

Demonstrações Contábeis Societárias

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2019 e 2018
 (Em milhares de Reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2019	31/12/2018
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	74.323	245.073
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	1.339.776	1.254.981
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	3.112	32.371
Outros tributos a compensar	7	73.114	66.863
Derivativos	31	14.166	9.811
Ativo financeiro setorial	8	341.901	315.091
Estoques		24.628	21.084
Outros ativos	11	142.591	224.512
Total do circulante		2.013.611	2.169.787
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	127.151	145.776
Depósitos judiciais	20	117.494	122.139
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	2.565	2.565
Outros tributos a compensar	7	88.691	79.887
Ativo financeiro setorial	8	-	93.722
Derivativos	31	183.444	90.369
Créditos fiscais diferidos	9	418.747	489.319
Ativo financeiro da concessão	10	3.801.382	3.229.979
Outros ativos	11	672	9.601
Imobilizado		-	14.713
Ativo contratual	13	445.157	345.452
Intangível	12	2.628.911	2.690.857
Total do não circulante		7.814.214	7.314.380
Total do ativo		9.827.825	9.484.167

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(Em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	31/12/2019	31/12/2018
Circulante			
Fornecedores	14	783.901	583.565
Empréstimos e financiamentos	15	242.854	208.478
Debêntures	16	16.393	51.148
Entidade de previdência privada	17	42	-
Taxas regulamentares	18	59.087	37.558
Imposto de renda e contribuição social a recolher	19	27.452	-
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	19	157.004	148.014
Mútuos com coligadas, controladas e controladora	28	-	72.304
Dividendo e juros sobre capital próprio	22	-	121.107
Obrigações estimadas com pessoal		32.206	25.665
Outras contas a pagar	21	278.217	304.444
Total do circulante		1.597.156	1.552.284
Não circulante			
Fornecedores	14	148.247	138.138
Empréstimos e financiamentos	15	2.202.148	2.192.561
Debêntures	16	1.380.395	1.400.917
Entidade de previdência privada	17	177.506	89.922
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	19	-	8.919
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	20	204.044	231.292
Derivativos	31	120	8.395
Passivo financeiro setorial	8	1.119	-
Outras contas a pagar	21	166.471	134.463
Total do não circulante		4.280.050	4.204.607
Patrimônio líquido			
	22		
Capital social		2.809.820	2.788.106
Reserva de capital		195.676	217.390
Reserva legal		151.569	120.369
Reserva de retenção de lucros para investimento		46.890	46.890
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		450.356	450.356
Dividendo não distribuído		11.479	11.479
Dividendo		424.296	155.688
Resultado abrangente acumulado		(139.466)	(63.002)
Total do patrimônio líquido		3.950.620	3.727.276
Total do passivo e do patrimônio líquido		9.827.825	9.484.167

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(Em milhares de Reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	2019	2018 ⁽¹⁾
Receita operacional líquida	24	7.980.142	4.198.349
Custo do serviço			
Custo com energia elétrica	25	(4.786.593)	(2.664.475)
Custo com operação	26	<u>(651.036)</u>	<u>(358.106)</u>
Amortização		(273.546)	(156.338)
Outros custos com operação		(377.490)	(201.768)
Custo com serviço prestado a terceiros	26	(873.553)	(456.102)
Lucro operacional bruto		1.668.960	719.666
Despesas operacionais			
Despesas com vendas		<u>(240.811)</u>	<u>(115.149)</u>
Amortização		(2.802)	(890)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(76.097)	(26.026)
Outras despesas com vendas	26	(161.912)	(88.233)
Despesas gerais e administrativas		<u>(297.193)</u>	<u>(175.988)</u>
Amortização		(35.926)	(8.618)
Outras despesas gerais e administrativas	26	(261.267)	(167.370)
Outras despesas operacionais		<u>(138.458)</u>	<u>(85.005)</u>
Amortização de intangível da concessão		(52.099)	(32.374)
Outras despesas operacionais	26	(86.359)	(52.631)
Resultado do serviço		992.497	343.526
Resultado financeiro	27		
Receitas financeiras		180.219	99.706
Despesas financeiras		<u>(289.082)</u>	<u>(212.842)</u>
		(108.863)	(113.136)
Lucro antes dos tributos		883.634	230.391
Contribuição social	9	(69.129)	18.877
Imposto de renda	9	<u>(190.509)</u>	51.111
		(259.638)	69.988
Lucro líquido do exercício		<u>623.996</u>	<u>300.379</u>
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinárias - R\$	23	554,45	365,54

⁽¹⁾ Veja as notas explicativas 1.1 Agrupamento de Concessões de Distribuição e 2.6 Nova apresentação - abertura de linhas

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
 (Em milhares de Reais)

	2019	2018
Lucro líquido do exercício	623.996	300.379
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (perdas) atuariais líquidos dos efeitos tributários	(75.911)	(19.297)
- Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)		(9.116)
- Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros líquido dos efeitos tributários	(555)	21.284
Resultado abrangente do exercício	547.530	293.250

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
 Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 e 2018
 (Em milhares de Reais)

	Reserva de capital				Reserva de lucros				Ações em tesouraria	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total	
	Capital social	Ágio na emissão de ações	Remuneração de bens e direitos	Benefício fiscal ágio mais valia	Legal	Reserva de retenção de lucros para investimento	Reserva estatutária - reforço capital de giro	Dividendo não distribuído					Dividendo
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.495.084	1.089	2.475	99.981	59.302	-	-	11.479	-	(8.056)	(55.872)	-	1.605.482
Resultado Abrangente Total													
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300.379	300.379
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.306)	(9.306)
Outros resultados abrangentes:													
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros líquido dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.284	-	21.284
Ganhos (perdas) atuariais líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(19.297)	-	(19.297)
Mutações internas do patrimônio líquido													
Resgate de ações em tesouraria	-	(1.089)	(2.475)	(4.492)	-	-	-	-	8.056	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	-	-	15.019	-	-	-	-	-	-	(15.019)	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	-	392.566	-	-	-	-	(392.566)	-
Transações de capital com os acionistas													
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	1.293.022	-	-	121.901	46.048	46.890	57.790	-	-	-	(9.116)	383.156	1.939.691
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(110.956)	(110.956)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	-	155.688	-	-	(155.688)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2018	2.788.106	-	-	217.390	120.369	46.890	450.356	11.479	155.688	-	(63.002)	-	3.727.276
Resultado Abrangente Total													
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	623.996	623.996
Outros resultados abrangentes:													
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros líquido dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(555)	-	(555)
Ganhos (perdas) atuariais líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(75.911)	-	(75.911)
Mutações internas do patrimônio líquido													
Constituição da reserva legal	-	-	-	-	31.200	-	-	-	-	-	-	(31.200)	-
Transações de capital com os acionistas													
Aumento de capital social	21.714	-	-	(21.714)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	-	424.296	-	-	(424.296)	-
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	-	-	-	(155.688)	-	-	-	(155.688)
Dividendo intermediário - AGE de 09/08/2019 (nota 22.2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(168.500)	(168.500)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	2.809.820	-	-	195.676	151.569	46.890	450.356	11.479	424.296	-	(139.466)	-	3.950.620

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro 2019 e 2018
(Em milhares de Reais)

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Lucro antes dos tributos	883.634	230.391
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	364.373	198.219
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	56.038	19.181
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	76.097	26.026
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	88.616	110.780
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	10.023	9.811
Perda (ganho) na baixa de não circulante	84.546	52.641
	1.563.327	647.048
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(142.254)	(105.871)
Tributos a compensar	14.204	(8.712)
Depósitos judiciais	8.943	9.731
Ativo financeiro setorial	147.121	1.441
Contas a receber - CDE	26.418	10.332
Outros ativos operacionais	13.797	(125.222)
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	210.445	(222.006)
Outros tributos e contribuições sociais	3.770	(21.354)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(14.655)	(8.990)
Taxas regulamentares	21.529	(85.307)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(100.244)	(72.763)
Passivo financeiro setorial	(48.348)	(18.818)
Contas a pagar - CDE	(18.544)	48.906
Outros passivos operacionais	31.018	49.821
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	1.716.526	98.236
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(170.616)	(118.690)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(144.358)	(54.374)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.401.552	(74.829)
Atividades de investimentos		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(356)	505
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	7.207	3
Adições de ativo contratual	(884.309)	(473.101)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimentos	(877.458)	(472.593)
Atividades de financiamentos		
Captação de empréstimos e debêntures	890.316	1.852.462
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(1.045.000)	(1.377.687)
Liquidação de operações com derivativos	(22.546)	(22.163)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(445.295)	-
Captações de mútuos com controladas e coligadas	-	72.290
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	(72.319)	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(694.845)	524.902
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(170.750)	(22.519)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	245.073	179.243
Saldo de caixa oriundo de Incorporação	-	88.349
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	74.323	245.073

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018
(Em milhares de Reais)

	2019	2018
1 - Receita	12.878.582	6.980.165
1.1 Receita de venda de energia e serviços	12.081.637	6.550.168
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	873.042	456.023
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(76.097)	(26.026)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(6.702.920)	(3.697.080)
2.1 Custo com energia elétrica	(5.287.128)	(2.947.505)
2.2 Material	(512.151)	(246.095)
2.3 Serviços de terceiros	(636.997)	(340.963)
2.4 Outros	(266.645)	(162.517)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	6.175.662	3.283.085
4 - Retenções	(365.847)	(198.824)
4.1 Amortização	(313.748)	(166.450)
4.2 Amortização do intangível de concessão	(52.099)	(32.374)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	5.809.814	3.084.261
6 - Valor adicionado recebido em transferência	191.017	106.202
6.1 Receitas financeiras	191.017	106.202
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	6.000.831	3.190.463
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	321.572	199.299
8.1.1 Remuneração direta	188.449	112.567
8.1.2 Benefícios	120.649	78.177
8.1.3 F.G.T.S	12.474	8.555
8.2 Impostos, taxas e contribuições	4.730.771	2.456.949
8.2.1 Federais	2.019.847	1.020.308
8.2.2 Estaduais	2.709.431	1.435.906
8.2.3 Municipais	1.493	735
8.3 Remuneração de capital de terceiros	324.491	233.836
8.3.1 Juros	299.154	216.171
8.3.2 Aluguéis	25.337	17.665
8.4 Remuneração de capital próprio	623.996	300.379
8.4.1 Juros sobre capital próprio (incluindo adicional proposto)	-	110.956
8.4.2 Dividendos (incluindo adicional proposto)	592.796	155.688
8.4.3 Lucros retidos	31.200	33.735
	6.000.831	3.190.463

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da Companhia, com o relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2018, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

Em 2019, a RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 2,9 milhões de clientes, em 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

As vendas de energia para o mercado cativo foram de 14.573 GWh em 2019. Destacam-se as vendas para a classe residencial, que foram de 5.605 GWh em 2019.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes, o que também fez com que a RGE, em 2019, fosse eleita pelo Prêmio Abradee, nas categorias de Melhor Avaliação pelo Cliente e Melhor Responsabilidade Socioambiental de distribuidoras com mais de 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 diminuído de juros internos/externos reduz o apetite do investidor em renda fixa, o diferencial de crescimento deve se traduzir em incentivo à entrada de recursos externos no país para investimentos, contendo depreciações adicionais da moeda e podendo até mesmo trazer moderada apreciação. O próprio ambiente internacional tende a contribuir para um ano de maior interesse por países emergentes, e a recente revisão da perspectiva do rating brasileiro pela S&P corrobora essa melhora de expectativa.

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

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

Tarifas de energia elétrica

Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2019:

Em 11 de junho de 2019, por meio da Resolução Homologatória nº 2.557, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 10,05%, sendo 0,05% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 10,00% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de -2,16% e da Parcela B de 2,21%. O efeito médio percebido pelos consumidores da RGE foi específico conforme a distribuidora anterior responsável pelo atendimento. Os consumidores da RGE Sul tiveram aumento médio de 1,72%; já aqueles que eram atendidos pela RGE, as tarifas aumentaram 8,63%. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2019.

3. Desempenho operacional

Cientes: a nova RGE encerrou o ano com 2,9 milhões de clientes, com acréscimo de 50 mil consumidores.

Vendas de energia

Em 2019, as vendas de energia para o mercado cativo foram de 14.573 GWh.

Destacam-se as classes residencial e comercial, que juntas representam 53,7% do total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora. As vendas para as classes residencial e comercial foram de 5.605 GWh e 2.227 GWh, respectivamente.

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

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

Atendimento ao cliente: a RGE obteve em 2019 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 81,0%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADÉE. O índice foi superior à média nacional de 70,3%.

Fornecimento de energia: a RGE desenvolve iniciativas para aprimorar a gestão operacional e a logística de serviços de rede. Também realiza um programa intenso de inspeções e manutenções preventivas dos ativos elétricos. Em 2019, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 14,01 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 6,25 vezes.

