019
Venda de Energia	492	451	692	2.258	2.333
Fornecimento	492	451	672	2.116	2.165
Suprimento p/ agentes de distribuição	-	-	20	141	168
Consumidores Livres/Dist./Ger.	76	112	252	634	739
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
<b>Mercado Atendido</b>	<b>567</b>	<b>562</b>	<b>944</b>	<b>2.891</b>	<b>3.072</b>
Perdas na Rede Básica	20	17	31	86	93
Perdas na Distribuição	26	28	59	273	262
Perdas Técnicas	21	20	53	229	238
Perdas não Técnicas - PNT	5	8	6	44	24
PNT / Energia Requerida %	0,87%	1,37%	0,58%	1,35%	0,70%
<b>Perdas Totais - PT</b>	<b>46</b>	<b>45</b>	<b>90</b>	<b>359</b>	<b>355</b>
<b>PT / Energia Requerida %</b>	<b>7,47%</b>	<b>7,47%</b>	<b>8,71%</b>	<b>11,05%</b>	<b>10,36%</b>
<b>Total</b>	<b>613</b>	<b>608</b>	<b>1.034</b>	<b>3.251</b>	<b>3.427</b>

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

Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2019 recuperou 47,9 GWh, através de inspeções em 9 mil unidades consumidoras, recorte de 2,5 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.

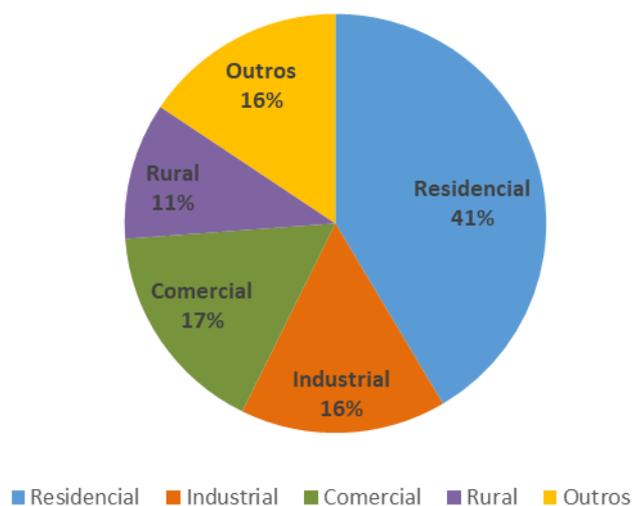


1. Considerando as empresas agrupadas a partir de novembro de 2017.

**Receita** – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 1.082.970, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2018	2019	%
Residencial	398.121	449.301	12,86%
Industrial	166.019	171.085	3,05%
Comercial	157.699	179.145	13,60%
Rural	98.268	114.461	16,48%
Outros	103.826	168.978	62,75%
<b>Total</b>	<b>923.932</b>	<b>1.082.970</b>	<b>17,21%</b>

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 totalizou 465 mil, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2019	2018	%
Residencial	408.272	398.931	2,3%
Comercial	24.266	24.838	-2,3%
Industrial	3.241	3.399	-4,6%
Rural	24.647	24.533	0,5%
Outros	5.194	5.105	1,7%
<b>Total</b>	<b>465.620</b>	<b>456.806</b>	<b>1,9%</b>

**Tarifas** – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2019, atingiu R\$ 500,67/MWh, com aumento de 14,6% em relação a 2018. Tal variação decorre do Reajuste Tarifário Anual (RTA), estabelecido em 20 de março de 2019, por meio da Resolução Homologatória nº 2.522, com vigência de 22 de março de 2019 a 21 de março de 2020.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	537,44
Industrial	443,36
Comercial	519,01
Rural	387,06
Outros	562,75

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\$	569,95	649,06	763,94

Para as tarifas por faixa de consumo das Distribuidoras agrupadas, foram consideradas as tarifas para a classe residencial de até 90 kWh, de 90 a 200 kWh e acima de 200 kWh, sendo a sua composição formada pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE), com tributos (ICMS, PIS e COFINS).

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

Ano	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
2015	8,46	6,34
2016	5,65	4,09
2017	4,82	3,69
2018	6,01	5,09
2019	5,56	4,25

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

**Atendimento ao consumidor** – A CPFL Energia, em seu compromisso de excelência no atendimento ao consumidor, possui uma ampla estrutura de atendimento presencial voltada para o cliente de baixa tensão, que são as Agências de Atendimento. Essa estrutura está presente em toda a área de concessão do Grupo CPFL, composto de 687 municípios, e dimensionada para cumprir com

qualidade e eficiência e presteza, as diretrizes regulatórias vigentes.

As Agências além de possibilitarem aos consumidores o atendimento às suas necessidades relativas aos serviços de distribuição de energia elétrica, são responsáveis por processos de negociação de débitos de contas regulares e de irregularidade, ressarcimento de danos, bem como pelo relacionamento com os Procons, imobiliárias e outros parceiros que também prestam serviços aos clientes.

Na CPFL Santa Cruz essa estrutura é composta por 3 agências de atendimento, 272 imobiliárias e 52 credenciados rede fácil, responsáveis por 1,37 milhões de atendimentos em 2019.

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

- *Call Center*: com capacidade de atendimento de 50 mil chamadas/dia que, aliado a outros canais de atendimento, absorve 4 milhões/mês de interação com os clientes, sem que com isto ocorra congestionamentos nos canais de atendimento;
- *Site* CPFL;
- Aplicativo CPFL & 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 publicados refletem as Demonstrações Contábeis Regulatórias e diferem dos resultados anteriormente publicados em IFRS.

Em 2019, a CPFL Santa Cruz alcançou receita líquida de R\$ 1.046 milhões, um acréscimo de 7,7% (R\$ 74 milhões) em decorrência principalmente dos seguintes aumentos: (i) na receita referente à disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (R\$ 127 milhões); (ii) pelo aumento dos tributos (R\$ 23 milhões); (iii) no suprimento de energia elétrica (R\$ 18 milhões); (iv) na receita de fornecimento de energia (R\$ 17 milhões); e (v) em encargos de parcela A (R\$ 17 milhões). Estes efeitos foram parcialmente compensados: i) pela variação de R\$ 121 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais; (ii) redução de energia elétrica de Curto Prazo (R\$ 3 milhões); e (iii) redução na Subvenções de baixa renda (R\$ 2 milhões).

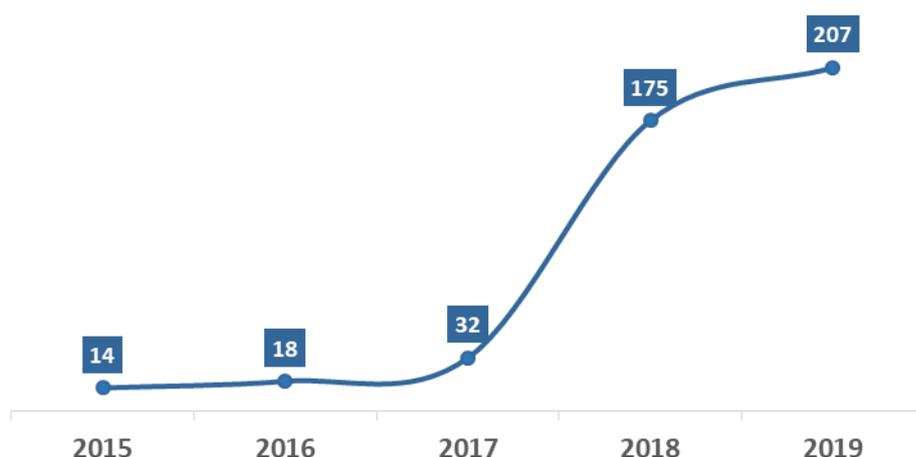
Nos custos não gerenciáveis (Parcela A) houve um aumento de 3,7% (R\$ 25 milhões) devido ao aumento de 16,9% (R\$ 24 milhões) em Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição e um aumento de 0,1% (R\$ 1 milhão) em Energia Elétrica Comprada para Revenda.

As despesas operacionais (Parcela B) em 2019 foram de R\$ 195 milhões, um aumento de 14,0% (R\$ 24 milhões).

<b>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</b>		
	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>99.183</b>	<b>80.751</b>
Amortização	52.061	46.864
Resultado Financeiro	11.128	14.300
Impostos Sobre o Lucro	44.336	33.471
<b>EBITDA</b>	<b>206.708</b>	<b>175.386</b>

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 207 milhões em 2019, um acréscimo de 17,8% (R\$ 31 milhões), em relação a 2018. Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:

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



Em 2019, a CPFL Santa Cruz apurou um resultado financeiro de R\$ 11 milhões, um aumento de 22,2% (R\$ 3,1 milhões). A Receita Financeira foi de R\$ 38 milhões, um aumento 9,3% (R\$ 3,2 milhões), e uma Despesa Financeira de R\$ 49 milhões, uma redução de 0,2% (R\$ 0,1 milhão).

**Investimentos** - Em 2019, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL Santa Cruz, totalizaram R\$ 123 milhões, uma redução de 18,7% em relação à 2018. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 770 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
<b>AIS Bruto</b>	<b>45.477</b>	<b>151.594</b>	<b>123.245</b>	<b>180.202</b>	<b>147.214</b>	<b>142.309</b>	<b>159.583</b>	<b>140.078</b>
Transformador de Distribuição	5.309	10.808	14.707	17.341	14.166	13.694	15.357	13.480
Medidor	3.349	3.926	15.047	12.557	10.259	9.917	11.120	9.761
Redes Baixa Tensão ( < 2,3 kV)	9.353	23.971	26.513	33.663	27.501	26.584	29.811	26.167
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	18.706	47.941	53.027	67.326	55.001	53.169	59.622	52.335
Redes Alta Tensão (69 kV)	25	11.476	1.526	7.328	5.987	5.787	6.490	5.697
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	-	744	17	428	350	338	379	333
Redes Alta Tensão ( >= 230 kV)	-	-	-	0	0	0	0	0
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	794	17.587	4.900	13.098	10.700	10.343	11.599	10.181
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	228	2.930	-	1.777	1.451	1.403	1.573	1.381
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	1.643	26.424	-	15.790	12.899	12.469	13.983	12.274
Subestações Alta Tensão (primário maior igual a 230 kV)	-	-	-	0	0	0	0	0
Demais Máquinas e Equipamentos	6.070	5.788	7.507	10.895	8.900	8.604	9.648	8.469
<b>Obrigações Especiais do AIS Bruto</b>	<b>(718)</b>	<b>(7.563)</b>	<b>(5.784)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(718)	(7.563)	(5.784)	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros - Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

### Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2019R	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
<b>Plano de Investimentos 2019</b>	123.245	180.202	147.214	142.309	159.583	140.078
R\$ Mil	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	
<b>Plano de Investimentos 2018</b>	123.407	138.641	149.684	93.698	94.798	
<b>Diferença</b>	<b>-0,1%</b>	<b>30,0%</b>	<b>-1,7%</b>	<b>51,9%</b>	<b>68,3%</b>	

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2019 e de 2018 da CPFL Santa Cruz, é importante ressaltar que as obras previstas no PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição) são orientativas e devido às variações de mercado ou de outros eventos, podem sofrer deslocamento no tempo e/ou alterações em seus escopos.

Adicionalmente, as justificativas dos desvios referentes ao ano de 2018 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 Santa Cruz utilizou recursos de financiamentos via BNDES (R\$ 70 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia emitiu debêntures (R\$ 190 milhões) e complementou o saldo restante com recursos de captações sob amparo da Lei 4131 (R\$ 42 milhões).

**Valor adicionado** – Em 2019, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Santa Cruz foi de R\$ 706.127 mil, representando 46% da Receita operacional bruta, com a seguinte distribuição:

	<b>2019</b>	
	<b>R\$ mil</b>	<b>%</b>
<b>Pessoal e encargos</b>	<b>53.850</b>	<b>7,6%</b>
Remuneração direta	33.763	4,8%
Benefícios	17.912	2,5%
F.G.T.S	2.176	0,3%
<b>Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>506.506</b>	<b>71,7%</b>
Federais	253.195	35,9%
Estaduais	253.095	35,8%
Municipais	216	0,0%
<b>Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>44.543</b>	<b>6,3%</b>
Juros	43.759	6,2%
Aluguéis	784	0,1%
Outros	-	0,0%
<b>Remuneração de capital próprio</b>	<b>101.228</b>	<b>14,3%</b>
Juros sobre capital próprio (incluindo adicior	24.198	3,4%
Dividendos (incluindo adicional proposto)	3.473	0,5%
Lucros retidos	73.557	10,4%
<b>Total</b>	<b>706.127</b>	<b>100,0%</b>

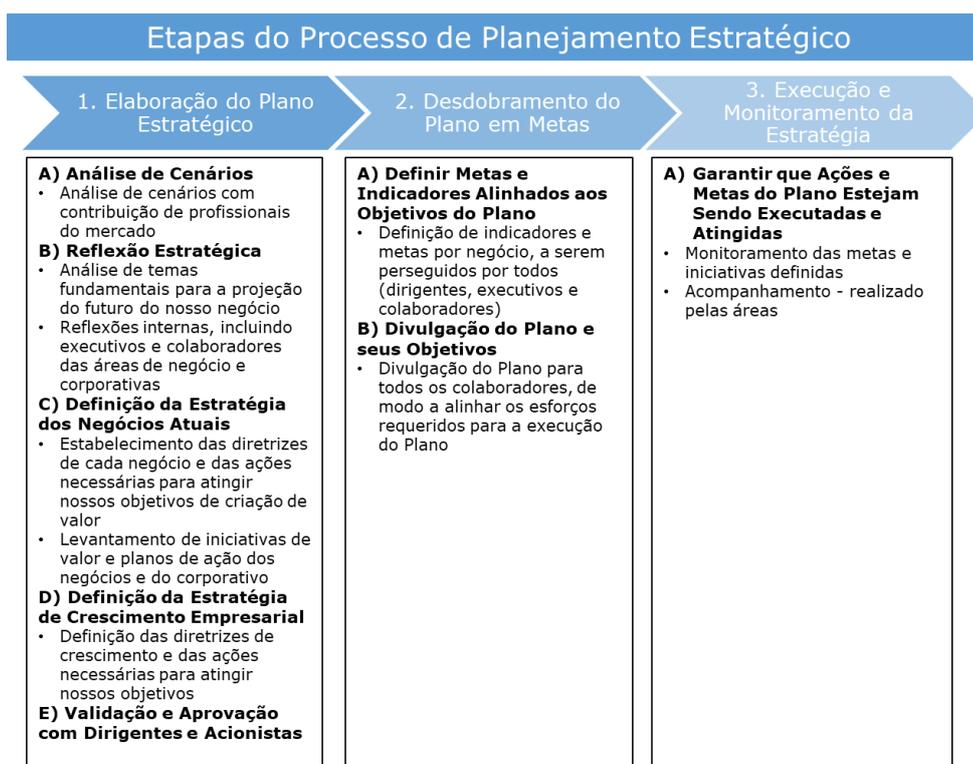
Importante ressaltar que a distribuição apresentada na tabela acima, segue o que foi reportado nas Demonstrações Financeiras Societárias e que a Receita Operacional Bruta utilizada para calcular a representatividade do Valor Adicionado é a reportada nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, que em 2019 foi de R\$ 1.581.740 mil.