4. Desempenho Econômico-Financeiro

Em 04 de dezembro de 2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das concessões das distribuidoras de energia Rio Grande Energia S.A. ("Incorporada") e RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("Incorporadora"), passando estas, a partir de 1º de janeiro de 2019 a operar somente sob uma distribuidora, a Incorporadora ("RGE Sul", cujo nome fantasia foi alterado para "RGE"). O Acervo das empresas incorporadas foi apurado na data base de 31 de outubro de 2018. 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 e considerando a inclusão do acervo no que se refere ao balanço patrimonial e dos resultados de novembro e dezembro de 2018 da empresa incorporada no que se refere ao resultado do período.

Receita operacional: em 2019, a receita operacional bruta foi de R\$ 12.955 milhões. As deduções da receita operacional foram de R\$ 4.975 milhões. Já a receita operacional líquida foi de R\$ 7.980 milhões.

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

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ mil)</i>		
	2019	2018
Lucro Líquido	623.993	300.379
Amortização	364.371	198.220
Resultado Financeiro	108.863	113.136
Contribuição Social	69.129	(18.877)
Imposto de Renda	190.509	(51.111)
EBITDA	1.356.871	541.746

Em 2019, o EBITDA da RGE foi de R\$ 1.357 milhões.

Lucro líquido: em 2019, a RGE apurou lucro líquido de R\$ 624 milhões.

Endividamento: no final de 2019, a dívida financeira da RGE atingiu R\$ 3.644 milhões.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 884 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 nova RGE desenvolve iniciativas que buscam gerar valor compartilhado entre a empresa e os públicos de relacionamento, de forma a garantir competitividade, com excelência nas operações, e contribuir para a melhoria das condições econômicas, sociais e ambientais nas áreas de abrangência. Alinhados ao planejamento estratégico do Grupo CPFL, os compromissos e as diretrizes de atuação visam promover o desenvolvimento sustentável e são incorporados aos processos decisórios e ações, conforme destaques a seguir.

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

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

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

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

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

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

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

Contratamos um total de R\$ 149 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 21% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias referentes ao exercício social de 2019 da Companhia.

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

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

8. Agradecimentos

A Administração da RGE Sul agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na Companhia no ano de 2019. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

A Administração

Para mais informações sobre o desempenho desta e de outras empresas do Grupo CPFL Energia, acesse o endereço www.cpfl.com.br/ri.

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

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

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

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

1.1 Agrupamento de Concessões de Distribuição – Incorporação do Acervo Contábil da Rio Grande Energia S.A. (“RGE”)

Em 04 de dezembro de 2018 por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das áreas de concessões que estão abrangidas pelos Contratos de Concessão nºs 012/1997 e 013/1997, que pertencem respectivamente às distribuidoras de energia RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“incorporadora”) e Rio Grande Energia S.A. (“incorporada”), que a partir de 01 de janeiro de 2019 passa a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., com nome fantasia de RGE, mantendo o direito de exploração das atividades de distribuição por um prazo de 30 anos vigente até 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

Em 31 de dezembro de 2018 foi realizada Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”), que aprovou a incorporação do acervo líquido da incorporada, avaliado na data base de 31 de outubro de 2018, através do laudo de avaliação que em conformidade com o disposto no art. 227 da Lei das S.A. foi revisado pelos auditores Independentes.

O referido agrupamento das concessões visa a otimização de custos administrativos e operacionais, com economias de escala e sinergia, atingindo o principal objetivo da Resolução Normativa ANEEL nº 716/2016 e foi viabilizado por meio de uma operação societária de incorporação do acervo líquido contábil da RGE (“Incorporada”) pela RGE Sul (“Incorporadora”), com a consequente extinção da Incorporada. A razão social remanescente após o agrupamento é o da RGE Sul, nome fantasia de RGE.

O acervo líquido contábil da incorporada apurado na data base de 31 de outubro de 2018, está demonstrado abaixo:

ATIVO		PASSIVO	
Caixa e equivalentes de caixa	88.349	Fornecedores	409.852
Consumidores, concessionárias e permissionárias	718.686	Empréstimos e financiamentos	981.335
Tributos a compensar	85.531	Debêntures	949.170
Ativo financeiro setorial	324.966	Impostos, taxas e contribuições	106.369
Ativo financeiro da concessão	1.754.057	Dividendo e juros sobre capital próprio	26.795
Depósitos judiciais	63.566	Encargos setoriais	123.509
Derivativos	38.412	Provisões para contingências	88.038
Créditos fiscais diferidos	70.928	Outros passivos	103.758
Intangível	1.493.056	Total do Passivo	2.788.826
Outros ativos	90.966		
Total do Ativo	4.728.517	Acervo Líquido Contábil	1.939.691

Este acervo líquido contábil incorporado pela RGE Sul foi reconhecido contabilmente em 31 de dezembro de 2018 da seguinte forma:

Reserva Capital - Benefício Fiscal do Intangível Incorporado	121.901
Reserva de Lucros - Reserva Legal	46.048
Reserva de Lucros - Retenção de Lucros Para Investimento	46.890
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	57.790
Resultado Abrangente - Risco de Crédito de Passivos Financeiros	8.354
Resultado Abrangente - Ganhos Atuariais do Plano de Pensão	(17.470)
Lucros Acumulados	383.156
Aumento de Capital	1.293.022
Acervo Líquido Contábil	1.939.691

Para o aumento de capital de R\$ 1.293.022 foram emitidas 598.976 novas ações ordinárias destinadas exclusivamente para CPFL Energia que por consequência passou a deter o percentual de 89,01% do capital social da RGE Sul, restando a CPFL Brasil o percentual de 10,99%.

De acordo com o artigo 224 da Lei das S.As, no Instrumento Particular de Protocolo de Incorporação e Instrumento de Justificação celebrado entre as distribuidoras em 31 de dezembro de 2018, ficou acordado que a variação patrimonial do acervo líquido contábil da incorporada ocorrida entre a data base do Laudo de Avaliação (31/10/2018) e a data da efetiva incorporação (31/12/2018) foi reconhecido na incorporadora, sendo refletida em contas de resultado quando aplicável, com contrapartida em contas patrimoniais.

A variação do acervo líquido para data base de 31 de dezembro de 2018, bem como o movimento de resultado dos meses de novembro e dezembro de 2018 da incorporada que foram incorporados, está demonstrado abaixo:

	Acervo Líquido Contábil - Data Base			Demonstração de Resultado	Movimento de Nov e Dez/18
	31/10/2018	Variação	31/12/2018		
ATIVO				Receita Operacional	1.016.710
Caixa e equivalentes de caixa	88.349	(57.885)	30.464	Fornecimento de energia elétrica	798.916
Consumidores, concessionárias e permissionárias	718.686	(47.512)	671.174	Suprimento de energia elétrica	35.926
Tributos a compensar	85.531	17.987	103.518	Receita de disponibilidade da rede - TUSD	69.305
Ativo financeiro setorial	324.966	(40.612)	284.354	Ativo e passivo financeiro setorial	(44.856)
Ativo financeiro da concessão	1.754.057	63.303	1.817.360	Receita de construção	90.920
Depósitos judiciais	63.566	(112)	63.454	Ativo financeiro da concessão	2.636
Derivativos	38.412	10.718	49.130	Outras receitas operacionais	63.863
Créditos fiscais diferidos	70.928	(11.171)	59.757	Deduções da Receita Operacional	(414.795)
Intangível	1.493.056	14.631	1.507.687	ICMS	(218.150)
Outros ativos	90.966	36.505	127.471	PIS e Cofins	(85.573)
Total do Ativo	4.728.517	(14.148)	4.714.369	Conta Desenv Energético - CDE	(109.782)
				Outras deduções da receita	(1.290)
PASSIVO				Receita Operacional Líquida	601.914
Fornecedores	409.852	(103.134)	306.718	Custos e Despesas Operacionais	(528.007)
Empréstimos e financiamentos	981.335	255.964	1.237.299	Custo do Serviço de Energia Elétrica	(316.669)
Debêntures	949.170	(240.933)	708.237	Pessoal	(25.720)
Impostos, taxas e contribuições	106.369	(39.842)	66.527	Material	(5.834)
Dividendo e juros sobre capital próprio	26.795	94.312	121.107	Serviço de Terceiros	(28.677)
Encargos setoriais	123.509	(27.396)	96.113	Custo com construção da infraestrutura	(90.920)
Provisões para contingências	88.038	4.608	92.646	Amortização de intangível de concessão	(29.001)
Outros passivos	103.758	78.745	182.503	Outras despesas operacionais	(31.186)
Total do Passivo	2.788.826	22.324	2.811.150	Resultado do Serviço	73.907
Acervo Líquido Contábil	1.939.691	(36.472)	1.903.219	Resultado Financeiro	(10.336)
				Receitas Financeiras	15.459
				Despesas Financeiras	(25.795)
Conciliação da Variação do Acervo Líquido Contábil				Resultado Antes dos Tributos	63.571
Acervo líquido contábil em 31/10/2018	1.939.691			Contribuição Social	3.941
Resultado de novembro de dezembro/2018	77.891			Imposto de Renda	10.379
Resultado Abrangente - Risco de Crédito de Passivos Financeiros	(1.694)			Resultado Líquido do Exercício	77.891
Resultado Abrangente - Ganhos Atuariais do Plano de Pensão	(1.713)				
Declaração de juros sobre o capital próprio	(110.956)				
Acervo líquido contábil em 31/12/2018	1.903.219				

(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 04 de março de 2020.

2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 31 de Instrumentos Financeiros.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

Por definição, as estimativas contábeis 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 9 – Créditos fiscais diferidos (reconhecimento de ativos: disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados);
- Nota 10 – Ativo financeiro da concessão (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos, nota 31);
- 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);
- Nota 17 – Entidade de previdência privada (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos); e
- Nota 20 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos);

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

2.5 Demonstração do valor adicionado

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

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

A partir de 2019, com o objetivo de realizar melhorias na forma de apresentação das demonstrações financeiras para monitoramento dos resultados pela Administração da Companhia, através de uma melhor análise das contas de custos e despesas, a Companhia passou a efetuar abertura das linhas de amortização nas demonstrações dos resultados.

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

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

	2018		
	Originalmente publicado	Abertura de linhas	Nova apresentação
Receita operacional líquida	4.198.349	-	4.198.349
Custo do serviço			
Custo com energia elétrica	(2.664.475)	-	(2.664.475)
Custo com operação	(358.106)	-	(358.106)
Amortização	-	(156.338)	(156.338)
Outros custos com operação	-	(201.768)	(201.768)
Custo com serviço prestado a terceiros	(456.102)	-	(456.102)
Lucro operacional bruto	719.666	-	719.666
Despesas operacionais			
Despesas com vendas	(115.149)		(115.149)
Amortização	-	(890)	(890)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(26.026)	-	(26.026)
Outras despesas com vendas	(89.123)	890	(88.233)
Despesas gerais e administrativas	(175.988)		(175.988)
Amortização	-	(8.618)	(8.618)
Outras despesas gerais e administrativas	-	(167.370)	(167.370)
Outras despesas operacionais	(85.005)		(85.005)
Amortização de intangível da concessão	-	(32.374)	(32.374)
Outras despesas operacionais	-	(52.631)	(52.631)
Resultado do serviço	343.526	-	343.526
Resultado financeiro			
Receitas financeiras	99.706	-	99.706
Despesas financeiras	(212.842)	-	(212.842)
	(113.136)	-	(113.136)
Lucro antes dos tributos	230.391	-	230.391
Contribuição social	18.877	-	18.877
Imposto de renda	51.111	-	51.111
	69.988	-	69.988
Lucro líquido do exercício	300.379	-	300.379

(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 24).

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

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

Em função (i) do modelo tarifário que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da

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

3.3 Instrumentos financeiros

- Ativos financeiros

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

Mensuração subsequente e ganhos e perdas:

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

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

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

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

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

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

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

Todos os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como ao VJR. Isso inclui todos os ativos financeiros derivativos (nota 31). No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

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

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

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

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

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

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

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa;
- termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e

- os termos que limitam o acesso da Companhia a fluxos de caixa de ativos específicos (por exemplo, baseados na performance de um ativo).

- Passivos financeiros

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

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

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

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 31.

- Capital social

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

3.4 Intangível e Ativo contratual

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

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

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

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

ou

- o desaparecimento de mercado ativo para o título por causa de dificuldades financeiras.

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

- Ativos não financeiros

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

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

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

3.6 Provisões

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

3.7 Benefícios a empregados

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

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

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

3.8 Dividendo e juros sobre capital próprio

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

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

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

3.9 Reconhecimento de receita

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

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

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

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

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

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

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

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

3.10 Imposto de renda e contribuição social

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

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

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

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

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

3.11 Resultado por ação

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

3.12 Subvenção governamental - CDE

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

As subvenções recebidas via aporte da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) (nota 24.3) 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 orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos previstos e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

3.14 Novas normas e interpretações vigentes

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

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

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

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

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

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

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

O ICPC 22 é aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. A Companhia avaliou a interpretação e constatou que não houve impactos pela adoção da mesma (nota 19).

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

Novas normas e emendas às normas e interpretações dos CPCs foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019. A Companhia não adotou essas alterações na preparação destas demonstrações financeiras:

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

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

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

(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

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

A Companhia determinou o valor justo como o preço que seria recebido para a venda do ativo ou para a transferência do passivo que ocorreria entre participantes do mercado na data de mensuração.

- Intangível e ativo contratual

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

- Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 31) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

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

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

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2019	31/12/2018
Saldos bancários	73.932	54.381
Aplicações financeiras	391	190.692
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	66
Título de crédito privado (b)	391	190.626
Total	74.323	245.073

- a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários (“CDB’s”) e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”); e
- b) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDB’s no montante de R\$ 34 (R\$ 142.667 em 31 de dezembro de 2018), (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 47.959 em 31 de dezembro de 2018, e (iii) letras de arrendamento mercantil no montante de R\$ 357, realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,1% do CDI.

(6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2019	31/12/2018
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	317.100	157.797	15.422	490.319	447.361
Industrial	61.240	22.175	16.945	100.360	92.813
Comercial	113.478	28.197	19.524	161.200	147.626
Rural	68.408	13.371	9.692	91.471	72.913
Poder público	24.646	15.065	1.861	41.571	33.550
Iluminação pública	16.295	1.687	3.653	21.635	20.018
Serviço público	28.112	284	6	28.403	25.669
Faturado	629.279	238.576	67.103	934.959	839.950
Não faturado	392.699	-	-	392.699	375.844
Parcelamento de débito de consumidores	39.818	10.363	9.329	59.511	55.328
Operações realizadas na CCEE	5.972	-	-	5.972	11.503
Concessionárias e permissionárias	24.688	-	-	24.688	42.453
Outros	407	-	-	407	2.113
	1.092.863	248.939	76.432	1.418.236	1.327.191
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(78.461)	(72.210)
Total				1.339.776	1.254.981
Não circulante					
Precatórios	64.227			64.227	67.209
Parcelamento de débito de consumidores	62.924	-	-	62.924	78.567
Total	127.151	-	-	127.151	145.776

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

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PDD”)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base na perda esperada utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, baseada em histórico e probabilidade futura de inadimplência. O detalhamento da metodologia de provisão está descrita na nota explicativa 31 – 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
Saldo em 31/12/2017	(57.662)	(15.495)	(73.157)
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	(31.019)	(2.700)	(33.719)
Provisão revertida (constituída) liquida	(31.443)	1.387	(30.056)
Recuperação de receita	4.030	-	4.030
Efeito da aplicação inicial do CPC 48	(14.102)	-	(14.102)
Baixa de contas a receber provisionadas	57.985	(201)	57.784
Saldo em 31/12/2018	(72.210)	(17.010)	(89.220)
Provisão revertida (constituída) liquida	(102.634)	(12)	(102.645)
Recuperação de receita	26.548	-	26.548
Baixa de contas a receber provisionadas	69.835	-	69.835
Saldo em 31/12/2019	(78.461)	(17.022)	(95.483)

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	8.215
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	-	22.882
Imposto de renda e contribuição social a compensar	3.112	1.274
Imposto de renda e contribuição social a compensar	3.112	32.371
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	7.476	7.242
ICMS a compensar	62.311	53.598
Programa de integração social - PIS	582	683
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	2.688	3.153
Instituto nacional de seguridade social - INSS	8	2.158
Outros	48	29
Outros tributos a compensar	73.114	66.863
Total circulante	76.226	99.234
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	125	125
Imposto de renda a compensar - IRPJ	2.440	2.440
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.565	2.565
ICMS a compensar	83.531	74.850
Programa de integração social - PIS	801	779
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.688	3.587
Outros	671	671
Outros tributos a compensar	88.691	79.887
Total não circulante	91.256	82.452

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

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

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

(8) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

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

	Saldo em 31/12/2018			Receita operacional (nota 24)		Resultado financeiro (nota 27)	Saldo em 31/12/2019		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	339.339	143.887	483.227	322.744	(420.169)	34.228	197.242	222.786	420.029
CVA (*)									
CDE (**)	72.845	(7.408)	65.437	44.399	(49.809)	5.536	7.837	57.727	65.564
Custos energia elétrica	213.686	195.039	408.725	17.430	(377.031)	18.604	(62.948)	130.676	67.728
ESS e EER (***)	(171.219)	(132.755)	(303.973)	(142.052)	266.407	(13.815)	(76.102)	(117.332)	(193.434)
Proinfa	2	(613)	(611)	14.310	(8.777)	916	-	5.838	5.838
Rede básica	5.120	9.743	14.863	35.401	(6.366)	95	46.823	(2.830)	43.993
Repasse de Itaipu	398.370	130.106	528.476	288.671	(374.108)	27.061	258.247	211.852	470.099
Transporte de Itaipu	11.083	2.619	13.703	12.719	(10.189)	903	9.303	7.833	17.136
Neutralidade dos encargos setoriais	(19.718)	4.890	(14.828)	18.756	6.714	210	24.232	(13.380)	10.852
Sobrecontratação	(170.830)	(57.735)	(228.565)	33.110	132.989	(5.281)	(10.150)	(57.598)	(67.747)
Outros componentes financeiros	(49.604)	(24.810)	(74.414)	(23.079)	21.731	(3.485)	(85.126)	5.878	(79.247)
Total	289.736	119.077	408.813	299.665	(398.439)	30.743	112.116	228.664	340.782
Ativo circulante			315.091						341.901
Ativo não circulante			93.722						-
Passivo não circulante			-						(1.119)

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

(**) Conta de desenvolvimento energético

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

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

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

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

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

(9) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1- Composição dos créditos fiscais:

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Crédito (Débito) de contribuição social</u>		
Bases negativas	75.955	81.231
Benefício fiscal do intangível incorporado	43.746	45.862
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(14.909)	(4.261)
Subtotal	104.791	122.832
<u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	210.492	224.704
Benefício fiscal do intangível incorporado	144.878	153.618
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(41.414)	(11.836)
Subtotal	313.956	366.487
Total	418.747	489.319

9.2 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. Nos exercícios de 2019 e 2018, a taxa anual de amortização aplicada foi de 4,11%.

9.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	31/12/2019		31/12/2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	18.333	50.926	20.783	57.731
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	9.071	25.196	8.514	23.649
Programas de P&D e eficiência energética	8.090	22.471	6.279	17.443
Provisão relacionada a pessoal	1.573	4.371	1.199	3.330
Marcação a Mercado- Derivativos	(4.420)	(12.278)	318	885
Marcação a Mercado- Dívidas	4.896	13.600	577	1.602
Derivativos	(13.188)	(36.633)	(8.430)	(23.417)
Registro da concessão - ajuste do intangível	2.457	6.826	2.771	7.697
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(55.454)	(154.040)	(46.227)	(128.408)
Perdas atuariais	(127)	(354)	293	815
Outros	1.006	2.794	1.209	3.358
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Perdas atuariais	15.681	43.559	11.355	31.542
Marcação a Mercado- Derivativos	(157)	(435)	(39)	(108)
Marcação a Mercado- Dívidas	(2.670)	(7.417)	(2.863)	(7.954)
Total	(14.909)	(41.414)	(4.261)	(11.836)

9.4 – Expectativa do período de recuperação

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

Expectativa de recuperação

2020	136.772
2021	112.760
2022	109.995
2023	98.453
2024	72.715
2025 a 2027	165.139
Total	695.834

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

	2019		2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	883.634	883.634	230.391	230.391
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Amortização de intangível adquirido	-	44	-	-
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(4.735)	(4.735)	-	-
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	48.378	48.378	27.391	27.391
Juros sobre o capital próprio	-	-	(110.956)	(110.956)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	4.965	(19.457)	2.808	4.379
Base de cálculo	932.242	907.864	149.634	151.205
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Débito fiscal apurado	(83.902)	(226.966)	(13.467)	(37.801)
Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido	14.773	40.783	32.344	88.912
Provisão para riscos fiscais	-	(4.326)	-	-
Total	(69.129)	(190.509)	18.877	51.111
Corrente	(46.685)	(125.748)	4.485	12.547
Diferido	(22.444)	(64.761)	14.392	38.564

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

A despesa de imposto de renda e contribuição social e diferidos registrados no resultado do exercício de R\$ 87.205 (receita R\$ 52.956 em 2018), referem-se a (i) créditos com prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 19.488 (receita R\$ 123.440 em 2018), (ii) benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 10.856 (R\$ 10.856 em 2018) e (iii) diferenças temporárias de R\$ 56.861 (R\$ 59.628 em 2018).

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

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

	2019		2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	123.049	123.049	9.169	9.169
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(30.791)	(30.791)	1.714	1.714
Base de cálculo	92.258	92.258	10.883	10.883
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(8.303)	(23.064)	(979)	(2.721)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	3.976	11.044	995	2.765
Tributos em outros resultados abrangentes sobre ganhos (perdas) atuariais	(4.327)	(12.020)	16	44
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	840	840	(32.248)	(32.248)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados sobre o risco de crédito	(76)	(210)	2.902	8.062
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(4.403)	(12.230)	2.918	8.106

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2017	1.198.822
Agrupamento - incorporação do acervo (nota 1)	1.754.057
Transferência - ativo contratual	256.510
Transferência - intangível em serviço	(34.284)
Ajuste de valor justo	72.827
Baixas	(17.952)
Saldo em 31/12/2018	3.229.979
Transferência - ativo contratual	478.432
Transferência - intangível em serviço	402
Ajuste ao valor justo	109.550
Baixas	(16.982)
Saldo em 31/12/2019	3.801.382

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

Conforme modelo tarifário vigente, a remuneração deste ativo é reconhecida no resultado mediante faturamento aos consumidores e sua realização ocorre no momento do recebimento das contas de energia elétrica. Adicionalmente a diferença para ajustar o saldo ao valor justo (valor novo de reposição "VNR" – nota 4) é registrada como contrapartida na conta de receita operacional (nota 24) no resultado do exercício.

Em 31 de dezembro de 2019, o saldo de baixas de R\$ 16.982 (R\$ 17.952 em 2018) refere-se a baixa da atualização relacionada ao ativo de R\$ 7.020 (R\$ 6.078 em 2018) e a baixa do ativo de R\$ 9.962 (R\$ 11.874 em 2018).

(11) OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Adiantamentos - fornecedores	33	5	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	68	9	461	9.444
Ordens em curso	54.133	53.565	-	-
Serviços prestados a terceiros	7.398	188	-	-
Despesas antecipadas	14.988	71.250	212	157
Contas a receber - CDE	43.459	69.877	-	-
Adiantamentos a funcionários	5.607	6.897	-	-
Outros	33.927	39.729	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(17.022)	(17.010)	-	-
Total	142.591	224.512	672	9.601

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

Ordens em curso - Compreende custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética ("PEE") e Pesquisa e Desenvolvimento ("P&D"). Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em outras contas a pagar (nota 21).

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

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 5.407 (R\$ 4.770 em 31 de dezembro de 2018); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 38.052 (R\$ 65.107 em 31 de dezembro de 2018) (nota 24.3).

(12) INTANGÍVEL

	Direito de concessão			Outros ativos intangíveis	Total
	Adquirido em combinações de negócio	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso		
Saldo em 31/12/2018	279.552	1.003.392	164.500	22.660	1.470.104
Custo histórico	802.164	1.427.141	164.500	28.315	2.422.120
Amortização acumulada	(522.611)	(423.749)	-	(5.655)	(952.015)
Amortização	(32.374)	(158.644)	-	(757)	(191.775)
Transferência - ativo contratual	-	175.518	-	-	175.518
Transferência - ativo financeiro	-	34.284	-	-	34.284
Baixa e transferência - outros ativos	-	37.065	-	(18.120)	18.945
Adoção do CPC 47	-	-	(164.500)	-	(164.500)
Agrupamento - incorporação do acervo (nota 1)	215.002	1.132.755	-	527	1.348.284
Saldo em 31/12/2018	462.181	2.224.370	-	4.310	2.690.857
Custo histórico	1.923.048	5.000.787	-	37.643	6.961.476
Amortização acumulada	(1.460.867)	(2.776.417)	-	(33.333)	(4.270.619)
Amortização	(52.100)	(309.561)	-	(980)	(362.641)
Transferência - ativo contratual	-	319.139	-	-	319.139
Transferência - ativo financeiro	-	(402)	-	-	(402)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(18.043)	-	-	(18.043)
Saldo em 31/12/2019	410.081	2.215.499	-	3.331	2.628.911
Custo histórico	1.923.048	5.244.727	-	37.643	7.205.418
Amortização acumulada	(1.512.967)	(3.029.228)	-	(34.312)	(4.576.507)

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

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

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção para os ativos qualificáveis. No exercício de 2019 foram capitalizados R\$ 11.495 a uma taxa média de 8,09%. Em 2018 foram capitalizados R\$ 3.867 a uma taxa média de 8,23% a.a. até abril de 2018 e 8,09% a.a. a partir de maio de 2018 (nota 27).