**Política de reinvestimento e distribuição de dividendos** – Na Assembleia Geral Ordinária (“AGO”) de 29 de abril de 2019 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2018, através da declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 22.541 mil, e que tal valor corresponde ao total de juros sobre o capital próprio declarados na Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”) de 30 de novembro de 2018.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2019: (a) juros sobre capital próprio no montante de R\$ 24.198 mil (R\$ 20.568 mil líquido de IRRF), sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,067392885 (R\$ 0,057283952 líquido de IRRF), referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2019; e (b) dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76, no montante de R\$ 3.473 mil, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,009673682.

**Composição acionária** – A CPFL Santa Cruz é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia. Em 31 de dezembro de 2019, o capital social da CPFL Santa Cruz era de R\$ 170.413 mil, composto por 359.058.396 ações ordinárias nominais sem valor nominal.

**Planejamento Empresarial** – Desde 2002, A Diretoria de Estratégia e Inovação realiza o Planejamento Empresarial e administra a elaboração das estratégias para o grupo CPFL Energia, 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 Santa Cruz investiu cerca de R\$ 830 mil reais 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, **565 colaboradores** foram alcançados pelas atividades da Universidade CPFL (podendo um funcionário participar de mais de um treinamento), o que representa **77,11 horas de treinamento** por colaborador neste período.

**Sustentabilidade** – A CPFL Santa Cruz mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável

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

### CPFL Santa Cruz em números

Atendimento	2019	2018	%
Número de consumidores	466.443	456.917	2,1%
Número de empregados <sup>1</sup>	3	14	-78,6%
Número de consumidores por empregado	155.481	32.637	376,4%
Número de localidades atendidas	45	43	4,7%
Número de agências	3	11	-72,7%
Número de postos de atendimento	42	55	-23,6%
Número de postos de arrecadação	-	-	-

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

Operacionais	2019	2018	%
Número de subestações	72	72	0,0%
Linhas de transmissão (Km)	1.284	1.208	6,3%
Linhas de distribuição (Km)	22.906	22.514	1,7%

Mercado	2019	2018	%
Área de concessão (Km <sup>2</sup> )	20.250	20.249	0,0%
Demanda máxima (MWh/h)	550	538	2,2%
Mercado atendido (GWh)	3.059	2.883	6,1%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.067	2.006	3,0%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	500,67	436,98	14,6%
Residencial	537,44	497,51	8,0%
Comercial	519,01	476,89	8,8%
Industrial	443,36	407,41	8,8%
Rural	387,06	345,86	11,9%
DEC (horas)	5,56	6,01	-7,5%
FEC (número de interrupções)	4,24	5,09	-16,7%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	31,83	32,87	1,2%

<b>Financeiros</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>%</b>
Receita operacional bruta (R\$ mil)	1.581.740	1.547.300	2,2%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	1.046.262	971.676	7,7%
Resultado da atividade (R\$ mil)	154.647	128.523	20,3%
Margem operacional do serviço líquida (%)	14,78%	13,23%	11,7%
EBITDA OU LAJIDA	206.708	175.386	17,9%
Lucro líquido (R\$ mil)	99.183	80.751	22,8%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	495.556	424.044	16,9%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	20,01%	19,04%	5,1%
Endividamento (incluindo derivativos) (R\$ mil)	517.843	578.654	-10,5%
Em moeda nacional (%)	75%	63%	19,8%
Em moeda estrangeira (%)	36%	37%	-3,7%

## **Agradecimentos**

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

Jaguariúna, 27 de abril de 2020.

## **A Administração**

**Companhia Jaguari de Energia  
CNPJ no 53.859.112/0001-69**

**Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias 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 Jaguari de Energia (com nome fantasia “CPFL Santa Cruz” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede social da Companhia está localizada à Rua Vigato, nº 1620, 1º andar, sala 03, na cidade de Jaguariúna, estado de São Paulo, CEP 13820-000.

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

A área de concessão da Companhia contempla 45 municípios, sendo 39 no interior do Estado de São Paulo, 3 no norte do Estado do Paraná e 3 no sul do Estado de Minas Gerais, atendendo a aproximadamente 466 mil consumidores, entre os principais municípios estão Itapetininga, Jaguariúna, Mococa, Ourinhos e São José do Rio Pardo.

As distribuidoras de energia elétrica Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa, a partir de 01 de janeiro de 2018 foram agrupadas na Companhia Jaguari de Energia.

**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**

### **2.7 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 30, 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](http://www.aneel.gov.br)) e da Companhia ([www.cpfl.com.br](http://www.cpfl.com.br)).

## **2.8 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 ou 2 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 27 de Instrumentos Financeiros, e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

## **2.9 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 possuam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias: provisão para créditos de liquidação duvidosa, principais premissas em relação aos valores recuperáveis e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados;
- Nota 8 – Ativos e passivos financeiros setoriais: critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens;
- Nota 10 – Outros ativos circulantes: provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 11 – Imobilizado e intangível: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 16 – Provisão para litígios e depósitos judiciais e cauções: reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos.

## **2.10 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 11).

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 30.3.1.

A constituição da reavaliação se dá por meio do processo de revisão tarifária periódica, que no caso da Companhia ocorre a cada cinco anos. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 e suas atualizações.

Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia no processo de revisão tarifária da data-base de 31 de agosto de 2015, que foi aprovado pelo Despacho nº 606, de 10 de março de 2016, portanto a Companhia reconheceu a referida reavaliação nas demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2015. Em 2016, com a implantação do laudo homologado da revisão tarifária, a Companhia efetivou o registro do laudo de avaliação da base de remuneração.

### **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 desconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. A Companhia possui os seguintes principais ativos financeiros:

- Registrados pelo valor justo por meio do resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia gerencia estes ativos e toma decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Estes ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.

- Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após o reconhecimento inicial, reconhecidos pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.

## b) Passivos financeiros

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

A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

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

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

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 27.

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

#### a) Ativos financeiros

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

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

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

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

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

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

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

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

de saldos pulverizados.

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

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

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

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

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

#### **b) Ativos não financeiros**

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida, 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 2019 e 2018 estão demonstrados na nota 30. 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\$ 42.241 (R\$ 35.475 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 2019 e 2018 estão demonstrados na nota 30, 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 para a Companhia seria 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, porém, como esse valor é imaterial, não foi reclassificado.

### **( 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 e Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 27) 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	12.406	27.161
Equivalentes de caixa	44.567	45.731
Títulos de crédito privado	44.567	45.731
<b>Total</b>	<b><u>56.974</u></b>	<b><u>72.892</u></b>

**Títulos de crédito privado:** corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDB's no montante de R\$ 37.566 (R\$ 1.730 em 31 de dezembro de 2018); e (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 7.001 (R\$ 44.001 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 97,75% (100,3% em 2018) do CDI.

## ( 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			
<b>Fornecimento de Energia</b>	<b>115.205</b>	<b>42.140</b>	<b>3.021</b>	<b>959</b>	<b>5.118</b>	<b>(8.835)</b>	<b>975</b>	<b>9.969</b>	<b>983</b>	<b>1.376</b>	<b>(1.782)</b>	<b>169.131</b>	<b>165.945</b>	
Residencial	28.231	26.725	1.182	23	992	(1.915)	602	1.029	490	179	(148)	57.391	51.479	
Industrial	14.865	4.016	232	332	3.846	(5.034)	226	968	274	532	(902)	19.355	18.794	
Comercial	12.853	4.437	349	96	89	(758)	83	1.013	87	645	(483)	18.411	17.098	
Rural	6.283	2.355	251	19	40	(312)	26	248	45	19	(197)	8.778	8.399	
Poderes Públicos	3.572	1.876	297	0	61	(158)	-	4.471	87	-	(53)	10.153	12.010	
Iluminação Pública	4.163	1.358	313	489	89	(495)	-	912	-	-	-	6.829	7.850	
Serviço Público	4.430	1.261	378	-	0	(162)	38	1.329	-	-	-	7.274	5.948	
Serviço Taxado	160	111	19	0	0	-	-	-	-	-	-	291	160	
Fornecimento Não Faturado	40.646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.646	44.207	
Encargos Tarifários	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3	
Outros consumidores	10.670	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.670	8.826	
<b>Consumidores</b>	<b>125.879</b>	<b>42.140</b>	<b>3.021</b>	<b>959</b>	<b>5.118</b>	<b>(8.835)</b>	<b>975</b>	<b>9.969</b>	<b>983</b>	<b>1.376</b>	<b>(1.782)</b>	<b>179.803</b>	<b>174.774</b>	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	1.686	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.686	1.527	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120	-	
Energia Elétrica de Curto Prazo	2.181	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.181	2.058	
Outros	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	
<b>Concessionárias e permissionárias</b>	<b>3.988</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.988</b>	<b>3.586</b>	
<b>Consumidores, Concessionárias e permissionárias</b>	<b>129.866</b>	<b>42.140</b>	<b>3.021</b>	<b>959</b>	<b>5.118</b>	<b>(8.835)</b>	<b>975</b>	<b>9.969</b>	<b>983</b>	<b>1.376</b>	<b>(1.782)</b>	<b>183.791</b>	<b>178.360</b>	
												<b>Circulante</b>	<b>172.864</b>	<b>164.784</b>
												<b>Não Circulante</b>	<b>10.927</b>	<b>13.577</b>
													<b>183.791</b>	<b>178.360</b>

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

O detalhamento da metodologia de provisão está descrito nas notas 3.7 – Redução ao valor recuperável (“Impairment”).

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

	<u>Consumidores, concessionárias e permissionárias</u>
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>(7.594)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(4.369)
Recuperação de receita	2.280
Adoção de nova metodologia para o cálculo da PCLD	(2.339)
Baixa de contas a receber provisionadas	3.106
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>(8.918)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(9.784)
Recuperação de receita	5.109
Baixa de contas a receber provisionadas	2.977
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>(10.616)</b>

## (7) TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<b><u>Circulante</u></b>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	2.925	-
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	5.852	-
Imposto de renda e contribuição social a compensar	186	1.236
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	2.212	441
ICMS a compensar	9.916	7.584
Programa de integração social - PIS	88	69
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	407	319
Outros	8	8
<b>Total</b>	<b><u>21.596</u></b>	<b><u>9.657</u></b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
ICMS a compensar	15.234	12.248
Programa de integração social - PIS	29.928	-
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	137.849	-
<b>Total</b>	<b><u>183.012</u></b>	<b><u>12.248</u></b>

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

**ICMS a compensar:** refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativo imobilizado.

**Programa de integração social - PIS e Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS:**

Em 2019, a Companhia obteve decisão judicial final favorável em última instância, a qual não está sujeita a novo recurso, do processo relacionado à exclusão dos montantes de ICMS na base fiscal de PIS e COFINS (relacionado aos processos originais de quatro companhias agrupadas - CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa), bem como o direito de ressarcimento de valores anteriormente pagos.

Como resultado, a Companhia registrou um crédito fiscal de R\$ 166.870, utilizando método de cálculo em conformidade com a Orientação da Receita Federal 13/2018. Baseado em opiniões legais, a Companhia entende que o montante recebido como crédito fiscal deverá ser reembolsado aos consumidores assim que a Receita Federal aprovar tais compensações de créditos a pagar aos consumidores afetados. A Companhia permanece analisando, com seus assessores legais, o período relevante aplicável para cálculo da devolução desse crédito fiscal para os consumidores, o qual poderá ser para um período de três, cinco ou dez anos. Em 2019, a Companhia registrou um passivo relacionado à necessidade de devolução desse crédito fiscal, considerando um período máximo de 10 anos.

Portanto, para o período encerrado em 31 de dezembro de 2019, a Companhia registrou um ativo de R\$ 167.777 na rubrica de “tributos compensáveis”, em contrapartida a um passivo de R\$ 132.607 em “outros passivos circulantes e não circulantes – consumidores e concessionárias” (nota 17) e uma redução de R\$ 34.495 em “deduções da receita operacional – PIS-PASEP e COFINS” e atualização financeira de R\$ 675.

**( 8 ) 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	Remuneração	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2019	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA Ativa (a)</b>	<b>207.804</b>	<b>132.192</b>	<b>(138.676)</b>	<b>11.016</b>	<b>(464)</b>	<b>(47.118)</b>	<b>164.755</b>	<b>29.463</b>	<b>135.293</b>	<b>134.361</b>	<b>30.394</b>
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	89.248	36.951	(35.799)	2.792	(535)	(47.340)	45.318	6.493	38.825	36.595	8.722
Custo de Energia Itaipu	91.002	67.965	(76.319)	5.000	(103)	-	87.545	16.635	70.910	71.615	15.931
Proinfa	42	657	(788)	39	-	222	173	173	-	173	-
Transporte de Rede Básica	14.256	20.200	(11.933)	1.759	197	-	24.479	2.932	21.547	19.639	4.841
Transporte de Energia - Itaipu	1.981	1.765	(1.617)	150	(23)	-	2.256	434	1.822	1.846	409
ESS/EER	-	-	(176)	176	-	-	-	-	-	-	-
CDE	11.274	4.654	(12.044)	1.100	-	-	4.984	2.796	2.189	4.492	492
<b>Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)</b>	<b>11.113</b>	<b>1.256</b>	<b>(9.498)</b>	<b>252</b>	<b>1.628</b>	<b>933</b>	<b>5.683</b>	<b>2.472</b>	<b>3.211</b>	<b>5.264</b>	<b>419</b>
Neutralidade da Parcela A	9.626	(1.210)	(7.833)	112	1.446	-	2.140	2.140	-	2.140	-
Sobrecontratação de Energia	-	396	-	61	-	890	1.347	-	1.347	1.347	-
Outros	1.487	2.070	(1.665)	79	182	43	2.196	332	1.864	1.777	419
<b>Total Ativos Financeiros Setoriais</b>	<b>218.916</b>	<b>133.448</b>	<b>(148.174)</b>	<b>11.268</b>	<b>1.164</b>	<b>(46.185)</b>	<b>170.438</b>	<b>31.935</b>	<b>138.504</b>	<b>139.625</b>	<b>30.813</b>

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

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2018	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2019	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA Passiva (a)</b>	<b>86.771</b>	<b>45.596</b>	<b>(41.640)</b>	<b>3.515</b>	<b>(249)</b>	<b>(47.118)</b>	<b>46.875</b>	<b>7.278</b>	<b>39.597</b>	<b>37.979</b>	<b>8.896</b>
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	38.924	25.313	(178)	993	-	(47.340)	17.711	-	17.711	13.732	3.979
Custo de Energia Itaipu	-	9	(217)	208	-	-	-	-	-	-	-
Proinfa	-	(222)	(1)	1	-	222	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	13	-	(13)	-	-	-	-	-	-	-	-
Transporte de Energia - Itaipu	27	-	(27)	-	-	-	-	-	-	-	-
ESS/EER	44.948	20.496	(38.320)	2.289	(249)	-	29.164	7.278	21.886	24.247	4.917
CDE	2.860	-	(2.884)	24	-	-	-	-	-	-	-
<b>Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)</b>	<b>58.255</b>	<b>50.698</b>	<b>(39.887)</b>	<b>2.284</b>	<b>(203)</b>	<b>933</b>	<b>72.081</b>	<b>7.396</b>	<b>64.687</b>	<b>47.240</b>	<b>24.841</b>
Neutralidade da Parcela A	-	5.365	-	5	-	-	5.369	-	5.369	4.163	1.206
Sobrecontratação de Energia	8.746	6.128	(10.512)	255	(177)	890	5.331	2.107	3.224	4.606	724
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periód	22.542	8.932	(5.886)	1.010	(26)	-	26.571	873	25.699	9.938	16.633
Outros	26.968	30.273	(23.489)	1.014	-	43	34.810	4.416	30.395	28.533	6.277
<b>Total Passivos Financeiros Setoriais</b>	<b>145.027</b>	<b>96.293</b>	<b>(81.527)</b>	<b>5.800</b>	<b>(452)</b>	<b>(46.185)</b>	<b>118.956</b>	<b>14.674</b>	<b>104.284</b>	<b>85.219</b>	<b>33.737</b>

### **(a) CVA - Conta de compensação de variação de custos da “Parcela A”**

Refere-se ao mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Atualmente, os principais gastos considerados como custos não gerenciáveis são:

- Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
- Energia Elétrica Comprada para Revenda;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“PROINFA”);
- Encargos de Serviço do Sistema (“ESS”) e Encargos de Energia de reserva (“EER”);
- Rede Básica;
- Repasse de Itaipu;
- Transporte de Itaipu.