Teste de redução ao valor recuperável

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

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

(13) ATIVO CONTRATUAL

Saldo em 31/12/2017	-
Adoção CPC 47	164.500
Adições	474.509
Transferência - intangível em serviço	(175.518)
Transferência - ativo financeiro	(256.510)
Baixa e transferência - outros ativos	(6.302)
Agrupamento - incorporação do acervo (nota 1)	144.773
Saldo em 31/12/2018	345.452
Adições	897.277
Transferência - intangível em serviço	(319.139)
Transferência - ativo financeiro	(478.432)
Saldo em 31/12/2019	445.157

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

(14) FORNECEDORES

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	724	21.695
Suprimento de energia elétrica	585.071	394.312
Encargos de uso da rede elétrica	79.664	68.468
Materiais e serviços	118.442	99.090
Total	<u>783.901</u>	<u>583.565</u>
<u>Não circulante</u>		
Suprimento de energia elétrica	107.220	99.909
Encargos de uso da rede elétrica	41.026	38.229
Total	<u>148.247</u>	<u>138.138</u>

Os montantes de suprimento de energia elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 34).

(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	Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo								
Moeda nacional								
Pré Fixado	5.487	-	(5.736)	3.791	-	(3.820)	80.838	80.559
Pós Fixado								
TJLP e TLP	4.482	530.000	(8.145)	8.853	-	(8.684)	85.494	611.999
Selic	-	-	(2.411)	1.826	-	(1.380)	49.238	47.273
CDI	-	7.360	(1.920)	262	-	50	-	5.752
Outros	41.133	3.053	(16.471)	2.734	-	(1.131)	2.405	31.722
Total ao custo	51.101	540.413	(34.684)	17.467	-	(14.964)	217.975	777.308
Gastos com captação (*)	-	(14.032)	-	162	-	-	(820)	(14.690)
Mensuradas ao valor justo								
Moeda estrangeira								
Dólar	-	501.617	-	80.808	29.854	(35.763)	643.900	1.220.416
Euro	-	311.000	-	6.300	6.874	(1.576)	124.704	447.301
Marcação a mercado	-	-	-	(24.872)	-	-	(4.424)	(29.296)
Total ao valor justo	-	812.617	-	62.236	36.728	(37.340)	764.180	1.638.420
Total	51.101	1.338.998	(34.684)	79.865	36.728	(52.304)	981.335	2.401.039
Circulante	20.008							208.478
Não Circulante	31.093							2.192.561

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

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

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2019	31/12/2018	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional						
Pré fixado						
FINEM	Pré fixado de 2,5% a 6%	(a)	56.337	74.978	2021 a 2024	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINEP	Pré fixado 5%		944	3.216	2013 a 2020	Fiança Bancária
FINAME	Pré fixado de 4,5% a 10%		170	2.366	2010 a 2021	Fiança da CPFL Energia, bens vinculados em alienação fiduciária
			<u>57.451</u>	<u>80.561</u>		
Pós fixado						
TJLP						
FINEM	TJLP + de 2,06% a 3,08%		35.599	73.259	2012 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FINEP	TJLP		2.476	3.491	2016 a 2024	Fiança Bancária
			<u>38.075</u>	<u>76.750</u>		
SELIC						
FINEM	SELIC + 2,62% a 2,66%	(b)	34.696	47.273	2015 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
IPCA						
FINEM	TLP + 4,74%		701.300	535.250	2020 a 2027	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
CDI						
Empréstimos bancários	CDI -1,25%		2.021	5.752	2020	Fiança da CPFL Energia
Outros						
Outros	RGR (6%)		6.580	31.722	2005 a 2020	Fianças bancárias, recebíveis e notas promissórias
Total moeda nacional			<u>840.122</u>	<u>777.308</u>		
Gastos com captação (*)			<u>(15.652)</u>	<u>(14.690)</u>		
Mensuradas ao valor justo - Moeda Estrangeira						
Dólar						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + Libor 3 meses + 0,95%	(b)	161.689	259.309	2019 a 2021	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 3,29% a 3,65%		1.003.958	961.107	2017 a 2022	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
			<u>1.165.647</u>	<u>1.220.416</u>		
Euro						
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro de 0,79% + 0,80%		455.023	447.301	2021	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado			<u>(138)</u>	<u>(29.296)</u>		
Total moeda estrangeira			<u>1.620.532</u>	<u>1.638.420</u>		
Total			<u>2.445.002</u>	<u>2.401.039</u>		

(*) 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 possuemem swap convertendo variação cambial para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 31.

Taxa efetiva a.a.:

(a) De 30% a 70% do CDI

(b) De 60% a 110% do CDI

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

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

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia exceto pela variação no valor justo em função do risco de crédito que 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\$ 138 (ganho de R\$ 29.296 em 31 de dezembro de 2018), acrescidos dos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 13.684 (perda de R\$ 13.062 em 31 de dezembro de 2018), contratados para proteção da variação cambial (nota 31), geraram um ganho total de R\$ 13.822 (ganho total líquido de R\$ 16.234 em 31 de dezembro de 2018).

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2021	1.418.052
2022	347.782
2023	98.890
2024	94.800
2025	93.476
2026 a 2027	148.004
Subtotal	2.201.004
Marcação a mercado	1.144
Total	2.202.148

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	1,56	25,34
IPCA	4,20	3,69	28,68	-
CDI	5,97	6,40	66,36	68,48
Outros			3,40	6,18
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Modalidade	Total aprovado	Montantes liberados			Pagamento de juros	Amortização principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual
		em 2019	Líquido dos gastos de captação						
Moeda nacional									
IPCA - FINEM	1.133.024	154.000	151.110	Mensal	Mensal a partir de abril/2020	Investimento	IPCA + 4,74%	IPCA + 5,43%	

Condições restritivas:

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

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2019.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

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

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

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

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

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

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2019.

(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	Agrupamento Incorporação do acervo (nota 1)	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo							
Pós fixado							
CDI	1.336.974	300.000	(1.343.005)	134.706	(150.316)	812.681	1.091.040
IPCA	-	-	-	8.156	(7.081)	139.443	140.518
Total ao custo	1.336.974	300.000	(1.343.005)	142.862	(157.397)	952.124	1.231.558
Gastos com captação (*)	(13.746)	(6.136)	-	14.379	-	(2.954)	(8.458)
Mensuradas ao valor justo							
Pós fixado							
IPCA	-	219.600	-	5.476	-	-	225.076
Marcação a mercado	-	-	-	3.889	-	-	3.889
Total ao valor justo	-	219.600	-	9.365	-	-	228.965
Total	1.323.229	513.464	(1.343.005)	166.606	(157.397)	949.170	1.452.065
Circulante	12.125						51.148
Não Circulante	1.311.104						1.400.917

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

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

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2019	31/12/2018	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	De 107% a 114,50% do CDI	(a)	998.542	1.091.040	2021 a 2022	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + 5,3473%	(b)	145.901	140.518	2023 a 2024	Fiança da CPFL Energia
Total mensuradas ao custo			1.144.443	1.231.558		
Gastos com captação (*)			(7.066)	(8.458)		
Mensuradas ao valor justo						
Pós fixado						
IPCA	IPCA + 5,80% (1)	(b)	234.538	225.076	2024 a 2025	Fiança da CPFL Energia
Marcação a mercado			24.873	3.889		
Total mensuradas ao valor justo			259.411	228.965		
Total			1.396.788	1.452.065		

(1) Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 31.

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

Taxa efetiva a. a.:

(a) De 107,84% a 109,75% do CDI | CDI + 0,88%

(b) IPCA de + 5,49% a 6,31%

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

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

As mudanças dos valores justos destas debêntures são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia, exceto pelo componente de cálculo de risco de crédito que é registrado em outros resultados abrangentes. Em 31 de dezembro de 2019 as perdas acumuladas obtidas na marcação a mercado das referidas debentures foram de R\$ 24.873 (perdas R\$ 3.889 em 31 de dezembro de 2018), que foram absorvidas pelos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 37.171 (ganhos R\$ 11.076 em 31 de dezembro de 2018), contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 31), geraram um ganho total líquido de R\$ 12.298 (ganho total líquido de R\$ 7.187 em 31 de dezembro de 2018).

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2021	123.398
2022	123.398
2023	440.287
2024	555.139
2025	113.300
Subtotal	1.355.522
Marcação a mercado	24.873
Total	1.380.395

Adições no exercício:

Modalidade	Emissão	Quantidade emitida	Montantes liberados		Pagamento de juros	Amortização principal	Encargo financeiro anual	Taxa efetiva anual	Destinação do recurso
			Liberado em 2019	Liberado líquido dos gastos de emissão					
Moeda nacional - CDI									
Debêntures	10ª emissão	740.000	740.000	739.206	Semestral	2 Parcelas anuais a partir de Mai/2023	107% do CDI	107,84% do CDI	(a)

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

Pré-pagamento

Em 2019 foram liquidados antecipadamente R\$ 796.330 de debêntures cujos vencimentos originais eram de dezembro de 2020 a fevereiro de 2021.

Condições restritivas

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

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2019.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2019.

(17) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação Família Previdência de Previdência Privada, que são distintos entre os colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A.), sendo conforme abaixo:

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

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

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

Ao final do exercício de 2019 a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial dos planos adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

17.1 - Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2019		31/12/2018	
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	464.335	681.363	382.993	553.493
Valor justo dos ativos do plano	(466.390)	(503.857)	(413.043)	(463.571)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(2.055)	177.506	(30.050)	89.922
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (asset ceiling)	2.055	-	30.050	-
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	-	177.506	-	89.922

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

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2017	-	524.293
Efeito de agrupamento	381.242	-
Custo do serviço corrente bruto	29	2.790
Juros sobre obrigação atuarial	5.592	48.218
Contribuições de participantes vertidas no exercício	249	842
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	345
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	-	12.774
Benefícios pagos no exercício	(4.119)	(35.769)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2018	382.993	553.493
Custo do serviço corrente bruto	185	2.352
Juros sobre obrigação atuarial	34.342	48.796
Contribuições de participantes vertidas no exercício	620	1.136
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	73.759	113.836
Benefícios pagos no exercício	(27.564)	(38.250)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2019	464.335	681.363

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2017	-	(446.670)
Efeito do agrupamento	(409.240)	-
Rendimento esperado no exercício	(5.992)	(41.166)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(249)	(842)
Contribuições de patrocinadoras	(1.682)	(6.712)
Perda (ganho) atuarial	-	(3.950)
Benefícios pagos no exercício	4.119	35.769
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2018	(413.044)	(463.571)
Rendimento esperado no exercício	(37.500)	(40.947)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(620)	(1.136)
Contribuições de patrocinadoras	(7.748)	(6.949)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(35.042)	(29.504)
Benefícios pagos no exercício	27.564	38.250
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2019	(466.390)	(503.857)

17.2 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2019		31/12/2018	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Passivo atuarial no início do exercício	-	89.922	-	77.589
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(178)	10.201	(31)	9.842
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(7.748)	(6.949)	(1.682)	(6.678)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	-	-	345
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	73.759	113.836	-	12.774
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(35.042)	(29.504)	-	(3.950)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(30.791)	-	1.713	-
Passivo atuarial no fim do exercício	-	177.506	-	89.922
Outras contribuições	-	42	-	-
Total passivo	-	177.548	-	89.922
Circulante	-	42	-	-
Não circulante	-	177.506	-	89.922

17.3- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2020 estão apresentadas no montante de R\$ 7.393 (plano 1) e R\$ 6.102 (plano 2).

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

Ano de pagamento	Plano 1	Plano 2
2020	28.695	38.642
2021	29.642	40.078
2022	30.980	41.785
2023	32.025	43.447
2024 a 2028	213.150	293.489
Total	334.492	457.441

Em 31 de dezembro de 2019, a duração média da obrigação do benefício definido foi 11,3 anos (Plano 1) e 12,5 anos (Plano 2).

17.4- Reconhecimento das despesas e receitas com entidade de previdência privada

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

	2020 estimadas		2019 realizadas		2018 realizada
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	Plano 2
Custo do serviço	(308)	2.244	185	2.352	2.790
Juros sobre obrigações atuariais	33.434	49.190	34.342	48.796	48.218
Rendimento esperado dos ativos do plano	(33.885)	(36.272)	(37.500)	(40.947)	(41.166)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	153	-	2.795	-	-
Total da despesa (receita)	(606)	15.162	(178)	10.201	9.842

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

	Plano 1		Plano 2	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	7,43% a.a.	9,30% a.a.	7,43% a.a.	9,10% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	7,43% a.a.	9,30% a.a.	7,43% a.a.	9,10% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,97% a.a.	6,13% a.a.	5,97% a.a.	5,97% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para taxas nominais acima):	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light média	Light média	Light média	Light média
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

17.5 - Ativos do plano

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

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2019	2018	2019	2018
Renda fixa	76%	78%	74%	77%
Títulos públicos federais	66%	68%	64%	67%
Títulos privados (instituições financeiras)	5%	5%	5%	5%
Títulos privados (instituições não financeiras)	2%	3%	3%	3%
Fundos de investimento multimercado	2%	2%	2%	2%
Renda variável	21%	18%	21%	18%
Fundos de investimento em ações	21%	18%	21%	18%
Investimentos estruturados	0%	1%	1%	1%
Fundos imobiliários	0%	1%	1%	1%
Cotados em mercado ativo	96%	96%	96%	96%
Imóveis	2%	2%	2%	2%
Operações com participantes	1%	2%	2%	2%
Não cotados em mercado ativo	4%	4%	4%	4%

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

**Meta 2020 - Fundação Família
Previdência**

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

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

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

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

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

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

17.6 - Análise de sensibilidade

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

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

- Se a taxa de desconto nominal (*) fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 13.297 no plano 1 e R\$ 21.548 no plano 2 (redução de R\$ 12.683 no plano 1 e R\$ 20.456 no plano 2).
- Se a tábua biométrica de mortalidade (**) fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 11.057 no plano 1 e R\$ 15.957 no plano 2 (aumento de R\$ 10.917 no plano 1 e R\$ 15.743 no plano 2).

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

A premissa utilizada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi BREMS sb v.2015. As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

17.7 - Risco de investimento:

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

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

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

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

(18) TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2019	31/12/2018
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	751	751
Bandeiras tarifárias e outros	58.336	36.807
Total	59.087	37.558

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”).

(19) OUTROS IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<u>Circulante</u>		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	18.416	-
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	9.036	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	27.452	-
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	80.498	70.213
Programa de integração social - PIS	9.715	9.295
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	44.929	42.993
PIS/COFINS parcelamento	9.323	10.872
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	-	7.909
Outros	12.539	6.732
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	157.004	148.014
Total Circulante	184.456	148.014
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS parcelamento	-	8.919
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	-	8.919
Total Não circulante	-	8.919

A Companhia possui alguns tratamentos incertos de tributos sobre o lucro para os quais a Administração concluiu que é mais provável que sejam aceitos pela autoridade fiscal do que não, cujo efeito de potenciais contingências estão divulgados na nota 20 - Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais.

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

	31/12/2019		31/12/2018	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	84.546	50.645	89.351	56.275
Cíveis	80.726	28.926	88.103	28.426
Fiscais	25.747	37.924	19.898	37.439
Regulatórios	12.656	-	33.571	-
Outros	369	-	368	-
Total	204.044	117.494	231.292	122.139

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

	Saldo em 31/12/2018	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2019
Trabalhistas	89.351	38.052	(10.941)	(40.838)	8.922	84.546
Cíveis	88.103	46.185	(18.297)	(45.788)	10.523	80.726
Fiscais	19.898	7.090	(1.436)	(636)	832	25.747
Regulatórios	33.571	4.936	(15.134)	(12.980)	2.262	12.656
Outros	368	-	-	-	1	369
Total	231.292	96.264	(45.806)	(100.244)	22.538	204.044

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

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

a) Trabalhistas - Os processos trabalhistas movidos por ex-funcionários e terceirizados da Companhia requerem, em geral, o pagamento de horas extras, adicional de periculosidade, insalubridade e equiparação salarial. Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a Companhia registrou provisão nas categorias de sub-rogados da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, empregados próprios, terceirizados e ações de indenização;

b) Cíveis - As causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, entre outros;

c) Fiscais – Os processos fiscais são relativos a Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Imposto sobre Serviços de qualquer Natureza – ISSQN, SAT e ICMS, cujas discussões são mantidas na esfera administrativa e judicial;

d) Regulatórios - Os processos regulatórios estão relacionados há não conformidades na apuração de indicadores de continuidade individuais e coletivos dos anos de 2011 e 2015 e fiscalização técnica comercial periódica ocorrida em outubro de 2015; e

e) Outros - Referem-se a Autos de Infração da AGERGS - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS.

Perdas possíveis:

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

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

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>Principais causas</u>
Trabalhistas	250.205	421.899	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	776.381	683.201	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	963.411	992.491	Imposto de Renda e Contribuição Social (nota 19)
Fiscais - Outros	648.043	563.390	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatório	49.522	58.612	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	<u>2.687.561</u>	<u>2.719.592</u>	

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

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

(21) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Consumidores e concessionárias	35.050	33.076	51.332	47.831
Programa de eficiência energética - PEE	74.630	82.035	42.683	28.585
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	34.856	37.489	35.016	25.033
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	15.905	12.259	-	-
Adiantamentos	945	435	210	378
Descontos tarifários - CDE	62.943	81.487	-	-
Folha de pagamento	2.626	1.658	-	-
Participação nos lucros	15.443	14.191	1.647	1.286
Convênios de arrecadação	29.605	27.026	-	-
Outros	6.214	14.787	35.584	31.350
Total	278.217	304.444	166.471	134.463

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

Consumidores e concessionárias: As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização. O saldo no passivo não circulante de R\$ 51.332 (R\$ 47.831 em 31 de dezembro de 2018), refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 34).

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.

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

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

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

(22) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

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

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

22.1 - Gestão do Capital

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

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

Ao longo de 2019, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,63 vezes o EBITDA ao final de 2019, no critério de medição dos *covenants* financeiros da Companhia, menor do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 3,5, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

22.2 - Capital Social

Através da AGE de 29 de abril de 2019, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 21.714, referente capitalização do benefício fiscal do ágio apurado nos exercícios de 2017 e 2018 sem emissão de novas ações.

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

Na AGO de 29 de abril de 2019 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2018, através de (i) declaração juros sobre o capital próprio imputado como dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 110.956 (R\$ 94.313 líquido do IRRF), correspondente a R\$ 98,589786348 (R\$ 83,801318396 líquido dos efeitos tributários); e (ii) dividendo adicional proposto no montante de R\$ 155.688, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 138,336590149.

Na AGE de 09 de agosto de 2019 foi aprovada a declaração de R\$ 168.500 como dividendos intercalares, os quais deverão ser imputados ao dividendo mínimo obrigatório do exercício de 2019.

No exercício de 2019, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 445.295 sendo R\$ 94.312 referente a juros sobre o capital próprio e R\$ 350.983 de dividendos.

22.4 Reserva de capital

Refere-se benefício fiscal do Intangível Incorporado, oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna e da Rio Grande Energia de R\$ 195.676.

22.5 Reserva de lucros

É composto por:

- Reserva legal de R\$ 151.569;
- Reserva de retenção de lucros para investimento de R\$ 46.890;
- Reserva de reforço de capital de giro de R\$ 450.356;
- Reserva obrigatória do dividendo não distribuído no montante de R\$ 11.479, referente à parcela de dividendos devido ao sócio controlador originada pelo ágio auferido na incorporação reversa da controladora AES Guaíba I em abril de 1998, retida à época por deliberação do sócio controlador, líquida da absorção de prejuízos dos exercícios de 2016 e 2017.

22.6 Resultado abrangente acumulado

É composto por:

- entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 160.195 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 33 (R2);
- efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros com saldo credor de R\$ 20.729 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 48;

22.7 - Destinação do lucro líquido do exercício

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

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

	<u>2019</u>
Lucro líquido do exercício	623.996
Reserva legal	(31.200)
Dividendo intermediário	(168.500)
Dividendo adicional proposto	(424.296)

(23) 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 número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os exercícios apresentados:

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Numerador		
Lucro líquido do período atribuído aos acionistas controladores	623.996	300.379
Denominador		
Ações em poder dos acionistas - ações ordinárias (mil)	1.125.427	1.125.427
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	554,45	365,54

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

(24) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	2.447.937	2.397.506	5.605	3.191	4.824.356	2.618.847
Industrial	20.028	20.132	1.844	1.034	1.237.551	692.478
Comercial	178.340	180.373	2.227	1.298	1.889.794	1.054.003
Rural	249.778	248.448	1.548	1.255	730.256	459.116
Poderes públicos	21.252	20.766	370	239	303.228	188.338
Iluminação pública	450	441	578	292	246.076	121.041
Serviço público	3.532	3.443	472	262	323.632	170.207
Fornecimento faturado	2.921.317	2.871.109	12.644	7.570	9.554.893	5.304.031
Consumo próprio	227	242	7	3	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	9.832	14.714
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(4.499.988)	(2.795.815)
Fornecimento de energia elétrica	2.921.544	2.871.351	12.651	7.573	5.064.737	2.522.930
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			1.922	607	561.809	142.226
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(99.292)	(30.564)
Energia elétrica de curto prazo			950	374	212.852	142.450
Suprimento de energia elétrica			2.872	981	675.369	254.112
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					4.599.280	2.826.379
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					917.954	389.122
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD concessionária					-	-
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(54.234)	(25.560)
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos					-	-
Receita de construção da infraestrutura de concessão					873.042	456.023
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					(98.774)	27.531
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)					102.529	66.749
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					755.858	407.841
Outras receitas e rendas					118.917	81.065
Outras receitas operacionais					7.214.572	4.229.150
Total da receita operacional bruta					12.954.679	7.006.191
Deduções da receita operacional						
ICMS					(2.707.461)	(1.435.196)
PIS					(198.017)	(109.330)
COFINS					(912.076)	(503.580)
ISS					(336)	(158)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(1.014.486)	(679.059)
Programa de P & D e eficiência energética					(70.964)	(36.729)
PROINFA					(40.020)	(20.562)
Bandeiras tarifárias e outros					(21.564)	(18.547)
Outros					(9.614)	(4.681)
					(4.974.537)	(2.807.841)
Receita operacional líquida					7.980.142	4.198.349

24.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

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

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

setoriais e (ii) obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas e apresentadas líquido no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

24.2 - Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)

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

Em 17 de abril de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.385, relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2018, em 18,45%, sendo 11,57% referentes ao reajuste tarifário econômico e 6,88% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 22,47%.

Por conta do agrupamento da concessão descrito na nota 1, em 2018 está sendo considerada também os efeitos da Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) de 2018 da incorporada autorizada pela ANEEL em 12 de junho de 2018 por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.401, onde suas tarifas foram em média, reajustadas em 21,27%, sendo 15,56% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e 5,71% relativos aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2017). O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 20,58% (conforme divulgado na Resolução Homologatória), quando comparado à Revisão Tarifária Anual (“RTA”) ocorrida em 13 de junho de 2017. As novas tarifas estão em vigor para o período de 19 de junho de 2018 a 18 de junho de 2019.

24.3 – 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\$ 755.858 (R\$ 407.841 em 2018), sendo (i) R\$ 29.063 (R\$ 19.127 em 2018) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 592.371 (R\$ 374.805 em 2018) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 259 (R\$ 901 em 2018) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 134.165 (R\$ 13.008 em 2018) de subvenção CCRBT.

24.4 – 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.

(25) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2019	2018	2019	2018
<u>Energia comprada para revenda</u>				
Energia de Itaipu Binacional	3.442	2.179	872.786	526.930
PROINFA	355	200	115.129	53.550
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	14.402	7.616	3.416.977	1.844.181
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(378.908)	(213.326)
Subtotal	18.199	9.995	4.025.984	2.211.335
<u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u>				
Encargos da rede básica			605.047	368.445
Encargos de transporte de itaipu			87.805	52.241
Encargos de conexão			105.232	56.472
Encargos de uso do sistema de distribuição			1.470	5.344
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			(824)	(2.216)
Encargos de energia de reserva - EER			39.407	20.289
Crédito de PIS e COFINS			(77.528)	(47.436)
Subtotal			760.610	453.140
Total			4.786.593	2.664.475

(*) Conta de energia de reserva

(26) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Vendas		Despesas Operacionais				Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	Gerais e administrativas		Outros		2019	2018
							2019	2018	2019	2018		
Pessoal	185.695	113.569	-	-	79.248	43.670	61.862	33.532	-	-	326.805	190.771
Entidade de previdência privada	10.023	9.811	-	-	-	-	-	-	-	-	10.023	9.811
Material	53.800	25.263	178	29	11.230	3.710	1.919	2.428	-	-	67.127	31.430
Serviços de terceiros	116.044	42.933	333	51	39.896	24.943	111.833	78.700	-	-	268.106	146.627
Custos com construção da infraestrutura	-	-	873.042	456.023	-	-	-	-	-	-	873.042	456.023
Outros	11.928	10.190	(1)	-	31.537	15.910	85.652	52.711	86.358	52.631	215.474	131.441
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	30.798	15.607	-	-	-	-	30.798	15.607
Arrendamentos e aluguéis	11.931	11.136	-	-	-	-	9.334	4.005	-	-	21.265	15.141
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	4.792	2.263	-	-	4.792	2.263
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	66.962	41.768	-	-	66.962	41.768
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	867	926	-	-	867	926
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	84.546	52.640	84.546	52.640
Outros	(3)	(946)	(1)	-	739	303	3.697	3.748	1.812	(9)	6.244	3.096
Total	377.490	201.768	873.553	456.102	161.912	88.233	261.267	167.370	86.359	52.631	1.760.580	966.104

(27) RESULTADO FINANCEIRO

	2019	2018
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	19.006	15.229
Acréscimos e multas moratórias	94.539	56.563
Atualização de créditos fiscais	3.324	3.122
Atualização de depósitos judiciais	4.298	2.839
Atualizações monetárias e cambiais	22.212	8.168
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	1.830	564
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	30.743	9.264
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(10.797)	(6.522)
Outros	15.064	10.479
Total	180.219	99.706
Despesas		
Encargos de dívidas	(180.609)	(130.291)
Atualizações monetárias e cambiais	(81.870)	(60.118)
(-) Juros capitalizados	11.495	3.867
Outros	(38.099)	(26.300)
Total	(289.082)	(212.842)
Resultado financeiro	(108.863)	(113.136)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2019 (Em 2018 foram capitalizados a uma taxa média de 8,23% a.a. até abril e 8,09% a.a. a partir de maio) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais da despesa contempla os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 81.852 no exercício de 2019 (ganhos de R\$ 53.968 em 2018) (nota 31).