Os itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela - CVA” são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, no período de 22 de março de 2018 a 21 de março de 2019, entre os valores dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

A recuperação da CVA foi iniciada em 22 de março de 2019, logo após o final da vigência da Revisão Tarifária de março de 2019, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação, ou seja, a RTA não alterou o mecanismo de compensação.

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

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

### **(b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais**

- **Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A:** refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados relativos a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.
- **Sobrecontratação:** o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007.
- **Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica:** refere-se aos componentes financeiros referentes a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores. O principal item é a ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que passará a ser amortizado parte a partir da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica e outra parte a partir do próximo reajuste tarifário.
- **Outros Componentes Financeiros:** refere-se principalmente a reversão do adiantamento concedido para fazer frente aos custos com Risco Hidrológico

## (9) 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
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>				
Provisões para litígios	1.593	4.424	2.558	7.104
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	1.015	2.821	861	2.392
Programas de P&D e eficiência energética	1.068	2.968	1.143	3.175
Provisão relacionada a pessoal	234	650	211	587
Derivativos	276	765	(355)	(985)
Marcação a Mercado - Derivativos	(84)	(232)	276	767
Marcação a Mercado - Dívidas	(104)	(288)	(375)	(1.043)
Outros	1.299	3.654	1.069	3.022
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado</b>				
Reavaliação regulatória compulsória	(10.007)	(27.796)	(11.167)	(31.020)
<b>Total</b>	<b>(4.709)</b>	<b>(13.036)</b>	<b>(5.779)</b>	<b>(16.001)</b>

### 9.6 Expectativa do período de recuperação:

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

<u>Expectativa de recuperação</u>	
2020	8.582
2021	3.468
2022	2.586
2023	1.241
2024	1.241
2025 a 2027	2.444
2028 a 2030	1.203
<b>Total</b>	<b>20.767</b>

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

	2019		2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>	<b>143.519</b>	<b>143.519</b>	<b>114.222</b>	<b>114.222</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Juros sobre o capital próprio	(24.198)	(24.198)	(22.541)	(22.541)
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(600)	(600)	-	-
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	8.906	8.906	8.383	8.383
Incentivo fiscal - lucro de exploração				
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	1.810	(436)	1.972	(2.913)
<b>Base de cálculo</b>	<b>129.437</b>	<b>127.191</b>	<b>102.037</b>	<b>97.152</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Crédito (Débito) fiscal apurado</b>	<b>(11.649)</b>	<b>(31.798)</b>	<b>(9.183)</b>	<b>(24.288)</b>
Provisão para riscos fiscais	(118)	(771)	-	-
<b>Imposto de renda e contribuição social no resultado</b>	<b>(11.767)</b>	<b>(32.569)</b>	<b>(9.183)</b>	<b>(24.288)</b>
Corrente	(12.836)	(35.536)	(7.952)	(20.687)
Diferido	1.068	2.967	(1.231)	(3.601)

(\*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

### 9.8 Imposto de renda e contribuição social diferidos reconhecidos diretamente o Patrimônio Líquido:

	2019		2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Reserva de Reavaliação</b>	(12.894)	(12.894)	(11.056)	(11.056)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes</b>	<b>1.160</b>	<b>3.223</b>	<b>995</b>	<b>2.764</b>

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

### ( 10 ) OUTROS ATIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Adiantamentos - Fundação CESP	1.004	-	13	-
Serviços prestados a terceiros	2.456	1.304	-	-
Contas a receber - CDE	13.613	7.191	-	-
Adiantamentos a funcionários	1.050	1.360	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(666)	(649)	-	-
Outros	2.076	3.489	-	13
<b>Total</b>	<b>19.535</b>	<b>12.695</b>	<b>13</b>	<b>13</b>

**Contas a receber – CDE:** refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.681 (R\$ 973 em 31 de dezembro de 2018), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 11.932 (R\$ 6.218 em 31 de dezembro de 2018), nota 20.3.

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

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

	Outros Ativos Circulantes
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>(685)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	55
Adoção de nova metodologia para cálculo da PCLD	(19)
<b>Saldo em 31/12/2018</b>	<b>(649)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(17)
<b>Saldo em 31/12/2019</b>	<b>(666)</b>

**( 11 ) 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
<b>Em serviço</b>					
<b>Distribuição</b>	4,04%	<b>1.806.770</b>	<b>(837.388)</b>	<b>969.382</b>	<b>898.167</b>
Custo Histórico		1.272.750	(445.847)	826.902,69	739.860
Correção Monetária Especial		16.010	(15.686)	324,22	353
Reavaliação		518.010	(375.855)	142.155,03	157.954
<b>Administração</b>	8,45%	<b>32.472</b>	<b>(24.248)</b>	<b>8.224</b>	<b>9.013</b>
Custo Histórico		25.514	(18.945)	6.569,12	7.214
Correção Monetária Especial		1.064	(941)	123,29	123
Reavaliação		5.894	(4.363)	1.531,43	1.676
<b>Subtotal</b>		<b>1.839.242</b>	<b>(861.637)</b>	<b>977.606</b>	<b>907.180</b>
<b>Em Curso</b>		<b>85.402</b>	-	<b>85.402</b>	<b>48.277</b>
Distribuição		80.490	-	80.490	40.502
Administração		4.912	-	4.912	7.775
<b>Subtotal</b>		<b>85.402</b>	-	<b>85.402</b>	<b>48.277</b>
<b>Total</b>		<b>1.924.644</b>	<b>(861.637)</b>	<b>1.063.008</b>	<b>955.457</b>

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
<b>Em serviço</b>					
<b>Distribuição</b>	12,81%	<b>19.784</b>	<b>(12.985)</b>	<b>6.798</b>	<b>7.120</b>
Custo Histórico		13.694	(8.421)	5.273	5.557
Correção Monetária Especial		54	-	54	54
Reavaliação		6.036	(4.564)	1.472	1.509
<b>Administração</b>	20,00%	<b>64.011</b>	<b>(55.260)</b>	<b>8.752</b>	<b>6.317</b>
Custo Histórico		49.080	(40.397)	8.683	6.133
Reavaliação		14.931	(14.863)	69	185
<b>Subtotal</b>		<b>83.795</b>	<b>(68.245)</b>	<b>15.550</b>	<b>13.437</b>
<b>Em Curso</b>		<b>7.650</b>	-	<b>7.650</b>	<b>13.031</b>
Distribuição		1.532	-	1.532	4.861
Administração		6.118	-	6.118	8.170
<b>Subtotal</b>		<b>7.650</b>	-	<b>7.650</b>	<b>13.031</b>
<b>Total</b>		<b>91.445</b>	<b>(68.245)</b>	<b>23.200</b>	<b>26.468</b>

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
<b>Distribuição</b>	<b>1.712.401</b>	-	<b>(39.054)</b>	<b>133.425</b>	<b>(2)</b>	<b>1.806.770</b>	<b>94.371</b>	<b>(837.388)</b>	<b>969.382</b>	<b>898.167</b>
Terrenos	13.572	-	-	-	-	13.572	-	-	13.572	13.572
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	26.381	-	-	1.127	28	27.536	1.127	(13.296)	14.239	13.819
Máquinas e Equipamentos	1.644.868	-	(38.959)	123.245	2.785	1.731.939	84.286	(805.211)	926.728	859.780
Veículos	20.818	-	(95)	9.054	(2.807)	26.969	8.959	(13.120)	13.850	9.878
Móveis e Utensílios	6.763	-	-	-	(8)	6.754	-	(5.761)	994	1.119
<b>Administração</b>	<b>32.056</b>	-	<b>(42)</b>	<b>456</b>	<b>2</b>	<b>32.472</b>	<b>414</b>	<b>(24.248)</b>	<b>8.224</b>	<b>9.013</b>
Terrenos	3.605	-	-	-	-	3.605	-	-	3.605	3.605
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	3.567	-	-	-	-	3.567	-	(2.761)	806	891
Máquinas e Equipamentos	18.672	-	-	456	2	19.130	456	(15.747)	3.384	3.884
Veículos	4.283	-	(42)	-	-	4.241	(42)	(4.086)	155	320
Móveis e Utensílios	1.929	-	-	-	-	1.929	-	(1.655)	275	314
<b>Subtotal</b>	<b>1.744.457</b>	-	<b>(39.096)</b>	<b>133.881</b>	-	<b>1.839.242</b>	<b>94.786</b>	<b>(861.637)</b>	<b>977.606</b>	<b>907.180</b>
<b>Ativo Imobilizado em Curso</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2018</b>	<b>Adições (A)</b>	<b>Baixas (B)</b>	<b>Transferências (C)</b>	<b>Reclassif.</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2019</b>	<b>Adições Líquidas (A)+(B)+(C)</b>	<b>Depreciação Acumulada</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2019</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2018</b>
<b>Distribuição</b>	<b>40.502</b>	<b>161.747</b>	-	<b>(121.789)</b>	<b>29</b>	<b>80.490</b>	<b>39.958</b>	-	<b>80.490</b>	<b>40.502</b>
Máquinas e Equipamentos	14.443	145.971	-	(120.031)	29	40.412	25.939	-	40.412	14.443
Outros	26.059	15.776	-	(1.757)	-	40.078	14.019	-	40.078	26.059
<b>Administração</b>	<b>7.775</b>	<b>9.466</b>	-	<b>(12.299)</b>	<b>(29)</b>	<b>4.912</b>	<b>(2.833)</b>	-	<b>4.912</b>	<b>7.775</b>
Máquinas e Equipamentos	1.111	1.575	-	(667)	(29)	1.990	908	-	1.990	1.111
Outros	6.664	7.891	-	(11.632)	-	2.923	(3.741)	-	2.923	6.664
<b>Subtotal</b>	<b>48.277</b>	<b>171.213</b>	-	<b>(134.088)</b>	-	<b>85.402</b>	<b>37.125</b>	-	<b>85.402</b>	<b>48.277</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>1.792.734</b>	<b>171.213</b>	<b>(39.096)</b>	<b>(206)</b>	-	<b>1.924.644</b>	<b>131.911</b>	<b>(861.637)</b>	<b>1.063.008</b>	<b>955.457</b>

A composição das adições ao ativo imobilizado em curso no exercício, por tipo de gastos capitalizado, é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso 2019	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos	Total
<b>Imobilizado em Curso</b>	<b>104.835</b>	<b>46.383</b>	<b>5.280</b>	<b>1.123</b>	<b>108</b>	<b>7.753</b>	<b>165.482</b>
Terrenos	-	290	-	16	-	1.473	1.778
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	32	847	-	-	-	-	879
Máquinas e Equipamentos	97.898	37.215	5.016	1.044	107	6.265	147.546
Veículos	6.723	93	-	-	-	13	6.829
Móveis e Utensílios	183	-	-	-	-	-	183
A Ratear	-	7.938	263	63	-	3	8.267
<b>Outros - Estoque</b>	-	-	-	-	-	<b>5.731</b>	<b>5.731</b>
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	673	673
Material em Depósito	-	-	-	-	-	5.067	5.067
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	(10)	(10)
<b>Total das Adições</b>	<b>104.835</b>	<b>46.383</b>	<b>5.280</b>	<b>1.123</b>	<b>108</b>	<b>13.484</b>	<b>171.213</b>

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)
<b>AIS Bruto</b>	<b>1.644.868</b>	-	<b>(38.959)</b>	<b>123.245</b>	<b>2.785</b>	<b>1.731.939</b>	<b>84.286</b>
Transformador de Distribuição	246.803	-	(8.472)	14.707	61	253.099	6.235
Medidor	134.846	-	(10.043)	15.047	(2)	139.849	5.004
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	270.379	-	(3.865)	26.513	(20)	293.008	22.649
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	540.012	-	(7.730)	53.027	(40)	585.269	45.297
Redes Alta Tensão (69 kV)	59.616	-	-	1.526	-	61.142	1.526
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	12.171	-	(62)	17	-	12.126	(45)
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	78.216	-	(584)	4.900	-	82.532	4.317
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	52.643	-	(44)	-	-	52.599	(44)
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	133.092	-	(4.104)	-	-	128.988	(4.104)
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	14.667	-	21	-	-	14.688	21
Demais Máquinas e Equipamentos	102.423	-	(4.076)	7.507	2.785	108.640	3.431