(28) 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:

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

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

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto às Fundação Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, vide nota 17 Entidade de Previdência Privada.

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

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

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2019, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 6.310 (R\$ 4.397 em 2018). Este valor é composto por R\$ 5.149 (R\$ 3.494 em 2018) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 185 (R\$ 97 em 2018) de benefícios pós-emprego e R\$ 976 (R\$ 806 em 2018) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

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

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia são como seguem:

Empresas	Passivo		Despesa/custo	
	31/12/2019	31/12/2018	2019	2018
Encargos - Rede básica				
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	1.060	-	59.385	21.629

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
Alocação de despesas entre empresas								
Companhia Paulista de Força e Luz	267	621	1.698	3.697	-	-	17.786	9.761
Companhia Piratininga de Força e Luz	135	271	1.406	2.776	-	-	15.815	9.106
Companhia Jaguari de Energia	42	157	59	226	-	-	290	56
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	13	-	-	-	-
CPFL Energia S.A.	12	38	-	-	-	-	(152)	(156)
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	46	20	-	-	26	4	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	30	-	-	102	32
Contrato de Mútuo								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	72.304	-	-	19	19
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	121.107	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviço								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	17	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (*)	104	3.184	2.497	242	-	2.267	1.391	102
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	1.598	1.178	-	-	20.063	11.594
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	890	1.220	-	-	19.410	13.188
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	394	-	-	-	2.093	116
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	588	1.481	-	-	9.993	10.190
Nect Ser Adm Rec Hum Ltda	-	-	494	-	-	-	1.467	-
Nect Ser Adm Financ Ltda	-	-	342	-	-	-	1.057	-
Nect Ser Adm Sup Log Ltda	-	-	435	-	-	-	1.330	-
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	19	40	-	-	472	32
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	8	8	-	-	88	85
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	102	580	-	-	3.687	3.386
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	101	80	-	-	905	630
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	276	216	-	-	2.433	1.669
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	2.479	3.750	-	-	19.051	14.647
CPFL Renováveis - Consolidado	-	8	152	(75)	95	21	2.904	146
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	59	38
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	58	31
Outras operações financeiras								
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	7	-	-	-
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	6	-	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	1.273	565

(*) 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 R\$ 26.526 no exercício de 2019 (R\$ 1.959 em 2018), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(29) 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	311.097
Responsabilidade civil	Geral e riscos ambientais	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	258.080
Garantia	Seguro Garantia	1.081.904
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	203.000
Total		1.981.081

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.

(30) 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 31. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade 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 31.

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

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

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

Em 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.

(31) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

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

	Nota Explicativa	Categoria Mensuração	Nível(*)	31/12/2019	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	74.323	74.323
Derivativos	31	(a)	Nível 2	197.610	197.610
Ativo financeiro da concessão	10	(a)	Nível 3	3.801.382	3.801.382
Total				4.073.315	4.073.315
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	15	(b)	Nível 2 (***)	824.470	824.286
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	15	(a)	Nível 2	1.620.532	1.620.532
Debêntures - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (***)	1.137.377	1.133.275
Debêntures - principal e encargos (**)	16	(a)	Nível 2	259.411	259.411
Derivativos	31	(a)	Nível 2	120	120
Total				3.841.910	3.837.624

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um efeito no resultado e resultado abrangente de perda de R\$ 50.142 em 2019 (um ganho de R\$ 16.557 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) cauções, fundos e depósitos vinculados, (iv) serviços prestados a terceiros, (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias a pagar, (iv) FNDCT/EPE/PROCEL, (v) convênios de arrecadação, (vi) descontos tarifários – CDE; 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 (perdas) no resultado do exercício de 2019 foi ganho de R\$ 109.550 (ganho de R\$ 72.827 em 2018), assim como as principais premissas utilizadas está divulgada 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 (notas 15 e 16). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)		Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo							
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	142.004	-	142.004	126.969	15.036	US\$ + (Libor 3 meses + 0,95%) de (3,29% a 3,65%)	99,80% a 116% do CDI	out/18 a mar/22	1.029.999
Empréstimos bancários - Lei 4.131	8.164	(120)	8.044	9.396	(1.352)	Euro + 0,79 a 0,80%	103,5% a 105,8% do CDI	jun/21 a fev/22	444.130
	150.168	(120)	150.048	136.364	13.684				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	47.442	-	47.442	10.272	37.171	IPCA + 5,80%	104,3% do CDI	ago/25	219.600
Total	197.611	(120)	197.490	146.636	50.854				
Circulante	14.166	-							
Não circulante	183.444	(120)							

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

⁽¹⁾ Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocional refere-se ao saldo principal da dívida e é reduzido de acordo com a respectiva amortização.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2017	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Agrupamento Incorporação do acervo (nota 1)	Saldo em 31/12/2018
Derivativos					
Para dívidas designadas a valor justo	-	234.360	(148.431)	7.843	93.772
Para dívidas não designadas a valor justo	-	(2.669)	5.460	(2.791)	-
Marcação a mercado (*)	-	(12.166)	-	10.179	(1.986)
Total	-	219.525	(142.971)	15.231	91.785

(*) Os efeitos no resultado de 2018 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) perda de R\$ 12.802 para as dívidas designadas a valor justo e (ii) ganho de R\$ 636 para as dívidas não designadas a valor justo.

	Saldo em 31/12/2018	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2019
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	93.772	30.318	22.546	146.636
Para dívidas não designadas a valor justo	-	(1.439)	1.439	-
Marcação a mercado (*)	(1.986)	52.840	-	50.854
Total	91.785	81.719	23.985	197.490

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

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida e debêntures para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (notas 15 e 16).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2019 e 2018 os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais e no resultado abrangente na rubrica risco de crédito na marcação a mercado, este último relativo às dívidas marcadas a valores justos:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente	
	2019	2018	2019	2018
Varição de taxas de juros	7.742	(2.210)	-	(300)
Marcação a mercado	24.672	-	1.422	-
Varição cambial	22.577	68.767	-	-
Marcação a mercado	26.861	(12.589)	(116)	44
Total	81.852	53.968	1.307	(256)

c) Ativos financeiros da concessão

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

d) Risco de mercado

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

Análise de sensibilidade

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

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um 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)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(1.170.869)		(24.546)	274.308	573.161
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.185.672		24.857	(277.776)	(580.408)
	14.803	baixa dolar	311	(3.468)	(7.247)
Instrumentos financeiros passivos	(449.662)		(18.669)	98.413	215.496
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	455.325		18.904	(99.653)	(218.210)
	5.663	baixa euro	235	(1.240)	(2.714)
Total	20.466		546	(4.708)	(9.961)
Efeitos no resultado abrangente acumulado			465	(3.812)	(8.090)
Efeitos no resultado do exercício			81	(896)	(1.871)

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

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de cambio considerada de R\$ 4,12 e R\$ 4,72 e a depreciação cambial de 2,10% e 4,15%, do dólar e do euro respectivamente em 31.12.2019.

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

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

d.2) Variação das taxas de juros

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

Instrumentos	Exposição	Risco	taxa no exercício	taxa Cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	1.718				78	97	117
Instrumentos financeiros passivos	(1.000.563)				(45.426)	(56.782)	(68.138)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(1.715.938)				(77.904)	(97.379)	(116.855)
	(2.714.783)	alta CDI	5,97%	4,54%	(123.252)	(154.064)	(184.876)
Instrumentos financeiros passivos	(38.075)				(1.938)	(2.423)	(2.907)
	(38.075)	alta TJLP	6,30%	5,09%	(1.938)	(2.423)	(2.907)
Instrumentos financeiros passivos	(1.106.613)				(50.572)	(37.929)	(25.286)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	272.431				12.450	9.338	6.225
Ativo financeiro da concessão	3.801.382				173.723	130.292	86.862
	2.967.200	baixa IPCA	4,20%	4,57%	135.601	101.701	67.801
Ativos e passivos financeiros setoriais	340.782				15.540	11.655	7.770
Instrumentos financeiros passivos	(34.696)				(1.582)	(1.187)	(791)
	306.086	baixa SELIC	5,97%	4,56%	13.958	10.468	6.979
Total	520.428				24.369	(44.318)	(113.003)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					674	545	417
Efeitos no resultado do exercício					23.695	(44.863)	(113.420)

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

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

Adicionalmente, as dívidas com exposição a indexadores pré-fixados gerariam uma despesa de R\$ 21.575.

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:

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

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

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

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

Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pela Companhia para avaliar quais as variáveis que apresentam o índice de correlação com o montante real de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, não foram identificados índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuísem correlação direta ao nível de inadimplência, visto às características do setor elétrico, que possui ferramentas que mitigam o risco de perdas, por exemplo, a suspensão do fornecimento de energia para o consumidor em *default*.

Caixa 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.

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	783.901	-	-	-	-	148.247	932.148
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	15	13.066	54.182	358.694	1.917.706	235.125	265.768	2.844.541
Derivativos	31	-	-	-	120	-	-	120
Debêntures - principal e encargos	16	-	19.463	51.385	406.258	1.112.304	150.812	1.740.222
Taxas regulamentares	18	59.087	-	-	-	-	-	59.087
Outros	21	8.730	57.586	14.244	-	-	51.332	131.892
Consumidores e concessionárias		8.730	26.320	-	-	-	51.332	86.382
EPE / FNDCT / PROCEL		-	1.661	14.244	-	-	-	15.905
Convênio de arrecadação		-	29.605	-	-	-	-	29.605
Total		864.784	131.231	424.323	2.324.084	1.347.429	616.159	5.708.010

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 31). 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.

(32) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2019 um valor de R\$ 11.495 (R\$ 3.867 em 2018) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 27).

(33) COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2019	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Arrendamentos e aluguéis	até 8 anos	25.635	47.681	47.173	23.298	143.787
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 8 anos	2.577.342	5.090.565	5.934.338	8.357.003	21.959.248
Compra de energia de Itaipu	até 8 anos	918.311	1.816.505	1.972.389	3.254.533	7.961.738
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 20 anos	831.521	2.143.782	2.705.279	3.878.909	9.559.491
Projetos de construção de usina	até 2 anos	43.791	7.310	-	-	51.101
Total		4.396.600	9.105.843	10.659.179	15.513.743	39.675.365

(34) EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

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

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

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

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

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

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

(35) EVENTO SUBSEQUENTE

Empréstimos e Financiamentos

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

Modalidade Empresa	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 - Lei 4131								
Dólar								
Lei 4131	100.000	Semestral	Parcela única em janeiro de 2025	Capital de Giro	USD + 2,64%	USD + 2,64%	CDI + 0,90%	(*)
Lei 4131	418.280	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 na controladora CPFL Energia. Dívida líquida dividida pelo EBITDA menor ou igual a 3,75 e EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

YUEHUI PAN
Vice Presidente

MARIO ANTONIO COSTA CALDAS
Conselheiro

DIRETORIA

MARCO ANTONIO VILLELA DE ABREU
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

RAFAEL LAZZARETTI
Diretor Comercial

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor de Operações

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Diretor de Operações

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

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



KPMG Auditores Independentes

Av. Coronel Silva Teles, 977, 10º andar, Conjuntos 111 e 112 - Cambuí

Edifício Dahruj Tower

13024-001 - Campinas/SP - Brasil

Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil

Telefone +55 (19) 3198-6000

kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

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

Opinião

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

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras".

Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo

Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

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

Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

Veja as notas explicativas 3.9 e 24 às demonstrações financeiras

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

Outros assuntos – Demonstração do valor adicionado

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

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

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

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

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

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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

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

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

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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

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

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

Campinas, 05 de março de 2020

KPMG Auditores Independentes CRC

2SP027612/O-4



Marcio José dos Santos

Contador CRC 1SP252906/O-0

Demonstrações Contábeis Regulatórias

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

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

	Notas	31/12/2019	31/12/2018
Ativo			
Ativo Circulante		2.511.862	2.941.751
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	74.323	245.073
Consumidores	6	1.309.115	1.201.024
Concessionárias e Permissionárias	6	30.661	53.957
Serviços em Curso		51.981	53.801
Tributos Compensáveis	7	76.226	99.234
Almoxarifado Operacional		24.628	21.084
Investimentos Temporários		866	797
Ativos Financeiros Setoriais	8	839.989	1.086.856
Despesas Pagas Antecipadamente		14.988	71.250
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	14.166	9.811
Outros Ativos Circulantes	10	74.919	98.863
Ativo Não Circulante		9.034.649	8.665.707
Consumidores	6	127.151	145.776
Tributos Compensáveis	7	91.257	82.452
Depósitos Judiciais e Cauções	17	117.494	122.139
Investimentos Temporários		461	9.444
Tributos Diferidos	9	319.508	320.331
Ativos Financeiros Setoriais	8	303.727	406.838
Despesas Pagas Antecipadamente		212	157
Bens e Direitos para Uso Futuro		378	378
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	183.444	90.369
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		427.681	479.783
Imobilizado	11	7.237.601	6.768.539
Intangível	11	225.736	239.499
Total do Ativo		11.546.511	11.607.457

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

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

	Notas	31/12/2019	31/12/2018
Passivo			
Passivo Circulante			
Fornecedores	12	783.901	583.565
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	259.247	331.931
Obrigações Sociais e Trabalhistas		50.275	41.514
Benefício Pós-Emprego	14	42	-
Tributos	16	184.456	148.014
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio		-	121.107
Encargos Setoriais	15	184.477	169.713
Passivos Financeiros Setoriais	8	498.088	771.765
Outros Passivos Circulantes	18	134.758	156.811
		5.311.375	5.234.937
Passivo Não Circulante			
Fornecedores		148.247	138.138
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	3.582.543	3.593.478
Benefício Pós-Emprego	14	177.506	89.922
Tributos	16	-	8.919
Provisão para Litígios	17	204.044	231.292
Encargos Setoriais	15	77.698	53.617
Passivos Financeiros Setoriais	8	304.846	313.117
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	120	8.395
Outros Passivos Não Circulantes	18	88.773	80.845
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	19	727.599	717.214
		7.406.618	7.559.358
Total do Passivo			
Patrimônio Líquido			
Capital Social		2.809.820	2.788.106
Reservas de Capital		195.676	217.390
Outros Resultados Abrangentes		451.794	598.355
Reservas de Lucros		340.247	309.048
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		424.296	155.688
Lucros ou prejuízos Acumulados		(81.942)	(20.488)
Total do Patrimônio Líquido	20	4.139.892	4.048.099
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido			
		11.546.511	11.607.457

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

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

	Notas	2019	2018
Receita	21	11.929.290	6.439.436
Fornecimento de Energia Elétrica		5.064.738	3.030.211
Suprimento de Energia Elétrica		462.518	111.662
Energia Elétrica de Curto Prazo		212.852	142.450
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		5.517.234	2.708.219
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		(98.774)	27.531
Serviços Cobráveis		14.865	11.522
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		755.858	407.842
Tributos		(3.817.890)	(2.048.264)
ICMS		(2.707.461)	(1.435.196)
PIS-PASEP		(198.017)	(109.330)
COFINS		(912.076)	(503.581)
ISS		(336)	(157)
Encargos - Parcela "A"		(1.156.276)	(759.830)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(35.296)	(18.491)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(35.296)	(18.491)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(1.014.486)	(679.059)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(9.614)	(4.681)
Outros Encargos		(61.584)	(39.109)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		6.955.125	3.631.342
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	22	(4.782.980)	(2.652.466)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(4.022.370)	(2.199.326)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(760.610)	(453.139)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		2.172.145	978.876
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(1.377.323)	(757.039)
Pessoal e Administradores	23	(336.829)	(200.582)
Material		(67.127)	(31.431)
Serviços de Terceiros		(268.105)	(146.626)
Arrendamento e Aluguéis		(20.247)	(14.510)
Seguros		(1.125)	(910)
Doações, Contribuições e Subvenções		(867)	(927)
Provisões		(58.180)	(36.006)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(76.097)	(26.025)
(-) Recuperação de Despesas		7.600	3.417
Tributos		(2.741)	(1.516)
Depreciação e Amortização		(439.160)	(238.927)
Depreciação		(349.042)	(196.419)
Amortização		(90.118)	(42.508)
Gastos Diversos		(121.666)	(58.223)
Outras Receitas Operacionais		113.073	74.660
Outras Despesas Operacionais		(105.850)	(79.432)
Resultado da Atividade		794.822	221.837
Resultado Financeiro	24	(113.317)	(105.554)
Receitas Financeiras		258.753	210.468
Despesas Financeiras		(372.070)	(316.023)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		681.506	116.283
Despesa com Impostos sobre o Lucro	9	(189.607)	107.952
Resultado Líquido do Exercício		491.899	224.236
Atribuível aos Acionistas Controladores		491.899	224.236

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

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

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Resultado Líquido do Exercício	491.899	224.236
Outros Resultados Abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	(75.911)	(10.944)
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(75.911)	(10.944)
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>415.988</u>	<u>213.292</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	415.988	213.292

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

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

	Outros Resultados Abrangentes			Reserva de lucros			Dividendo Adicional Proposto	Ações em tesouraria	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
	Capital Social	Reservas de Capital	Reserva de Reavaliação	Outros	Reserva legal	Dividendo obrigatório não obrigatório				
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	1.495.084	103.545	19.557	(55.871)	59.302	11.479	-	(8.056)	(67.299)	1.557.741
Resultado abrangente total										
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	224.236	224.236
Outros resultados abrangentes: Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	-	-	-	(10.944)	-	-	-	-	-	(10.944)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	663.083	-	-	-	-	-	-	663.083
Adoção de nova metodologia para o cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.306)	(9.306)
Mutações internas do patrimônio líquido										
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	15.019	-	-	-	(15.019)	-
Resgate de ações em tesouraria	-	(8.056)	-	-	-	-	-	8.056	-	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	119.409	-	-	(119.409)	-
Transações de capital com os acionistas										
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	155.688	-	(155.688)	-
Incorporação acervo líquido - AGE de 31/12/2018 - (nota 1)	1.293.022	121.901	-	(17.470)	46.049	-	-	-	121.996	1.623.288
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	2.788.106	217.390	682.640	(84.285)	120.370	11.479	155.688	-	(20.488)	4.048.099
Resultado abrangente total										
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	491.899	491.899
Outros resultados abrangentes: Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	-	-	-	(75.911)	-	-	-	-	-	(75.911)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(107.037)	-	-	-	-	-	107.037	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	36.392	-	-	-	-	-	(36.392)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(7)	-	-	-	-	-	-	(7)
Mutações internas do patrimônio líquido										
Aumento de capital	21.714	(21.714)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	31.200	-	-	-	(31.200)	-
Transações de capital com os acionistas										
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	-	(168.500)	(168.500)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	424.296	-	(424.296)	-
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(155.688)	-	-	(155.688)
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	2.809.820	195.676	611.989	(160.195)	151.569	11.479	424.296	-	(81.942)	4.139.892

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

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

	2019	2018
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	491.899	224.236
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	90.118	42.508
Depreciação	349.042	196.419
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	108.525	77.846
Imposto de renda e Contribuição social	189.607	(107.828)
Juros e variações monetárias	191.980	158.721
Obrigações pós-emprego	10.023	9.811
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	76.097	26.026
Provisões para litígios	56.038	19.181
	1.563.329	646.920
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(142.254)	(105.871)
Depósitos vinculados a litígios	8.943	9.731
Tributos compensáveis	14.204	(8.712)
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	26.418	10.332
Ativos financeiros setoriais	429.889	1.441
Outros ativos operacionais	13.797	(125.347)
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	21.529	(85.054)
Fornecedores	210.444	(222.006)
Passivos financeiros setoriais	(330.744)	(18.818)
Obrigações pós-emprego	(14.655)	(8.990)
Salários e encargos sociais	7.509	-
Tributos e contribuição social	3.770	(21.354)
Provisões para litígios pagos	(100.245)	(72.763)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(18.544)	48.906
Outros passivos operacionais	23.138	49.821
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.716.528	98.236
Encargos de dívidas pagos	(170.615)	(118.690)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(144.359)	(54.374)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.401.554	(74.828)
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(931.425)	(473.101)
Participação financeira do consumidor	47.117	-
Titulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(356)	505
Titulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	7.207	3
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(877.458)	(472.593)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	890.316	1.852.462
Captação de empréstimos e debêntures	(1.045.000)	(1.377.687)
Liquidação de operações com derivativos	(22.546)	(22.163)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(445.295)	-
Captações de mútuos com controladas e coligadas	-	72.290
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	(72.319)	-
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	(694.845)	524.902
Saldo de caixa oriundo de incorporação	-	88.349
Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa	(170.750)	65.830
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	245.073	179.243
No fim do exercício	74.323	245.073

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 RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE" ou "Companhia") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais - No exercício de 2018, ocorreu a incorporação da distribuidora Rio Grande Energia S.A. ("Incorporada"), pela RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("Incorporadora"). Em 04 de dezembro de 2018, por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, foi anuído pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, o agrupamento das concessões das duas empresas, que se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial, apurado em 31 de outubro de 2018, da Incorporada pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2018.

Em 2019, a RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 2,9 milhões de clientes, em 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

As vendas de energia para o mercado cativo foram de 14.566 GWh em 2019. Destacam-se as vendas para a classe residencial, que foram de 5.605 GWh em 2019.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes, o que também fez com que a RGE, em 2019, fosse eleita pelo Prêmio Abradee, nas categorias de Melhor Avaliação pelo Cliente e Melhor Responsabilidade Socioambiental de distribuidoras com mais de 500 mil consumidores.

Perfil – A RGE fornece energia elétrica para 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul, entre a região metropolitana de Porto Alegre e a fronteira com o Uruguai e a Argentina, respectivamente nos municípios de Santana do Livramento, Uruguai e São Borja, atendendo 2,9 milhões de consumidores cativos e 990 consumidores livres. Em 2019, a Concessionária distribuiu 14.566 GWh ao mercado cativo e 5.153 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – Ao final de 2019, foram faturadas 50.208 unidades consumidoras a mais que em 2018. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial. Nas classes comercial e industrial houve reduções de 2.033 e 104 unidades consumidoras, respectivamente, em relação à quantidade faturada em 2018.

Número de Consumidores					
Consumidores	2015	2016	2017	2018 ¹	2019
Residencial	1.100.385	1.110.815	1.121.941	2.397.506	2.447.937
Comercial	85.241	84.153	88.075	180.373	178.340
Industrial	7.590	7.183	7.221	20.132	20.028
Rural	104.771	107.108	109.005	248.448	249.778
Poderes Públicos	9.084	9.125	9.042	20.766	21.252
Iluminação Pública	111	111	110	441	450
Serviço Público	981	993	1.005	3.443	3.532
Total	1.308.163	1.319.488	1.336.399	2.871.109	2.921.317
Variação		0,9%	1,3%	114,8%	1,7%

1. Considerando as empresas agrupadas.

Comportamento do mercado – A distribuição de energia da RGE, no período de janeiro a dezembro de 2019, totalizou 19.719 GWh, sendo 14.566 GWh (8.177 GWh em 2018) para o mercado cativo e 5.153 GWh para o mercado livre (2.810 GWh em 2018).

Neutralizando o efeito da incorporação da Rio Grande Energia S.A. (RGE) pela RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (RGE Sul), onde no exercício de 2018, constam somente 2 (dois) meses (novembro e dezembro) de mercado atendido pela RGE. A área de concessão, obteve desempenho ligeiramente negativo refletindo principalmente a contração da classe Rural, devido à pluviometria elevada na região quando comparada ao ano de 2018. E a classe Residencial que apresentou 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					
Mercado Atendido - GWh	2015	2016	2017	2018 ¹	2019
Energia Faturada	7.798	7.376	6.769	8.177	14.566
Fornecimento	7.253	6.814	6.235	7.422	12.644
Residencial	2.594	2.648	2.657	3.191	5.605
Comercial	1.255	1.192	1.120	1.298	2.227
Industrial	1.886	1.429	893	1.034	1.844
Rural ²	877	904	926	1.107	1.548
Poderes Públicos	202	205	203	239	370
Iluminação Pública	223	224	225	292	578
Serviço Público	216	213	211	262	472
Suprimento p/ agentes de distribuição ³	545	562	534	755	1.922
Uso da Rede de Distribuição	1.057	1.406	2.095	2.810	5.153
Consumidores Livres/Dist./Ger. ⁴	681	1.054	1.740	2.417	4.762
Consumidores Rede Básica ⁵	375	352	355	393	391
Total	8.854	8.782	8.865	10.987	19.719
Variação		-0,8%	0,9%	23,9%	79,5%

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

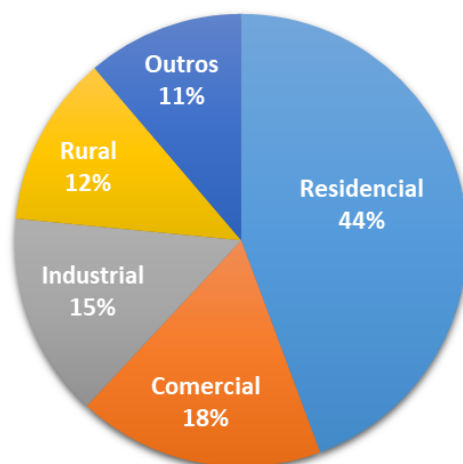
2. A partir de 2019 foi realizado ajustes no item "Rural" e em 2015, 2016, 2017 e 2018 no mercado atendido pela classe Rural foi retirado o mercado atendido de Suprimento para agentes de distribuição, ficando somente o mercado atendido da classe, alterando os números divulgado no passado.