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
<b>Ativo Intangível em Serviço</b>										
<b>Distribuição</b>	<b>18.924</b>	-	-	<b>858</b>	<b>2</b>	<b>19.784</b>	<b>858</b>	<b>(12.985)</b>	<b>6.798</b>	<b>7.120</b>
Serviços	4.679	-	-	-	-	4.679	-	-	4.679	4.679
Softwares	11.963	-	-	858	2	12.823	858	(11.820)	1.003	1.233
Outros	2.282	-	-	-	-	2.282	-	(1.165)	1.116	1.208
<b>Administração</b>	<b>58.066</b>	-	-	<b>5.948</b>	<b>(2)</b>	<b>64.011</b>	<b>5.948</b>	<b>(55.260)</b>	<b>8.752</b>	<b>6.317</b>
Softwares	57.713	-	-	5.948	(2)	63.659	5.948	(55.260)	8.399	5.965
Outros	352	-	-	-	-	352	-	-	352	352
<b>Subtotal</b>	<b>76.990</b>	-	-	<b>6.806</b>	-	<b>83.795</b>	<b>6.806</b>	<b>(68.245)</b>	<b>15.550</b>	<b>13.437</b>
<b>Ativo Intangível em Curso</b>										
<b>Distribuição</b>	<b>4.861</b>	<b>1.306</b>	<b>(3.134)</b>	<b>(847)</b>	<b>(655)</b>	<b>1.532</b>	<b>(2.675)</b>	-	<b>1.532</b>	<b>4.861</b>
Serviços	299	621	-	-	-	920	621	-	920	299
Outros	4.563	684	(3.134)	(847)	(655)	611	(3.296)	-	611	4.563
<b>Administração</b>	<b>8.170</b>	<b>3.046</b>	-	<b>(5.753)</b>	<b>655</b>	<b>6.118</b>	<b>(2.707)</b>	-	<b>6.118</b>	<b>8.170</b>
Outros	8.170	3.046	-	(5.753)	655	6.118	(2.707)	-	6.118	8.170
<b>Subtotal</b>	<b>13.031</b>	<b>4.352</b>	<b>(3.134)</b>	<b>(6.599)</b>	-	<b>7.650</b>	<b>(5.381)</b>	-	<b>7.650</b>	<b>13.031</b>
<b>Total do Ativo Intangível</b>	<b>90.021</b>	<b>4.352</b>	<b>(3.134)</b>	<b>206</b>	-	<b>91.445</b>	<b>1.424</b>	<b>(68.245)</b>	<b>23.200</b>	<b>26.468</b>

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

**Taxas anuais de  
depreciação (%)**

**Distribuição**

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

**Administração central**

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

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

**( 12 ) FORNECEDORES**

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Encargos de Uso da Rede Elétrica	17.789	17.513
Suprimento de Energia Elétrica	74.904	52.502
Materiais e serviços	36.139	11.573
Outros	1.737	1.639
<b>Total</b>	<b><u>130.569</u></b>	<b><u>83.228</u></b>

# (13) EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

## 13.1 Abertura de Endividamento Total:

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adim-piente?	Data Captação / Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pto Juros	Frequência Pto 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+							
<b>Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira</b>	<b>1.021,68</b>	<b>13.445,10</b>	<b>174.882,64</b>	<b>186.349,42</b>													<b>48.817,29</b>	<b>123.065,35</b>	-	-	-	-	-	-	<b>174.882,64</b>			
Lei 4131 - Merrill Lynch	32,85	-	95.356,52	95.389,37	Sim	14/08/2018	Avaliaçãop	Euro	0,01	10/03/2020	Semestral	14/03/2022	14/03/2022	Parcela única em março de 2022	Bulet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.356,52	
Lei 4131 - Bank of Nova Scotia	857,93	-	48.368,40	49.226,33	Sim	03/07/2018	Avaliaçãop	US\$	0,04	03/01/2020	Semestral	06/07/2021	06/07/2021	Parcela única em julho de 2021	Bulet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.368,40	
Lei 4131 - BNP PARIBAS	60,62	-	28.526,83	28.586,45	Sim	06/05/2019	Avaliaçãop	US\$	0,03	06/03/2020	Trimestral	07/03/2022	07/03/2022	Parcela única em março de 2022	Bulet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.526,83	
Lei 4131 - Bank of Nova Scotia	70,48	13.630,39	-	13.700,86	Sim	27/09/2019	Avaliaçãop	US\$	0,02	27/03/2020	Semestral	28/09/2020	28/09/2020	Amortização: Parcela única em 2022	Bulet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Marcação a mercado	-	(1.153,28)	(968,09)	-	Sim	30/09/2019	Não há	Outro, especif. no cronograma	0,00%	31/10/2019	N.A.	31/10/2019	14/03/2022	N.A.	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(968,09)	
<b>Financ. / Emprést. Moeda Nacional</b>	<b>1.173,69</b>	<b>45.096,86</b>	<b>340.094,76</b>	<b>386.365,31</b>													<b>24.829,41</b>	<b>21.632,06</b>	<b>115.961,04</b>	<b>114.151,01</b>	<b>114.151,01</b>	<b>17.447,57</b>	<b>46.073,67</b>	<b>46.073,67</b>	<b>340.094,76</b>			
Debênture - CPJ013	804,48	-	190.804,48	190.804,48	Sim	jun-19	Avaliaçãop	CDI	1,07	43.979,00	Semestral	29/05/2023	29/05/2024	2 parcelas (Maio/2023 e Maio/21	Outros	-	-	95.000,00	95.000,00	-	-	-	-	-	-	-	190.000,00	
BNDES - FNEM	282,91	13.803,62	138.036,15	152.122,68	Sim	dez-18	Avaliaçãop	IPCA	0,05	43.908,00	Mensal	15/04/2020	15/04/2020	16/08/2028	Trimestral	SAC	18.404,82	18.404,82	18.404,82	18.404,82	18.404,82	18.404,82	46.012,05	-	-	138.036,15		
BNDES FNEM - Santander - SC. C	13,05	1.209,41	4.232,52	5.455,37	Sim	ago-14	Avaliaçãop	Pré	0,06	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/06/2024	Mensal	SAC	1.209,41	1.209,41	1.209,41	604,70	-	-	-	-	-	-	-	4.232,52	
Capital de Giro - CCB - Bco. IBM	2,91	4.156,71	-	4.159,52	Sim	ago-14	Avaliaçãop	CDI	0,00	43.920,00	Semestral	30/03/2020	30/05/2020	Semestral	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Capital de Giro - CCB - Bco. IBM	0,23	2.762,20	-	2.762,43	Sim	dez-14	Avaliaçãop	CDI	0,00	44.001,00	Semestral	19/06/2020	19/12/2020	Semestral	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BNDES Investm. - SANTANDER - CLFM	7,90	614,86	1.890,87	2.313,63	Sim	dez-13	Avaliaçãop	TJLP	0,03	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/09/2023	Mensal	SAC	614,86	614,86	481,15	-	-	-	-	-	-	-	-	1.690,87	
Capital de Giro - CCB - Banco IBM	0,18	2.168,23	-	2.168,41	Sim	dez-14	Avaliaçãop	CDI	0,00	44.001,00	Semestral	19/06/2020	19/12/2020	Semestral	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Capital de Giro - CCB - Bco. IBM	1,44	2.134,57	-	2.136,01	Sim	ago-14	Avaliaçãop	CDI	0,00	43.920,00	Semestral	30/03/2020	30/08/2020	Semestral	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BNDES FNEM - Santander - SC. C	4,87	451,80	1.581,30	2.037,97	Sim	ago-14	Avaliaçãop	Pré	0,06	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/06/2024	Mensal	SAC	451,80	451,80	451,80	225,90	-	-	-	-	-	-	-	1.581,30	
Capital de Giro - CCB - Bco. IBM	0,45	2.034,04	-	2.034,49	Sim	abr-14	Avaliaçãop	CDI	0,00	43.934,00	Semestral	13/04/2020	10/04/2020	Semestral	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BNDES FNEM - Santander - SC. A	5,66	1.451,06	362,76	1.819,49	Sim	ago-14	Avaliaçãop	TJLP	0,02	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/03/2021	Mensal	SAC	362,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	362,76
Capital de Giro - CCB - Banco IBM	0,01	1.701,86	-	1.701,87	Sim	jun-14	Avaliaçãop	CDI	0,00	44.011,00	Semestral	29/05/2020	27/06/2020	Semestral	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Capital de Giro - CCB - Bco. IBM	0,32	1.454,44	-	1.454,76	Sim	abr-14	Avaliaçãop	CDI	0,00	43.934,00	Semestral	13/04/2020	10/04/2020	Semestral	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BNDES Investm. - SANTANDER - SC. C	3,48	322,15	1.127,54	1.453,17	Sim	ago-14	Avaliaçãop	Pré	0,06	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/06/2024	Mensal	SAC	322,15	322,15	322,15	161,08	-	-	-	-	-	-	-	-	1.127,54
BNDES FNEM - Santander - SC. C	3,46	320,85	1.122,96	1.447,27	Sim	ago-14	Avaliaçãop	Pré	0,06	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/06/2024	Mensal	SAC	320,85	320,85	320,85	160,42	-	-	-	-	-	-	-	-	1.122,96
Capital de Giro - CCB - Banco IBM	5,85	1.419,28	-	1.425,10	Sim	set-16	Avaliaçãop	CDI	0,01	43.892,00	Semestral	02/03/2020	02/09/2020	Semestral	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BNDES FNEM - Santander - SC. A	1,96	986,12	246,53	1.233,71	Sim	ago-14	Avaliaçãop	Pré	0,02	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/03/2021	Mensal	SAC	246,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	246,53
BNDES - SAFRA	3,84	573,09	525,33	1.102,25	Sim	jun-17	Avaliaçãop	TJLP	0,03	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/11/2021	Mensal	SAC	525,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525,33
Capital de Giro - CCB - Banco IBM	0,09	1.081,63	-	1.081,72	Sim	dez-10	Avaliaçãop	CDI	0,00	44.001,00	Semestral	19/06/2020	19/12/2020	Semestral	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BNDES Investm. - SANTANDER - CLFM	2,54	258,33	710,41	971,28	Sim	dez-13	Avaliaçãop	UMBDES	0,02	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/09/2023	Mensal	SAC	258,33	258,33	196,78	-	-	-	-	-	-	-	-	710,41	
BNDES FNEM - Santander - SC. A	2,91	747,44	186,86	937,22	Sim	ago-14	Avaliaçãop	TJLP	0,02	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/03/2021	Mensal	SAC	186,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	186,86
BNDES Investm. - SANTANDER - CLFM	2,97	353,61	500,95	857,53	Sim	jul-12	Avaliaçãop	TJLP	0,03	43.845,00	Mensal	15/01/2020	16/05/2022	Mensal	SAC	353,61	147,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500,95
BNDES FNEM - SAFRA	2,69	398,34	365,14	766,17	Sim	jun-17	Avaliaçãop	TJLP	0,03	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/11/2021	Mensal	SAC	365,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365,14
BNDES FNEM - SAFRA - CREE	2,64	377,07	377,07	759,79	Sim	abr-17	Avaliaçãop	TJLP	0,03	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/12/2021	Mensal	SAC	377,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	377,07
Capital de Giro - CCB - Banco IBM	3,38	725,07	-	726,43	Sim	ago-16	Avaliaçãop	CDI	0,01	43.978,00	Semestral	17/02/2020	17/08/2020	Semestral	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BNDES Investm. - SANTANDER - SC. A	2,17	555,53	138,88	696,58	Sim	ago-14	Avaliaçãop	TJLP	0,02	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/03/2021	Mensal	SAC	138,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138,88
BNDES FNEM - Santander - SC. A	2,08	532,42	667,61	1.199,05	Sim	ago-14	Avaliaçãop	TJLP	0,02	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/03/2021	Mensal	SAC	667,61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.199,05
BNDES Investm. - SANTANDER - SC. B	2,31	274,89	389,42	666,61	Sim	jul-12	Avaliaçãop	TJLP	0,03	43.845,00	Mensal	15/01/2020	16/05/2022	Mensal	SAC	389,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	389,42
BNDES FNEM - Santander - SC. B	0,54	504,94	126,24	631,72	Sim	ago-14	Avaliaçãop	Selic	0,02	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/03/2021	Mensal	SAC	126,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126,24
Capital de Giro - CCB - Bco. IBM	0,00	559,46	-	559,46	Sim	jun-14	Avaliaçãop	CDI	0,00	44.011,00	Semestral	29/05/2020	27/06/2020	Semestral	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
BNDES Investm. - SANTANDER - SC. B	0,40	375,32	93,83	469,56	Sim	ago-14	Avaliaçãop	Selic	0,02	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/03/2021	Mensal	SAC	93,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93,83
BNDES FNEM - Santander - SC. B	0,39	361,43	90,36	452,18	Sim	ago-14	Avaliaçãop	Selic	0,02	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/03/2021	Mensal	SAC	90,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90,36
BNDES Investm. - SANTANDER - CLFM	1,08	167,74	237,84	405,46	Sim	jul-12	Avaliaçãop	UMBDES	0,02	43.845,00	Mensal	15/01/2020	16/05/2022	Mensal	SAC	167,74	70,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	237,84
BNDES Investm. - SANTANDER - SC. A	0,84	139,40	154,73	315,97	Sim	jul-12	Avaliaçãop	UMBDES	0,02	43.845,00	Mensal	15/01/2020	16/05/2022	Mensal	SAC	139,40	55,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	164,73
BNDES Investm. - SAFRA	0,70	99,77	99,77	200,24	Sim	abr-17	Avaliaçãop	TJLP	0,03	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/12/2021	Mensal	SAC	99,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99,77
BNDES - SAFRA	0,49	60,20	80,26	140,95	Sim	jul-17	Avaliaçãop	TJLP	0,03	43.845,00	Mensal	15/01/2020	15/04/2022	Mensal	SAC	60,20	20,07	-	-	-								

### 13.2 Abertura dos Ativos Financeiros:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Principal	Principal +	Saldo	Adim- plente?	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pgto Juros	Frequência	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização		Total
	Curto Prazo	Juros LP	Total										2021	2022	
<b>Ativos Financeiros</b>	<b>56.974</b>	<b>4.558</b>	<b>61.532</b>										3.708	850	<b>4.558</b>
Caixa e Aplicações Financeiras	56.974	4.558	61.532										3.708	850	4.558
Caixa e Equivalentes de Caixa (1101)	56.974	-	56.974										-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Scotiabank	-	3.708	3.708	Sim	CDI	105,75%	03/01/20	Semestral	06/07/2021	06/07/2021	Parcela única em Julho de 2021	Bullet (final)	3.708	-	3.708
SWAP VINCULADO À DÍVIDA BNP Paribas	-	850	850	Sim	CDI	104,60%	06/03/20	Trimestral	07/03/2022	07/03/2022	Parcela única em Março de 2022	Bullet (final)	-	850	850

### 13.3 Abertura dos Instrumentos Financeiros Derivativos:

INSTRUMENTO DERIVATIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Vencimento	Custo Ponta Ativa	Custo Ponta Passiva	Valor Contratado	Valor Justo (*)
Swap - Lei 4131	Merrill Lynch	14/09/18	14/03/22	EUR+0,9607% a.a.	102,60%CDI	102.000	(6.037)
Swap - Lei 4131	Bank of N. Scotia	03/07/18	06/07/21	USD+4,1505% a.a.	105,75% CDI	45.000	3.708
Swap - Lei 4131	BNP Paribas	06/05/19	07/03/22	USD+3,60% a.a.	104,60%CDI	28.000	850
Swap - Lei 4131	Bank of N. Scotia	27/09/19	28/09/20	USD+2,3052% a.a.	103,20%CDI	14.000	(622)
<b>Total</b>						<b>189.000</b>	<b>(2.101)</b>

\* Positivo derivativo Ativo e negativo derivativo Passivo.

#### 13.4 Composição do Endividamento e Dívida Líquida:

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Saldo Total
<b>Dívida Bruta</b>	<b>2.195</b>	<b>59.164</b>	<b>518.014</b>	<b>579.374</b>	<b>588.591</b>
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	1.022	13.445	171.883	186.349	216.254
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	1.174	45.097	340.095	386.365	363.305
Derivativos a Pagar	-	622	6.037	6.659	9.032
<b>(-) Ativos Financeiros</b>	<b>-</b>	<b>(56.974)</b>	<b>(4.558)</b>	<b>(61.532)</b>	<b>(82.829)</b>
Alta Liquidez	-	(56.974)	-	(56.974)	(72.892)
Derivativos a Receber	-	-	(4.558)	(4.558)	(9.937)
<b>Dívida Líquida</b>	<b>2.195</b>	<b>2.190</b>	<b>513.456</b>	<b>517.842</b>	<b>505.762</b>

#### 13.5 Movimentação dos Empréstimos e financiamentos:

Modalidade	Saldo em 31/12/2018	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Combinação de negócios	Saldo em 31/12/2019
<b>Mensuradas ao custo</b>								
<b>Moeda nacional</b>								
Pré Fixado	12.701	-	(2.305)	673	-	(676)	-	10.393
Pós Fixado								
TJLP	18.220	-	(6.307)	1.325	-	(1.308)	-	11.931
IPCA	79.006	70.000	-	8.188	-	(5.071)	-	152.123
Selic	4.740	-	(2.170)	306	-	(84)	-	2.792
CDI	52.858	-	(34.875)	2.366	-	(138)	-	20.210
IGPM	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesta de moedas	2.152	-	(540)	213	-	(131)	-	1.694
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total ao custo</b>	<b>169.677</b>	<b>70.000</b>	<b>(46.197)</b>	<b>13.071</b>	<b>-</b>	<b>(7.408)</b>	<b>-</b>	<b>199.142</b>
<b>Gastos com captação (*)</b>	<b>(2.328)</b>	<b>(1.314)</b>	<b>-</b>	<b>322</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3.320)</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>								
<b>Moeda estrangeira</b>								
Dólar	126.059	42.000	(75.066)	3.645	(403)	(4.721)	-	91.514
Euro	94.365	-	-	780	1.627	(783)	-	95.989
Marcação a mercado	(4.170)	-	-	3.017	-	-	-	(1.153)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>216.254</b>	<b>42.000</b>	<b>(75.066)</b>	<b>7.442</b>	<b>1.224</b>	<b>(5.504)</b>	<b>-</b>	<b>186.350</b>
<b>Total</b>	<b>383.603</b>	<b>110.686</b>	<b>(121.263)</b>	<b>20.835</b>	<b>1.224</b>	<b>(12.912)</b>	<b>-</b>	<b>382.172</b>
Circulante	123.837	-	-	-	-	-	-	59.933
Não Circulante	259.766	-	-	-	-	-	-	322.239

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
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Moeda nacional</b>							
Pré Fixado	15.016	-	(2.304)	807	-	(817)	12.701
Pós fixado							
TJLP e IPCA	23.295	79.000	(5.164)	1.905	-	(1.808)	97.226
Selic	6.436	-	(2.044)	470	-	(122)	4.740
CDI	180.963	-	(93.826)	7.996	-	(42.274)	52.858
Cesta de moedas	2.293	-	(500)	516	-	(156)	2.152
<b>Total ao custo</b>	<b>228.001</b>	<b>79.000</b>	<b>(103.838)</b>	<b>11.694</b>	<b>-</b>	<b>(45.177)</b>	<b>169.677</b>
<b>Gastos com captação (*)</b>	<b>(202)</b>	<b>(2.349)</b>	<b>-</b>	<b>223</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2.328)</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Moeda estrangeira</b>							
Dólar	67.219	45.000	-	3.427	12.834	(2.421)	126.059
Euro	-	102.000	-	229	(7.671)	(193)	94.365
Marcação a mercado	577	-	-	(4.747)	-	-	(4.170)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>67.796</b>	<b>147.000</b>	<b>-</b>	<b>(1.091)</b>	<b>5.163</b>	<b>(2.614)</b>	<b>216.254</b>
<b>Total</b>	<b>295.595</b>	<b>223.651</b>	<b>(103.838)</b>	<b>10.826</b>	<b>5.163</b>	<b>(47.791)</b>	<b>383.603</b>
Circulante	141.699	-	-	-	-	-	123.837
Não Circulante	153.897	-	-	-	-	-	259.766

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

### 13.6 Condições restritivas dos empréstimos e financiamentos:

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Algumas cláusulas contratuais estão vinculadas à índices financeiros da controladora CPFL Energia. 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 societária da Companhia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 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.

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 naquelas empresas (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.

### 13.7 Movimentação das Debêntures:

Modalidade	Saldo em 31/12/2018	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2019
<b>Mensuradas ao custo - Pós fixado</b>						
TJLP	-	-	-	-	-	-
CDI	196.139	190.000	(190.000)	11.985	(17.320)	190.804
IPCA	-	-	-	-	-	-
<b>Total ao custo</b>	<b>196.139</b>	<b>190.000</b>	<b>(190.000)</b>	<b>11.985</b>	<b>(17.320)</b>	<b>190.804</b>
<b>Gastos com captação (*)</b>	<b>(183)</b>	<b>(297)</b>	<b>-</b>	<b>218</b>	<b>-</b>	<b>(262)</b>
<b>Total</b>	<b>195.956</b>	<b>189.703</b>	<b>(190.000)</b>	<b>12.203</b>	<b>(17.320)</b>	<b>190.542</b>
Circulante	6.139					804
Não circulante	189.817					189.738

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2018
<b>Mensurados ao Custo - Pós fixado</b>						
CDI	32.635	190.000	(32.500)	13.269	(7.265)	196.139
<b>Total ao custo</b>	<b>32.635</b>	<b>190.000</b>	<b>(32.500)</b>	<b>13.269</b>	<b>(7.265)</b>	<b>196.139</b>
<b>Gastos com captação (*)</b>	<b>(19)</b>	<b>(264)</b>	<b>-</b>	<b>100</b>	<b>-</b>	<b>(183)</b>
<b>Total</b>	<b>32.616</b>	<b>189.736</b>	<b>(32.500)</b>	<b>13.369</b>	<b>(7.265)</b>	<b>195.956</b>
Circulante	32.616					6.139
Não circulante	-					189.817

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

### **13.8 Condições restritivas das Debêntures:**

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

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

**( 14 ) ENCARGOS SETORIAIS**

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	137	128	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	10.102	5.932	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	11.946	8.441	-	5.023
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	5.784	3.721	4.132	4.683
EPE / FNDCT	194	183	-	-
<b>Total</b>	<b>28.162</b>	<b>18.406</b>	<b>4.132</b>	<b>9.706</b>

**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”).

**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.

**( 15 ) TRIBUTOS**

	31/12/2019	31/12/2018
<b><u>Circulante</u></b>		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	23.312	21.477
Programa de integração social - PIS	706	1.000
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.282	4.615
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	-	421
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	-	28
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	3.630	-
Outros	2.155	1.754
<b>Total</b>	<b>33.084</b>	<b>29.294</b>

**( 16 ) PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES**

	31/12/2019		31/12/2018	
	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções
<b>Trabalhistas</b>	8.164	3.988	4.494	3.500
<b>Cíveis</b>	1.579	123	2.052	337
<b>Fiscais</b>				
Imposto de renda	698	-	2.906	459
Outras	8.244	17.941	20.636	19.906
	<u>8.942</u>	<u>17.941</u>	<u>23.542</u>	<u>20.364</u>
<b>Outros</b>	550	-	1.220	-
<b>Total</b>	<u><u>19.235</u></u>	<u><u>22.052</u></u>	<u><u>31.308</u></u>	<u><u>24.201</u></u>

A movimentação das provisões para litígios está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2018	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2019
Trabalhistas	4.494	6.433	(973)	(2.596)	806	8.164
Cíveis	2.052	2.993	(883)	(2.925)	341	1.579
Fiscais	23.542	1.928	(4.892)	(13.187)	1.551	8.942
Outros	1.220	383	(137)	(967)	51	550
<b>Total</b>	<u><u>31.308</u></u>	<u><u>11.738</u></u>	<u><u>(6.885)</u></u>	<u><u>(19.675)</u></u>	<u><u>2.749</u></u>	<u><u>19.235</u></u>

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

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

**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 n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do “Plano Cruzado”.

**c) Fiscais:**

**Imposto de renda:** refere-se a discussões com objetivo de afastar a cobrança do adicional de CSLL, nos moldes instituídos pelo art. 6º da MP nº 1.807/99 e posteriores reedições.

**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 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\$ 6.034.

**Outros:** refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados basicamente a assuntos fiscais envolvendo principalmente a CPMF.

**d) Outros:** refere-se principalmente a ações relacionadas à natureza regulatória.

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

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2019 e 2018 estavam assim representadas:

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>Principais causas</u>
Trabalhistas	22.632	23.766	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	11.485	9.381	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	147.457	141.984	Imposto de renda e contribuição social
Fiscais - Outros	37.210	31.930	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatórias	622	702	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômica-financeira
<b>Total</b>	<b><u>219.405</u></b>	<b><u>207.764</u></b>	

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.

## ( 17 ) OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Consumidores e concessionárias	3.778	3.422	132.607	-
Fundo de reversão	185	185	3.209	3.394
Adiantamentos	298	295	20	39
Descontos tarifários - CDE	804	4.040	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	346	346	-	-
Convênios de arrecadação	3.598	3.239	-	-
Outros	1.853	2.437	452	1.272
<b>Total</b>	<b>10.862</b>	<b>13.963</b>	<b>136.288</b>	<b>4.705</b>

**Consumidores e concessionárias:** referem-se principalmente a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização. O saldo não circulante em 31 de dezembro de 2019 refere-se ao repasse do PIS e COFINS aos consumidores (nota 7).

**Fundo de reversão:** refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorreria de acordo com determinações do poder concedente. Através do Decreto Lei nº 9.022/17 foi determinado que mensalmente, a Companhia a partir de janeiro de 2018, deveria amortizar integralmente os débitos com o fundo até dezembro de 2026.

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

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

**Juros sobre empréstimos compulsórios:** referem-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.

## ( 18 ) OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2019
<b>Em serviço</b>	<b>246.317</b>	-	-	<b>5.784</b>	<b>252.100</b>	<b>5.784</b>	<b>(125.371)</b>	<b>126.729</b>
Participação da União, Estados e Municípios	3.199	-	-	-	3.199	-	(1.051)	2.148
Participação Financeira do Consumidor	177.374	-	-	2.176	179.550	2.176	(111.432)	68.118
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	45.253	-	-	3.608	48.860	3.608	(9.566)	39.295
Pesquisa e Desenvolvimento	296	-	-	-	296	-	(59)	237
Outros	<b>20.195</b>	-	-	-	<b>20.195</b>	-	<b>(3.264)</b>	<b>16.931</b>
Ultrapassagem de demanda	7.100	-	-	-	7.100	-	(1.139)	5.961
Excedente de reativos	13.095	-	-	-	13.095	-	(2.125)	10.970
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>	<b>(116.957)</b>	<b>(8.415)</b>	-	-	<b>(125.371)</b>	<b>(8.415)</b>		
Participação da União, Estados e Municípios	(929)	(122)	-	-	(1.051)	(122)		
Participação Financeira do Consumidor	(105.640)	(5.792)	-	-	(111.432)	(5.792)		
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(7.830)	(1.735)	-	-	(9.566)	(1.735)		
Pesquisa e Desenvolvimento	(47)	(12)	-	-	(59)	(12)		
Outros	<b>(2.511)</b>	<b>(753)</b>	-	-	<b>(3.264)</b>	<b>(753)</b>		
Ultrapassagem de demanda	(875)	(264)	-	-	(1.139)	(264)		
Excedente de reativos	(1.635)	(490)	-	-	(2.125)	(490)		
<b>Em curso</b>	<b>8.935</b>	<b>8.054</b>	-	<b>(5.784)</b>	<b>11.205</b>	<b>2.270</b>		<b>11.205</b>
Participação da União, Estados e Municípios	107	-	-	-	107	-		107
Participação Financeira do Consumidor	3.289	-	-	580	3.869	580		3.869
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	-	3.608	-	(3.608)	-	-		-
Pesquisa e Desenvolvimento	289	-	-	-	289	-		289
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	1.647	-	-	-	1.647	-		1.647
Valores Pendentes de Recebimento	3.603	4.446	-	(2.756)	5.294	1.690		5.294
<b>Total</b>	<b>138.295</b>	<b>(361)</b>	-	-	<b>137.934</b>	<b>(361)</b>	<b>(125.371)</b>	<b>137.934</b>

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
<b>Em serviço</b>	<b>3,89%</b>	<b>343.408</b>	<b>(91.307)</b>	<b>252.100</b>
Participação da União, Estados e Municípios		3.199	-	3.199
Participação Financeira do Consumidor		270.857	(91.307)	179.550
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		48.860	-	48.860
Pesquisa e Desenvolvimento		296	-	296
Outros		<b>20.195</b>	-	<b>20.195</b>
Ultrapassagem de demanda		7.100	-	7.100
Excedente de reativos		13.095	-	13.095
<b>(-) Amortização Acumulada</b>		<b>(182.637)</b>	<b>57.266</b>	<b>(125.371)</b>
Participação da União, Estados e Municípios		(1.051)	-	(1.051)
Participação Financeira do Consumidor		(168.698)	57.266	(111.432)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(9.566)	-	(9.566)
Pesquisa e Desenvolvimento		(59)	-	(59)
Outros		<b>(3.264)</b>	-	<b>(3.264)</b>
Ultrapassagem de demanda		(1.139)	-	(1.139)
Excedente de reativos		(2.125)	-	(2.125)
<b>Total</b>		<b>160.770</b>	<b>(34.042)</b>	<b>126.729</b>

## ( 19 ) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação do acionista 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	359.058.396	359.058.396	100,00
<b>Total</b>	<b>359.058.396</b>	<b>359.058.396</b>	<b>100,00</b>

### **19.1 Gestão do capital**

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

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

Ao longo de 2019, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,49 vezes o EBITDA em 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 3,75, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

### **19.2 Dividendos e Juros sobre o capital próprio (“JCP”)**

Na Assembleia Geral Ordinária (“AGO”) de 29 de abril de 2019 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2018, através da declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 22.541, e que tal valor corresponde ao total de juros sobre o capital próprio declarados na Assembleia Geral Extraordinária de 30 de novembro de 2018. Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2019:

- juros sobre capital próprio no montante de R\$ 24.198 (R\$ 20.568 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,067392885 (R\$ 0,057283952 líquido de IRRF), referentes aos resultados acumulados até então do segundo semestre de 2019;
- dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76 no montante de R\$ 3.473, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,009673682.

### **19.3 Reserva de lucros**

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 231.918, que compreende:

- reserva legal de R\$ 33.828: constituição de R\$ 5.061 em 2019 correspondente a 5% do lucro líquido do exercício;
- reserva estatutária de reforço de capital de giro R\$ 198.090: sendo R\$ 129.579 constituída em exercícios anteriores e R\$ 68.511 constituída em 2019, devido ao cenário macroeconômico com uma incipiente retomada econômica e também em função das incertezas quanto à hidrologia.

### **19.4 Outros resultados abrangentes**

É composto por Reserva de Reavaliação no montante de R\$ 111.186 (R\$ 73.383 líquido dos tributos) correspondente aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010.

### **19.5 Destinação do lucro líquido societário do exercício**

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

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

	<b>2019</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>101.228</b>
Realização da reserva de correção monetária especial "CME"	16
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>101.244</b>
Reserva legal	(5.061)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(68.511)
Juros sobre capital próprio	(24.198)
Dividendo mínimo obrigatório	(3.473)

Para este exercício, considerando o atual cenário com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 68.511 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

## ( 20 ) RECEITA

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>Fornecimento - Faturado</b>	<b>465.620</b>	<b>456.806</b>	<b>2.163.050</b>	<b>2.114.380</b>	<b>658.766</b>	<b>643.341</b>
Residencial	408.272	398.931	836.008	800.219	274.409	262.047
Industrial	3.241	3.399	385.885	407.497	129.052	136.326
Comercial	24.266	24.838	345.167	330.679	114.480	109.681
Rural	24.647	24.533	295.716	284.128	63.528	59.737
Poder público	4.005	3.931	64.046	62.792	19.957	19.473
Iluminação pública	492	508	125.862	119.260	23.736	23.268
Serviço público	697	666	110.365	109.803	33.604	32.809
Consumo próprio	113	111	1.750	1.691	-	-
<b>Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo</b>			<b>289.803</b>	<b>230.095</b>	<b>65.441</b>	<b>51.212</b>
<b>Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado</b>					<b>804.194</b>	<b>677.432</b>
Consumidores Cativos					676.645	582.537
Consumidores Livres					127.549	94.896
<b>Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado</b>					<b>1.326</b>	<b>(57)</b>
<b>Ativos e Passivos Financeiros Setoriais</b>					<b>(27.876)</b>	<b>93.206</b>
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					(11.151)	84.316
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(3.019)	(669)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					(13.706)	9.560
<b>Outras Receitas Vinculadas</b>					<b>79.888</b>	<b>82.165</b>
Serviços Cobráveis					1.189	1.230
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					78.699	80.935
<b>Total</b>	<b>465.733</b>	<b>456.917</b>	<b>2.454.604</b>	<b>2.346.166</b>	<b>1.581.740</b>	<b>1.547.300</b>

### 20.1 Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos:

No procedimento de regulação tarifária ("PRORET"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária.

Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET. Os valores constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais entre setembro de 2015 e fevereiro de 2017 somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

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

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

## **20.2 Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) e Reajuste Tarifário Anual (“RTA”):**

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

Em 13 de março de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.376, que fixou o reajuste tarifário anual da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2018, em 5,71%, sendo 4,41% referentes ao reajuste tarifário econômico e 1,30% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores das concessões originais são:

<b>Empresa</b>	<b>Efeito médio percebido pelo consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	21,15%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	5,32%
Companhia Leste Paulista de Energia	7,03%
Companhia Sul Paulista de Energia	7,50%
Companhia Luz e Força de Mococa	3,40%

## **20.3 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\$ 78.699 (R\$ 80.935 em 2018), sendo (i) R\$ 5.636 (R\$ 5.724 em 2018) referentes à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 69.774 (R\$ 72.469 em 2018) referentes a outros descontos tarifários, em contrapartida ao contas a receber – CDE e (iii) R\$ 3.289 de subvenção CCRBT (R\$ 2.742 em 2018).

## **20.4 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.

**( 21 ) CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A**

	MWh		R\$ mil	
	2019	2018	2019	2018
<b>Energia comprada para revenda</b>				
Energia de Itaipu Binacional	530.021	503.815	133.864	118.560
Energia de curto prazo	846	12.937	664	3.756
PROINFA	54.811	56.070	18.141	15.755
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	2.216.870	2.130.046	430.585	445.604
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(52.079)	(53.115)
<b>Subtotal</b>	<b>2.802.549</b>	<b>2.702.867</b>	<b>531.176</b>	<b>530.560</b>
<b>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</b>				
Encargos da rede básica			146.973	131.501
Encargos de transporte de itaipu			13.524	12.062
Encargos de conexão			7.674	7.295
Encargos de uso do sistema de distribuição			5.923	5.928
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			2.086	(7.613)
Encargos de energia de reserva - EER			5.990	6.613
Crédito de PIS e COFINS			(16.851)	(14.410)
<b>Subtotal</b>			<b>165.318</b>	<b>141.375</b>
<b>Total</b>			<b>696.494</b>	<b>671.935</b>

(\*) Conta de Energia de Reserva

**( 22 ) PESSOAL E ADMINISTRADORES**

	2019	2018
<b>Pessoal e Administradores</b>		
<b><u>Pessoal</u></b>		
Remuneração	29.544	29.165
Encargos	8.270	8.218
Previdência privada - Corrente	566	622
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	18	46
Programa de demissão voluntária	-	26
Despesas rescisórias	1.632	2.010
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	3.726	4.175
Outros benefícios - Corrente	10.113	10.395
Outros	641	547
<b>Subtotal</b>	<b>54.511</b>	<b>55.205</b>
<b><u>Administradores</u></b>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	1.878	1.821
Benefícios dos administradores	934	1.581
<b>Subtotal</b>	<b>2.812</b>	<b>3.403</b>
<b>Total</b>	<b>57.322</b>	<b>58.607</b>

## ( 23 ) RESULTADO FINANCEIRO

<u>Receitas</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Rendas de aplicações financeiras	3.499	3.618
Acréscimos e multas moratórias	14.314	13.798
Atualização de créditos fiscais	4.900	11
Atualização de depósitos judiciais	799	1.035
Atualizações monetárias e cambiais	3.177	6.243
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	490	627
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	10.830	9.990
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(1.805)	(1.553)
Outros	2.468	1.621
<b>Total</b>	<b>38.673</b>	<b>35.390</b>
<u>Despesas</u>		
Encargos de dívidas	(25.556)	(24.084)
Atualizações monetárias e cambiais	(13.883)	(17.511)
(-) Juros capitalizados	1.123	1.220
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	(5.362)	(6.282)
Outros	(6.123)	(3.031)
<b>Total</b>	<b>(49.801)</b>	<b>(49.690)</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(11.128)</b>	<b>(14.300)</b>

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

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 2.234 no exercício de 2019 (R\$ 1.982 no exercício de 2018) (nota 27).

## ( 24 ) 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, intangível, materiais e prestação de serviços:** refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços de engenharia e consultoria.
- d) Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos:** a Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as

regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

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

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

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2019, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 2.812 (R\$ 3.403 em 2018). Este valor é composto por R\$ 2.522 (R\$ 2.644 em 2018) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 83 (R\$ 84 em 2018) de benefícios pós-emprego e R\$ 207 (R\$ 675 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:**

<b>Empresas</b>	<b>Passivo</b>	<b>Despesa/custo</b>	
	<b>31/12/2019</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Encargos - Rede básica</b>			
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	173	10.646	7.420

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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	2019	2018	2019	2018
<b>Alocação de despesas entre empresas</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	169	282	586	794	-	-	4.978	3.802
Companhia Piratininga de Força e Luz	69	128	424	742	-	-	4.046	3.742
Rio Grande Energia S.A. (*)	-	-	-	-	-	-	-	172
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	59	226	42	157	-	-	(290)	(12)
CPFL Energia S.A.	1	4	-	-	-	-	(16)	(24)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	3	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(17)	(14)
<b>Arrendamento e aluguel</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	93	35
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	2	1	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	9	-	-	142	114	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	52	51	-	-
<b>Contrato de Mútuo</b>								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	472
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	172
<b>Dividendos/Juros sobre o capital próprio</b>								
CPFL Energia S.A.	-	-	43.201	19.160	-	-	-	-
<b>Imobilizado, ativo contratual, materiais e prestação de serviço</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	17	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (**)	414	1.357	3.018	938	-	5	12.384	10.384
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	55	19	234	208	-	-	2.624	2.470
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	96	54	-	-	4.282	5.347
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	77	712	-	-	2.728	6.476
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	62	-	-	-	190	-
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	135	-	-	-	399	-
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda.	-	-	152	-	-	-	426	-
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	13	-	-	-	162
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	6	5	1.326	1.144	67	13
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	1.936	3.066	-	-	32.664	31.290
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	40	70	-	-	475	857
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	2	-	-	111	133	-	-
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	6	5	-	-	69	66
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	19	19	-	-	229	222
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	31	24	-	-	286	277
CPFL Renováveis - Consolidado	-	127	77	-	-	-	1.268	68
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	7	7	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	20	14	-	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	9	9
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	9	7
<b>Outras operações financeiras</b>								
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	1	-	-	-
<b>Outros</b>								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	593	241

(\*) 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 Sul Distribuidoras 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\$ 35.936 no exercício de 2019 (R\$ 28.515 em 2018), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

## ( 25 ) 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	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	92.000
Transporte	Transporte nacional	37.439
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	45.093
Garantia	Seguro Garantia	48.965
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	203.000
<b>Total</b>		<b>461.497</b>

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

## **( 26 ) 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 contábeis regulatórias aos quais a Companhia está exposta, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva da CPFL Energia cabe a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo esta tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

A 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 27. 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 27.

**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.

#### **( 27 ) 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
<b>Ativo</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(b)	Nível 1	56.974	56.974
Instrumentos financeiros Derivativos	27	(a)	(b)	Nível 2	4.558	4.558
<b>Total</b>					<b>61.532</b>	<b>61.532</b>
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	(b)	(a)	Nível 2 (***)	195.822	188.564
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	13	(a)	(b)	Nível 2	186.350	186.350
Debêntures - principal e encargos	13	(b)	(a)	Nível 2 (***)	190.542	186.638
Instrumentos financeiros Derivativos	27	(a)	(b)	Nível 2	6.659	6.659
<b>Total</b>					<b>579.373</b>	<b>568.211</b>

(\*) 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\$ 3.017 (um ganho de R\$ 4.747 em 2018).

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

#### Legenda

##### Categoria:

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

##### Mensuração:

- (a) - Mensurado ao custo amortizado
- (b) - Mensurado ao valor justo

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

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) serviços prestados a terceiros; (iv) convênios de arrecadação e (v) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) encargos setoriais; (iii) consumidores e concessionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE, (vii) passivo financeiro setorial e (viii) fundo de reversão.

Adicionalmente, não houve em 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 13). 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 <sup>(1)</sup>	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	4.558	(622)	3.936	3.122	813	US\$ + de 1,96% a 3,53%	,2% a 105,75% do CDI	jul/19 a jul/21	87.000
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(6.037)	(6.037)	(6.184)	147	EUR + 0,96%	104,3% do CDI	mar/22	102.000
<b>Total</b>	<b>4.558</b>	<b>(6.659)</b>	<b>(2.101)</b>	<b>(3.062)</b>	<b>960</b>				
Circulante	-	(622)							
Não circulante	4.558	(6.037)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide nota 13.

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

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

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

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

	Saldo em 31/12/2017	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2018
<b>Derivativos</b>				
Para dívidas designadas a valor justo	(1.327)	1.348	3.921	3.942
Marcação a mercado (*)	160	(3.197)	-	(3.037)
<b>Total</b>	<b>(1.167)</b>	<b>(1.849)</b>	<b>3.921</b>	<b>905</b>

(\*) Os efeitos no resultado de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos é perda de R\$ 3.197 para as dívidas designadas a valor justo.

A Companhia optou por marcar a mercado a dívida para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 13).

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 registrados na rubrica de atualizações monetárias e cambiais:

Conta contábil	Ganho (Perda) no resultado	
	2019	2018
Despesa financeira - operação de swap	(6.270)	1.348
Despesa financeira - ajuste a valor justo	3.997	(3.197)
	<u>(2.273)</u>	<u>(1.849)</u>

### c) Risco de mercado

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

### d) Análise de sensibilidade

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

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um 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/ Depreciação cambial de 25%(c)	Apreciação/ Depreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(93.463)		(1.959)	(25.815)	(49.671)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	92.834		1.946	25.641	49.336
	<u>(629)</u>	alta dólar	<u>(13)</u>	<u>(174)</u>	<u>(335)</u>
Instrumentos financeiros passivos	(94.580)		(3.927)	20.700	45.327
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	96.329		4.000	(21.083)	(46.165)
	<u>1.749</u>	baixa euro	<u>72</u>	<u>(383)</u>	<u>(838)</u>
<b>Total</b>	<u><b>1.120</b></u>		<u><b>59</b></u>	<u><b>(557)</b></u>	<u><b>(1.173)</b></u>
<b>Efeitos no resultado abrangente acumulado</b>			<b>95</b>	<b>(89)</b>	<b>(272)</b>
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>			<b>(36)</b>	<b>(468)</b>	<b>(901)</b>

(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 31.12.2019.

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

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

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

Adicionalmente, as dívidas com exposição a indexadores pré-fixados gerariam uma despesa de R\$ 761.

## 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 e equivalentes de caixa

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

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 (nota 27).

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.

#### **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	12	123.220	7.348	-	-	-	-	130.569
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	3.457	7.231	64.781	240.975	50.302	71.418	438.165
Derivativos	27	-	1.695	2.165	9.452	-	-	13.312
Debêntures - principal e encargos	13	-	-	8.561	22.926	205.939	-	237.426
Encargos Setoriais	14	10.239	-	-	-	-	-	10.239
Consumidores e concessionárias		1.592	2.186	-	-	-	132.607	136.385
EPE / FNDCT / PROCEL		-	194	2.134	-	-	-	2.328
Convênio de arrecadação		-	3.598	-	-	-	-	3.598
Fundo de reversão		15	31	138	369	369	2.471	3.394
<b>Total</b>		<b>138.523</b>	<b>22.284</b>	<b>77.779</b>	<b>273.722</b>	<b>256.610</b>	<b>206.496</b>	<b>975.416</b>

#### **( 28 ) 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	846	664	12.937	3.756
<b>Total</b>	<b>846</b>	<b>664</b>	<b>12.937</b>	<b>3.756</b>

	2019		2018	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	77.530	18.585	80.457	22.670
Venda estimada (*)	4.809	1.273	8.182	668
<b>Total</b>	<b>82.339</b>	<b>19.858</b>	<b>88.639</b>	<b>23.338</b>

(\*) Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1º de novembro de 2019 a 31 de dezembro de 2019 (período de 1º 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.

## ( 29 ) REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

### 29.1. Revisão Tarifária Periódica

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

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

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

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

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

### 29.2. Reajuste Tarifário Anual

No reajuste anual, 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 incorridas no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação da inflação, ajustado pela aplicação do Fator X.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.522, de 20 de março 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 13,70%, correspondendo a um efeito médio de 13,31% percebido pelos consumidores.

### **29.2.2. Revisão Tarifária Extraordinária**

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

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

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

### **29.3. Composição da Base de Remuneração Regulatória**

A Base de Remuneração Regulatória – BRR corresponde ao conjunto dos ativos das concessionárias em operação, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, avaliados periodicamente a cada Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – CRTP, observando-se as seguintes diretrizes:

- a) Base Blindada - é composta pelos valores aprovados no laudo de avaliação do ciclo tarifário anterior, ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- b) Base Incremental - Corresponde a inclusão e avaliação dos investimentos realizados entre as data-bases do ciclo tarifário anterior e o processo de revisão do ciclo tarifário vigente;
- c) Os valores finais da BRR são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas no período incremental (item b);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação da BRR o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária vigente; e
- e) A base de remuneração é atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração veículos, edificações, hardwares e softwares. Estes ativos são remunerados por meio da Base de Anuidade Regulatória - BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, aprovado pelos Despachos de março de 2016.

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

#### 29.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI.

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

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

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

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

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

De acordo com o Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET, no momento da Revisão Tarifária Periódica, os custos não gerenciáveis da Concessionária, a Parcela B, 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 052/2018-SGT/ANEEL.

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

Para o índice de ajuste do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET. Tal índice foi especificado de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, levando-se em consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado. Assim, a CPFL Santa Cruz agrupada, conservadoramente, elaborou sua proposta considerando o XQ como zero, em função da não divulgação do ranking da Continuidade do Serviço de 2017 em relação a 2016, cujo resultado final será conhecido no início de março de 2018.

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

### **( 30 ) 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.

### 30.1 Balanço Patrimonial

	31/12/2019			31/12/2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Ativo</b>						
<b>Ativo Circulante</b>	<b>425.458</b>	<b>(85.219)</b>	<b>340.239</b>	<b>459.582</b>	<b>(109.507)</b>	<b>350.075</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	56.974	-	56.974	72.892	-	72.892
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	172.864	-	172.864	164.784	-	164.784
Serviços em Curso	9.999	-	9.999	9.221	-	9.221
Tributos Compensáveis	21.596	-	21.596	9.657	-	9.657
Almoxarifado Operacional	2.767	-	2.767	2.362	-	2.362
Ativos Financeiros Setoriais	139.625	(85.219)	54.405	176.031	(109.507)	66.525
Despesas Pagas Antecipadamente	2.100	-	2.100	2.487	-	2.487
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	-	9.452	-	9.452
Outros Ativos Circulantes	19.535	-	19.535	12.695	-	12.695
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>1.337.803</b>	<b>(214.097)</b>	<b>1.123.706</b>	<b>1.075.594</b>	<b>(222.323)</b>	<b>853.270</b>
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	10.927	-	10.927	13.577	-	13.577
Tributos Compensáveis	183.012	-	183.012	12.248	-	12.248
Depósitos Judiciais e Cauções	22.052	-	22.052	24.201	-	24.201
Ativos Financeiros Setoriais	30.813	(30.813)	-	42.885	(35.520)	7.365
Despesas Pagas Antecipadamente	220	-	220	259	-	259
Instrumentos Financeiros Derivativos	4.558	-	4.558	485	-	485
Ativo Financeiro da Concessão	-	42.241	42.241	-	35.475	35.475
Outros Ativos Não Circulantes	13	-	13	13	-	13
Imobilizado	1.063.008	(1.063.008)	-	955.457	(955.457)	-
Ativo contratual	-	81.847	81.847	-	52.373	52.373
Intangível	23.200	755.637	778.837	26.468	680.806	707.275
<b>Total do Ativo</b>	<b>1.763.261</b>	<b>(299.316)</b>	<b>1.463.945</b>	<b>1.535.175</b>	<b>(331.830)</b>	<b>1.203.345</b>
	31/12/2019			31/12/2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Passivo</b>						
<b>Passivo Circulante</b>	<b>400.620</b>	<b>(85.219)</b>	<b>315.400</b>	<b>411.202</b>	<b>(109.523)</b>	<b>301.678</b>
Fornecedores	130.569	-	130.569	83.228	-	83.228
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	60.737	-	60.737	129.976	-	129.976
Obrigações Sociais e Trabalhistas	8.163	-	8.163	7.669	-	7.669
Tributos	33.084	-	33.084	29.294	-	29.294
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	43.201	-	43.201	19.160	-	19.160
Encargos Setoriais	28.162	-	28.162	18.406	(17)	18.389
Passivos Financeiros Setoriais	85.219	(85.219)	-	109.507	(109.507)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	622	-	622	-	-	-
Outros Passivos Circulantes	10.862	-	10.862	13.963	-	13.963
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>867.085</b>	<b>(184.166)</b>	<b>682.919</b>	<b>699.929</b>	<b>(190.302)</b>	<b>509.627</b>
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	511.977	-	511.977	449.583	-	449.583
Provisão para Litígios	19.235	-	19.235	31.308	-	31.308
Encargos Setoriais	4.132	-	4.132	9.706	-	9.706
Tributos Diferidos	17.745	(15.419)	2.326	21.780	(16.487)	5.293
Passivos Financeiros Setoriais	33.737	(30.813)	2.924	35.520	(35.520)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	6.037	-	6.037	9.032	-	9.032
Outros Passivos Não Circulantes	136.288	-	136.288	4.705	-	4.705
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	137.934	(137.934)	-	138.295	(138.295)	-
<b>Total do Passivo</b>	<b>1.267.705</b>	<b>(269.386)</b>	<b>998.319</b>	<b>1.111.131</b>	<b>(299.825)</b>	<b>811.306</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>						
Capital Social	170.413	-	170.413	170.413	-	170.413
Reservas de Capital	6.099	(5.586)	513	6.115	(5.586)	529
Outros Resultados Abrangentes	73.383	(71.456)	1.927	81.893	(79.994)	1.898
Reservas de Lucros	231.918	60.854	292.772	158.346	60.854	219.199
Prejuízos Acumulados	13.743	(13.743)	0	7.278	(7.278)	0
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	<b>495.556</b>	<b>(29.931)</b>	<b>465.625</b>	<b>424.044</b>	<b>(32.004)</b>	<b>392.040</b>
<b>Total do Passivo e do Patrimônio Líquido</b>	<b>1.763.261</b>	<b>(299.316)</b>	<b>1.463.945</b>	<b>1.535.175</b>	<b>(331.830)</b>	<b>1.203.345</b>

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:

**Saldos em 31 de dezembro de 2019:**

	Reclassificações					Ajustes				Societário
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigação Especial (c)	Reavaliação Regulatória Compulsória (30.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	IR e CS Diferidos (30.3.6)	
<b>Ativo</b>										
<b>Ativo Circulante</b>										
Ativos Financeiros Setoriais	139.625	(85.219)	-	-	-	-	-	-	-	54.405
<b>Ativo Não Circulante</b>										
Ativos Financeiros Setoriais	30.813	(30.813)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	29.963	-	(13)	-	12.290	-	-	42.241
Imobilizado	1.063.008	-	(29.963)	(889.371)	13	(143.686)	-	-	-	-
Ativo contratual	-	-	-	93.052	(11.205)	-	-	-	-	81.847
Intangível	23.200	-	-	796.319	(92.687)	(1.541)	-	53.546	-	778.837
	<u>1.256.646</u>	<u>(116.033)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(103.893)</u>	<u>(145.226)</u>	<u>12.290</u>	<u>53.546</u>	<u>(0)</u>	<u>957.330</u>
<b>Passivo</b>										
<b>Passivo Circulante</b>										
Passivos Financeiros Setoriais	85.219	(85.219)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Passivo Não Circulante</b>										
Tributos diferidos	17.745	-	-	-	-	-	-	-	(15.419)	2.326
Passivos Financeiros Setoriais	33.737	(30.813)	-	-	-	-	-	-	-	2.924
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	137.934	-	-	-	(103.893)	(34.042)	-	-	-	-
	<u>274.636</u>	<u>(116.033)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(103.893)</u>	<u>(34.042)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(15.419)</u>	<u>5.250</u>
<b>Total</b>	<u><b>982.010</b></u>	<u><b>-</b></u>	<u><b>-</b></u>	<u><b>-</b></u>	<u><b>-</b></u>	<u><b>(111.185)</b></u>	<u><b>12.290</b></u>	<u><b>53.546</b></u>	<u><b>15.419</b></u>	<u><b>952.080</b></u>

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo;
- (b) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão, apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios, seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível;
- (c) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidadas no Ativo Intangível e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.

## Saldos em 31 de dezembro de 2018:

Regulatório	Reclassificações					Ajustes				Societário
	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigação Especial (c)	Reavaliação Regulatória Compulsória (30.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	Encargos setoriais - P&D e PEE (30.3.4)	IR e CS Diferidos (30.3.6)	
<b>Ativo</b>										
<b>Ativo Circulante</b>										
Ativos Financeiros Setoriais	176.031	(109.507)	-	-	-	-	-	-	-	66.525
<b>Ativo Não Circulante</b>										
Ativos Financeiros Setoriais	42.885	(35.520)	-	-	-	-	-	-	-	7.365
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	24.376	-	-	11.099	-	-	-	35.475
Imobilizado	955.457	-	(24.376)	(771.452)	(159.630)	-	-	-	-	-
Ativo contratual	-	-	-	61.309	(8.935)	-	-	-	-	52.374
Intangível	26.468	-	-	710.143	(92.116)	(1.693)	-	64.472	-	707.274
	<u>1.200.842</u>	<u>(145.027)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(101.051)</u>	<u>(161.323)</u>	<u>11.099</u>	<u>64.472</u>	<u>-</u>	<u>869.012</u>
<b>Passivo</b>										
<b>Passivo Circulante</b>										
Encargos Setoriais	18.406	-	-	-	-	-	-	(17)	-	18.389
Passivos Financeiros Setoriais	109.507	(109.507)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Passivo Não Circulante</b>										
Tributos diferidos	21.780	-	-	-	-	-	-	-	(16.487)	5.293
Passivos Financeiros Setoriais	35.520	(35.520)	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	138.295	-	-	-	(101.051)	(37.244)	-	-	-	-
	<u>323.507</u>	<u>(145.027)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(101.051)</u>	<u>(37.244)</u>	<u>-</u>	<u>(17)</u>	<u>(16.487)</u>	<u>23.682</u>
<b>Total</b>	<u>877.335</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(124.080)</u>	<u>11.099</u>	<u>64.472</u>	<u>17</u>	<u>845.330</u>

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo;
- (b) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão, apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios, seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível;
- (c) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Ativo Intangível e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.

## Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<b>Total do ativo conforme contabilidade societária</b>	<b>1.463.945</b>	<b>1.203.345</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	544.872	569.105
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	(399.644)	(407.782)
Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	(12.290)	(11.099)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	(53.546)	(64.472)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (30.3.6)	(15.419)	(16.487)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	116.033	145.027
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	103.893	101.051
Reclassificação de tributos diferidos (c)	15.419	16.487
<b>Total do ativo regulatório</b>	<b><u>1.763.261</u></b>	<b><u>1.535.175</u></b>

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo.
- (b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Ativo Intangível e para fins e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas a concessão do serviço público de energia elétrica.
- (c) Refere-se ao encontro de contas dos tributos diferidos seguindo o mesmo critério utilizado para as demonstrações contábeis societárias.

## Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<b>Patrimônio líquido conforme contabilidade societária</b>	<b>465.625</b>	<b>392.040</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	453.564	477.798
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	(342.379)	(353.719)
Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	(12.290)	(11.099)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	(53.546)	(64.472)
Ajustes P&D e PEE (30.3.4)	-	(17)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (30.3.6)	(15.419)	(16.487)
<b>Patrimônio líquido regulatório</b>	<b><u>495.556</u></b>	<b><u>424.044</u></b>

## 30.2 Demonstração do Resultado do Exercício

	2019			2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário Reclassificado
<b>Receita</b>	<b>1.581.740</b>	<b>174.462</b>	<b>1.756.202</b>	<b>1.547.300</b>	<b>133.473</b>	<b>1.680.773</b>
Fornecimento de Energia Elétrica	660.092	-	660.092	643.284	-	643.284
Suprimento de Energia Elétrica	45.583	-	45.583	27.874	-	27.874
Energia Elétrica de Curto Prazo	19.858	-	19.858	23.338	-	23.338
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	804.194	(2.161)	802.033	677.432	(1.688)	675.744
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(27.876)	-	(27.876)	93.206	-	93.206
Serviços Cobráveis	1.189	-	1.189	1.230	-	1.230
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	78.699	-	78.699	80.935	-	80.935
Outras Receitas	-	176.623	176.623	-	135.161	135.161
<b>Tributos</b>	<b>(353.410)</b>	<b>-</b>	<b>(353.410)</b>	<b>(376.795)</b>	<b>-</b>	<b>(376.795)</b>
ICMS	(252.804)	-	(252.804)	(232.248)	-	(232.248)
PIS-PASEP	(17.945)	-	(17.945)	(25.789)	-	(25.789)
COFINS	(82.656)	-	(82.656)	(118.754)	-	(118.754)
ISS	(5)	-	(5)	(5)	-	(5)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>	<b>(182.068)</b>	<b>(17)</b>	<b>(182.085)</b>	<b>(198.829)</b>	<b>17</b>	<b>(198.812)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(5.285)	(8)	(5.293)	(4.940)	8	(4.931)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(5.285)	(8)	(5.293)	(4.940)	8	(4.931)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(156.662)	-	(156.662)	(170.921)	-	(170.921)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(1.623)	-	(1.623)	(1.557)	-	(1.557)
Outros Encargos	(13.214)	-	(13.214)	(16.472)	-	(16.472)
<b>Receita Líquida / Ingresso Líquido</b>	<b>1.046.262</b>	<b>174.445</b>	<b>1.220.707</b>	<b>971.676</b>	<b>133.489</b>	<b>1.105.165</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>	<b>(696.494)</b>	<b>(614)</b>	<b>(697.108)</b>	<b>(671.935)</b>	<b>(2.370)</b>	<b>(674.305)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(513.035)	(614)	(513.649)	(514.805)	(2.370)	(517.175)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(18.141)	-	(18.141)	(15.755)	-	(15.755)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(165.318)	-	(165.318)	(141.375)	-	(141.375)
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>	<b>349.768</b>	<b>173.832</b>	<b>523.600</b>	<b>299.741</b>	<b>131.120</b>	<b>430.861</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>	<b>(195.121)</b>	<b>(171.303)</b>	<b>(366.424)</b>	<b>(171.218)</b>	<b>(130.739)</b>	<b>(301.957)</b>
Pessoal e Administradores	(57.322)	-	(57.322)	(58.607)	-	(58.607)
Entidade de previdência privada	-	-	-	-	-	-
Material	(11.901)	-	(11.901)	(10.473)	-	(10.473)
Serviços de Terceiros	(49.002)	-	(49.002)	(52.146)	-	(52.146)
Arrendamento e Aluguéis	(763)	-	(763)	(723)	-	(723)
Seguros	(268)	-	(268)	(193)	-	(193)
Doações, Contribuições e Subvenções	(221)	-	(221)	(241)	-	(241)
Provisões	(8.690)	-	(8.690)	(4.879)	-	(4.879)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(4.692)	-	(4.692)	(2.034)	-	(2.034)
(-) Recuperação de Despesas	1.370	-	1.370	1.486	-	1.486
Tributos	(495)	-	(495)	(439)	-	(439)
Depreciação e Amortização	(52.061)	1.245	(50.816)	(46.864)	1.426	(45.437)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(12.545)	-	(12.545)	(10.724)	-	(10.724)
Outras Receitas Operacionais	15.827	(15.827)	-	21.037	(21.037)	-
Outras Despesas Operacionais	(14.359)	(156.723)	(171.082)	(6.416)	(111.128)	(117.545)
<b>Resultado da Atividade</b>	<b>154.647</b>	<b>2.527</b>	<b>157.174</b>	<b>128.523</b>	<b>381</b>	<b>128.904</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(11.128)</b>	<b>572</b>	<b>(10.556)</b>	<b>(14.300)</b>	<b>285</b>	<b>(14.015)</b>
Receitas Financeiras	38.673	(6.343)	32.330	35.390	(8.789)	26.601
Despesas Financeiras	(49.801)	6.914	(42.887)	(49.690)	9.073	(40.616)
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>	<b>143.519</b>	<b>3.099</b>	<b>146.618</b>	<b>114.222</b>	<b>666</b>	<b>114.888</b>
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(44.336)	(1.054)	(45.390)	(33.471)	(226)	(33.698)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>99.183</b>	<b>2.045</b>	<b>101.228</b>	<b>80.751</b>	<b>439</b>	<b>81.191</b>
Atribuível aos Acionistas Controladores	99.183	2.045	101.228	80.751	439	81.191

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 em 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)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (e)	Variação cambial Itaipu (f)	Variação monetária e marcação a mercado (g)	Reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	Encargos setoriais – P&D e PEE (30.3.4)		Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (30.3.5)
<b>Receita</b>														
Disponibilização do Sistema de Transmissão e D	804.194	-	(2.161)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	802.033
Outras receitas	-	161.103	-	14.329	-	-	-	-	1.191	-	-	-	-	176.623
<b>Encargos - Parcela "A"</b>														
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(5.285)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8)	-	-	(5.293)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(5.285)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8)	-	-	(5.293)
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>														
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(513.035)	-	-	-	-	(614)	-	-	-	-	-	-	-	(513.649)
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>														
Pessoal e Administradores	(57.322)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(57.322)
Entidade de previdência privada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	(52.061)	-	-	-	-	-	-	8.827	-	(7.581)	-	-	-	(50.816)
Outras receitas operacionais	15.827	-	-	(14.329)	(1.497)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(14.359)	(161.103)	2.161	-	1.497	-	-	4.067	-	(3.345)	-	-	-	(171.082)
<b>Resultado Financeiro</b>														
Receitas Financeiras	38.673	-	-	-	-	(5.362)	-	(980)	-	-	-	-	-	32.330
Despesas Financeiras	(49.801)	-	-	-	-	5.362	614	980	-	-	-	(43)	-	(42.887)
<b>Despesa com Impostos sobre o Lucro</b>														
	(44.336)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.054)	(45.390)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>														
	99.183	-	-	-	-	-	-	12.894	1.191	(10.926)	(17)	(43)	(1.054)	101.228

- (a) Para a contabilidade societária a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- (b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a companhia adota o CPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- (c) Para a contabilidade societária as Outras receitas operacionais é registrada na Receita e na contabilidade regulatório é classificada no grupo de Custos gerenciáveis conforme MCSE;
- (d) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias o ganho e a perda são apresentados pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado de forma segregada, conforme MCSE;
- (e) 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;
- (f) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação cambial de Itaipu dentro do custo de energia e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro conforme MCSE;
- (g) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação monetária e marcação a mercado na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com a natureza conforme MCSE.

## Reclassificações e ajustes em 2018:

Regulatório	Reclassificações							Ajustes					Societário	
	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/Perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (e)	Variação cambial Itaipu (f)	Variação monetária e marcação a mercado (g)	Reavaliação regulatória computória (30.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	Encargos setoriais - P&D e PEE (30.3.4)	Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (30.3.5)		IR e CS Diferidos (30.3.6)
<b>Receita</b>														
Disponibilização do Sistema de Transmissão	677.432	-	(1.689)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	675.743
Outras receitas	-	114.669	-	19.475	-	-	-	-	1.017	-	-	-	-	135.161
<b>Encargos - Parcela "A"</b>														
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(4.940)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	(4.931)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(4.940)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	(4.931)
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "A"</b>														
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(514.805)	-	-	-	-	(2.370)	-	-	-	-	-	-	-	(517.175)
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>														
Depreciação e Amortização	(46.864)	-	-	-	-	-	-	9.605	-	(8.178)	-	-	-	(45.437)
Outras receitas operacionais	21.037	-	-	(19.475)	(1.561)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(6.416)	(114.669)	1.689	-	1.561	-	-	1.451	-	(1.161)	-	-	-	(117.544)
<b>Resultado Financeiro</b>														
Receitas Financeiras	35.390	-	-	-	(6.282)	-	(2.506)	-	-	-	-	-	-	26.601
Despesas Financeiras	(49.690)	-	-	-	6.282	2.370	2.506	-	-	-	-	(2.085)	-	(40.617)
<b>Despesa com Impostos sobre o Lucro</b>														
	(33.471)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(226)	(33.698)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>														
	80.751	-	-	-	-	-	-	11.056	1.017	(9.339)	17	(2.085)	(226)	81.191

- (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 as Outras receitas operacionais é registrada na Receita e na contabilidade regulatório é classificada no grupo de Custos gerenciáveis conforme MCSE;
- (d) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias o ganho e a perda são apresentados pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado de forma segregada, conforme MCSE;
- (e) 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;
- (f) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação cambial de Itaipu dentro do custo de energia e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro conforme MCSE;
- (g) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação monetária e marcação a mercado na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com a natureza conforme MCSE.

## Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2019	2018
<b>Resultado líquido do exercício conforme contabilidade societária</b>	<b>101.228</b>	<b>81.191</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	(4.067)	(1.451)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	(8.827)	(9.605)
Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	(1.191)	(1.017)
Ajustes do ativo intangível da concessão (30.3.3)	10.926	9.339
Ajustes P&D e PEE (30.3.4)	17	(17)
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (30.3.5)	43	2.085
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (30.3.6)	1.054	226
<b>Resultado líquido do exercício conforme contabilidade regulatória</b>	<b>99.183</b>	<b>80.751</b>

### 30.3 Composição dos ajustes

#### 30.3.1 Reavaliação compulsória e Reavaliação compulsória – Depreciação

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010, as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada e baixas, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível, obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas 9, 11 e 18 deste relatório estão assim apresentados:

	31/12/2019			31/12/2018		
	Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	523.904	(380.218)	143.686	548.138	(388.508)	159.630
Ativo intangível	20.968	(19.427)	1.541	20.968	(19.274)	1.693
Bens destinados a alienação	-	-	-	-	-	-
Obrigações especiais	(91.307)	57.266	(34.042)	(91.307)	54.064	(37.244)
<b>Total</b>	<b>453.564</b>	<b>(342.379)</b>	<b>111.186</b>	<b>477.798</b>	<b>(353.719)</b>	<b>124.080</b>
Efeito IR e CSLL	(154.212)	116.409	(37.803)	(162.451)	120.264	(42.187)
<b>Efeito líquido</b>	<b>299.353</b>	<b>(225.970)</b>	<b>73.383</b>	<b>315.347</b>	<b>(233.454)</b>	<b>81.893</b>

#### 30.3.2 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.

#### 30.3.3 Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

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

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

Os ajustes são decorrentes do reconhecimento das despesas de compensação pelo não cumprimento

de indicadores técnicos (DIC, FIC e outros), que para fins societários são reconhecidos como redução na receita operacional e na contabilidade regulatória na despesa operacional, afetando desta forma a base de cálculo (ROL) para apuração dos encargos P&D e eficiência energética.

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

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

### 30.3.6 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.

## ( 31 ) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia 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
Aluguéis	até 5 anos	404	583	428	-	1.415
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 25 anos	273.816	565.685	611.157	7.466.797	8.917.455
Compra de energia de Itaipu	até 25 anos	138.540	275.549	304.911	5.271.793	5.990.793
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 26 anos	188.697	469.199	580.067	9.110.435	10.348.398
Projetos de construção de Subestação	até 1 ano	32.107	-	-	-	32.107
<b>Total</b>		<b>633.564</b>	<b>1.311.016</b>	<b>1.496.563</b>	<b>21.849.025</b>	<b>25.290.168</b>

## ( 32 ) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2019, um valor de R\$ 1.123 (R\$ 1.220 em 2018) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado.

## ( 33 ) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

### 33.1 Empréstimos e Financiamentos:

De 1º de janeiro de 2020 até a data de aprovação destas demonstrações financeiras, a Companhia captou 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 4131	108.000	Semestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + 2,07%	USD + 2,07%	CDI + 0,80%	(*)

(\*) 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.

### 33.2 Reajuste tarifário

Em 19 de março de 2020, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.668, que fixou o reajuste tarifário anual da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2020, em 10,71%, sendo 3,20% referentes ao reajuste tarifário econômico e 7,51% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é 0,20%.

### **33.3 Emergência de saúde global - Coronavírus:**

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 às 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 às 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.

**CARLOS ZAMBONI NETO**  
Diretor Presidente

**YUEHUI PAN**  
Diretor Financeiro

**ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA**  
Diretor de Assuntos Regulatórios

**RAFAEL LAZZARETTI**  
Diretor Comercial

**THIAGO FREIRE GUTH**  
Diretor de Operações

---

**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 Jaguari de Energia**

Jaguariúna - SP

## Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Jaguari de Energia (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 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 Jaguari de Energia com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da resolução normativa nº 605 de 11 de março de 2014.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Jaguari de Energia em 31 de dezembro de 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 Jaguari de Energia a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

## Principais assuntos de auditoria

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

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

Veja as notas explicativas 3 e 20 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. Envolvermos 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 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 Jaguari de Energia 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.

## Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE e pelos controles internos que a Administração determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

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

## Responsabilidade dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis

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

TERMO DE RESPONSABILIDADE	TERM OF RESPONSIBILITY
<p>Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.</p>	<p>By this Term of Responsibility, we declare under the penalties of the Law the veracity of the information submitted to the National Electric Energy Agency - ANEEL, expressing the commitment to compliance with the rules, procedures and requirements established by the legislation of the electricity sector, as well as science of the penalties to which we will be subject. We are aware that the falsity of the information, as well as the non-compliance with the commitment made herein, in addition to requiring the return of amounts received improperly, where applicable, will be subject to the penalty of Group IV, item X, Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004, as well as those provided for in articles 171 and 299, both of the Penal Code.</p>
<p>Campinas, 17 de abril de 2020.</p>	<p>Campinas, April 17, 2020.</p>
<p>Concessionária: Companhia Jaguari de Energia</p>	<p>Concessionaire: Companhia Jaguari de Energia</p>

Carlos Zamboni Neto  
 Diretor Presidente Chief  
 Executive Officer CPF:  
 081.496.848-16

Yuehui Pan  
 Diretor Financeiro e de Relações com  
 Investidores  
 Chief Financial and Investor Relations  
 Officer  
 CPF: 061.539.517-16

Sergio Luis Felice  
 Diretor de Contabilidade  
 Chief Accounting Officer CT  
 CRC: 1SP192.767/O-6  
 CPF: 119.410.838-54

<p>RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004</p> <p>Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:</p> <p>...</p> <p>X - fornecer informação falsa à ANEEL;</p> <p><b>CÓDIGO PENAL</b></p> <p>Art. 171 - Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.</p> <p>Art. 299 - Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.</p>	<p>Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004.</p> <p>Art 7 - Constitutes an infraction, subject to the imposition of the penalty fine of Group IV:</p> <p>...</p> <p>X - provide false information to ANEEL;</p> <p><b>PENAL CODE</b></p> <p>Art. 171 - Obtain, for yourself or others, unlawful advantage, to the detriment of others, inducing or keeping someone in error, through artifice, ruse, or any other fraudulent means.</p> <p>Art. 299 - Omit, in a public or private document, a statement that should appear on it, or insert a false statement or different statement from that which should be written, in order to prejudice law, create an obligation or alter the truth about the legally relevant fact.</p>
--	--



## PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas KPMG. Para verificar as assinaturas clique no link:  
<https://apiconfirmations.kpmg.com.br/Verificar/CAFE-BFBC-9F1D-F009>.

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

**Código para verificação: CAFE-BFBC-9F1D-F009**



### Hash do Documento

7F9F6792BF0BB9BF3FFB259CDAF4586A7D9E16F929AB0C5C83F01A027C5A7B20

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 20/04/2020 é(são) :

**Nome no certificado:** Sergio Luis Feliceem 17/04/2020 15:38 UTC-03:00

**Tipo:** Assinatura Eletrônica

**Identificação:** Por email: slfelice@cpfl.com.br

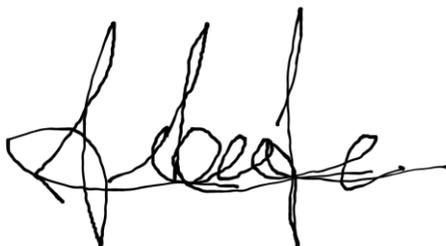
### Evidências

**Client Timestamp** Fri Apr 17 2020 15:38:22 GMT-0300 (Horário Padrão de Brasília)

**Geolocation** Latitude: -22.8172252 Longitude: -47.022029599999996 Accuracy: 39

**IP** 200.148.48.138

**Assinatura:**



**Hash Evidências:**

B6ADAB6ACB87E9EB00C29BA2146E830FF5F09013DACF42C18B3575B73264BEA1

**Nome no certificado:** Yuehui Panem 18/04/2020 11:07 UTC-03:00

**Tipo:** Assinatura Eletrônica

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

**Evidências**

**Client Timestamp** Sat Apr 18 2020 11:07:37 GMT-0300 (Brasilia Standard Time)

**Geolocation** Location not shared by user.

**IP** 177.128.175.2

**Assinatura:**



**Hash Evidências:**

877F112DD4E331EC6125CF7D01472B530723664657FDA44A4D26B51270DC7A2D

**Nome no certificado:** Carlos Zamboni Netoem 20/04/2020 09:24 UTC-03:00

**Tipo:** Assinatura Eletrônica

**Identificação:** Por email: carloszamboni@cpfl.com.br

**Evidências**

**Client Timestamp** Mon Apr 20 2020 09:24:10 GMT-0300 (Horário Padrão de Brasília)

**Geolocation** Location not shared by user.

**IP** 200.158.49.107

**Assinatura:**

CARLOS ZAMBONI NETO

**Hash Evidências:**

C39E34549CD18A2983E7B5ACB4B295C3FCE4F871AD9625F314B294FD43DB87AA