3. A partir de 2019 foi realizado ajustes no item "Suprimento para agentes de distribuição" e em 2015, 2016, 2017 e 2018 no mercado atendido de Suprimento para agentes de distribuição foi acrescido o mercado atendido pela classe Permissionárias, alterando os números divulgado no passado.

4. A partir de 2019 foi realizado ajustes no item "Consumidores Livre/Dist./Ger." e em 2015, 2016, 2017 e 2018 no mercado atendido aos Consumidores Livres/ Distribuição/ Geração foi acrescido o mercado de Uso de Distribuição (USO D) e retirado o mercado atendido aos Consumidores de Rede Básica, alterando os números divulgado no passado.

5. A partir de 2019 foi realizado ajustes no item "Consumidores Rede Básica" e em 2015, 2016, 2017 e 2018 no mercado atendido aos Consumidores de Rede Básica foi retificado alguns anos, alterando os números divulgado no passado.

Fornecimento de energia por classe de consumidores - 2019



Perdas – A RGE tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate às fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2018 e 2019 foram respectivamente 11,88% e 11,33%, considerando perdas na rede básica.

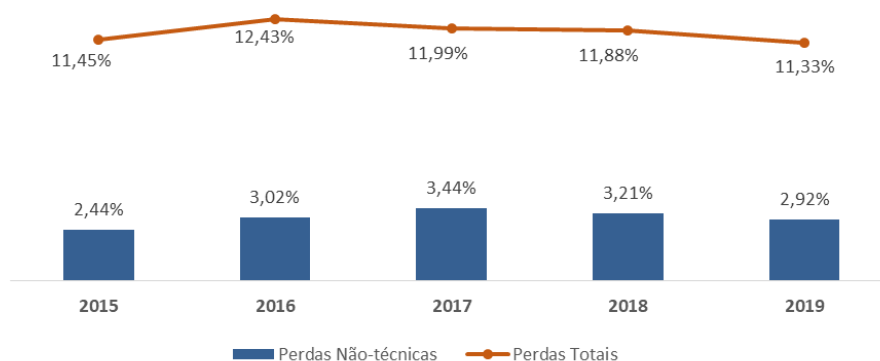
Desconsiderando as perdas na rede básica, não gerenciáveis pela distribuidora, o nível de perdas de distribuição para os anos de 2018 e 2019, foram respectivamente, 10,19% e 9,67%.

Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2019 recuperou 244,7 GWh, através de inspeções em 113 mil unidades consumidoras, recorte de 9 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.

Balço Energético					
Energia Requerida	2015	2016	2017	2018 ¹	2019
Venda de Energia	7.748	7.307	6.772	8.162	14.469
Fornecimento	7.190	6.744	6.242	7.407	12.547
Suprimento p/ agentes de distribuição	559	562	530	755	1.922
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.088	1.543	1.759	2.395	4.846
Consumidores Rede Básica	-	-	372	417	480
Mercado Atendido	8.837	8.850	8.903	10.974	19.795
Perdas na Rede Básica	207	205	197	235	409
Perdas na Distribuição	936	1.052	1.016	1.245	2.120
Perdas Técnicas	693	747	669	845	1.468
Perdas não Técnicas - PNT	243	305	348	400	652
PNT / Energia Requerida %	2,44%	3,02%	3,44%	3,21%	2,92%
Perdas Totais - PT	1.143	1.256	1.213	1.480	2.529
PT / Energia Requerida %	11,45%	12,43%	11,99%	11,88%	11,33%
Total	9.980	10.106	10.116	12.453	22.324

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



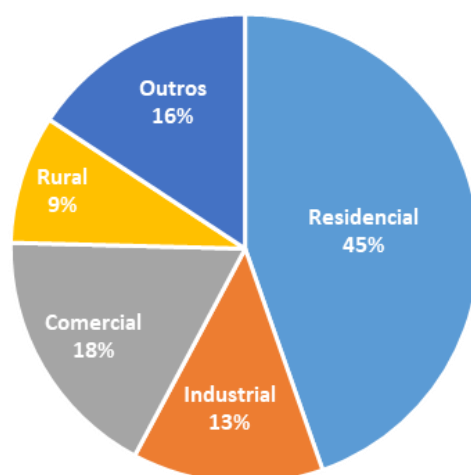
Importante observar que o índice de perdas resultante **não é o utilizado para fins regulatórios ou divulgação pública**, devido ao fato de contabilizar as perdas na rede básica e perdas decorrentes da energia de inversão. Logo, o índice apresentado neste relatório está mais alto que o regulatório normalmente utilizado, inclusive calculado pela ANEEL.

Receita líquida por classe de consumidores – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 6.999.141, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2018 ¹	2019	%
Residencial	1.370.238	3.124.059	127,99%
Industrial	523.282	922.217	76,24%
Comercial	584.944	1.231.642	110,56%
Rural	266.768	620.511	132,60%
Outros	269.255	1.100.712	308,80%
Total	3.014.486	6.999.141	132,18%

1. Em 2018 não foi considerado o agrupamento das concessões.

Receita líquida por classe de consumidores - 2019



Importante ressaltar que a variação observada na Receita reflete o agrupamento das empresas RGE e RGE Sul, ocorrido em novembro/2018. Além disso, a variação contempla não somente os reajustes tarifários observados, mas também o crescimento de mercado apresentado anteriormente.

Número de consumidores – O número de consumidores em 2019 apresentou um crescimento de 1,7%, conforme tabela abaixo:

Número de Consumidores			
Classe	2019	2018	%
Residencial	2.447.937	2.397.506	2,1%
Industrial	20.028	20.132	-0,5%
Comercial	178.340	180.373	-1,1%
Rural	249.778	248.448	0,5%
Outros	25.234	24.650	2,4%
Total	2.921.317	2.871.109	1,7%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica da RGE em 2019, atingiu R\$ 553,54/MWh, com aumento de 39,01% em relação a 2018. Tal variação decorre do efeito do Reajuste Tarifário Anual (RTA), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.557, de 11 de junho de 2019, vigente de 19 de junho de 2019 a 18 de junho de 2020.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	557,37
Comercial	553,03
Industrial	500,13
Rural	400,74
Outros	775,24

1. Considerando as empresas agrupadas.

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	de 0 kWh a 50 kWh	Acima de 50 kWh
Tarifas brutas - R\$	682,25	868,06

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

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

Ano	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
2015	19,11	8,42
2016	19,45	9,41
2017	15,58	7,62
2018 ¹	14,44	6,10
2019	14,01	6,25

1. Considerando as empresas agrupadas.

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

As Agências além de possibilitarem aos consumidores o atendimento às suas necessidades relativas aos serviços de distribuição de energia elétrica, realizam negociações de débitos de contas regulares e de irregularidade, recebem solicitações de ressarcimento de danos ou encaminham, bem como são

responsáveis pelo relacionamento com imobiliárias e outros parceiros que também prestam serviços aos clientes.

Na RGE, essa estrutura é composta por 22 agências de atendimento, 334 agentes credenciados (rede conveniada) e 449 imobiliárias, responsáveis por 4.520.180 mil atendimentos em 2019.

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

- *Call Center*: com capacidade de atendimento de 50 mil chamadas/dia que, aliado a outros canais de atendimento, absorve 4 milhões/mês de interação com os clientes, sem que com isto ocorra congestionamentos nos canais de atendimento;
- *Site* CPFL;
- Aplicativo CPFL Energia;
- SMS;
- Portal CPFL Empresas;
- *E-mail*;
- Canais exclusivos para Imobiliárias, Condomínios, Agentes Públicos e Hospitais;
- Mídias Sociais (Facebook, Twitter, Colab, Reclame Aqui e Consumidor.gov).

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

Em 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 **(vii)** Digitalização do Atendimento **(viii)** Agrupamento RGE

Desempenho econômico-financeiro – Em 04 de dezembro de 2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das concessões das distribuidoras de energia Rio Grande Energia S.A. (“Incorporada”) e RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“Incorporadora”), passando estas, a partir de 1º de janeiro de 2019 a operar somente sob uma distribuidora, a Incorporadora (“RGE Sul”, cujo nome fantasia foi alterado para “RGE”). O Acervo das empresas incorporadas foi apurado na data base de 31 de outubro de 2018. Os comentários da administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias e Notas Explicativas e considerando a inclusão do acervo no que se refere ao balanço patrimonial e dos resultados de novembro e dezembro de 2018 da empresa incorporada no que se refere ao resultado do período. Ressaltamos que os dados econômico-financeiros aqui publicados refletem as Demonstrações Contábeis Regulatórias e diferem dos resultados anteriormente publicados em IFRS.

Em 2019, a RGE alcançou receita líquida de R\$ 6.955 milhões, um aumento de 91,5% (R\$ 3.323 milhões), em decorrência principalmente dos seguintes aumentos: (i) na receita referente à disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (R\$ 2.809 milhões); (ii) na receita de fornecimento de energia (R\$ 2.034 milhões); (iii) no suprimento de energia elétrica (R\$ 350 milhões); (iv) no aumento de Subvenções de baixa renda (R\$ 348 milhões); (v) na receita de energia elétrica de curto prazo (R\$ 70 milhões); (vi) em outros (R\$ 3 milhões). Estes efeitos foram parcialmente compensados (vii) pelo aumento dos tributos (R\$ 1.769 milhões); (viii) aumento nos encargos de parcela A (R\$ 396 milhões); e (ix) pela variação de R\$ 126 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais.

Em custos não gerenciáveis (Parcela A) houve um aumento de 80,3% (R\$ 2.130 milhões) devido ao aumento de 82,9% (R\$ 1.823 milhões) e em Energia Elétrica Comprada para Revenda e aumento

de 67,9% (R\$ 307 milhões) em Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição

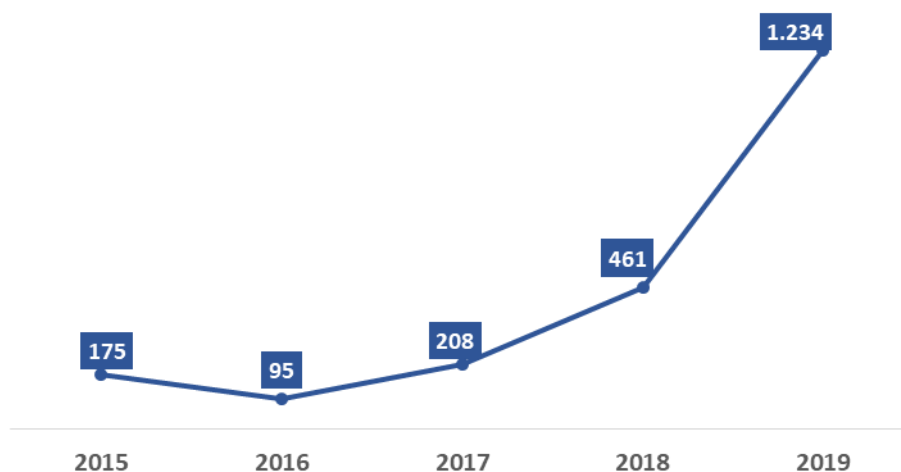
As despesas operacionais (Parcela B) em 2019 foram de R\$ 1.377 milhões, um aumento de 81,9% (R\$ 620 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

	2019	2018
Lucro Líquido	491.899	224.236
Amortização	439.160	238.927
Resultado Financeiro	113.317	105.554
Impostos Sobre o Lucro	189.607	-107.952
EBITDA	1.233.983	460.765

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 1.234 milhões em 2019, já considerando o agrupamento das concessões. Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:

Evolução do EBITDA - Últimos 5 anos



Em 2019, a RGE apurou um resultado financeiro de R\$ 113 milhões, um aumento de 7,4% (R\$ 7,8 milhões). A Receita Financeira foi de R\$ 259 milhões, um aumento de 22,9% (R\$ 48 milhões) e uma Despesa Financeira de R\$ 372 milhões, um aumento de 17,7% (R\$ 56,0 milhões).

Em 2019, a RGE apurou resultado líquido de R\$ 492 milhões, um aumento de 119% (R\$ 268 milhões).

Investimentos - Em 2019, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na nova RGE, totalizaram R\$ 723 milhões, um aumento de 7,9% em relação à 2018. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 4.609 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 ¹	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	Realizado	Realizado	Realizado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado
AIS Bruto	281.981	670.462	723.128	783.116	1.035.628	1.038.494	876.600	875.315
Transformador de Distribuição	37.510	83.268	69.679	83.290	95.476	97.373	91.642	95.735
Medidor	20.048	26.219	15.432	38.358	30.930	31.545	29.688	31.014
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	60.335	158.314	174.819	172.071	197.246	201.166	189.324	197.782
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	106.371	330.758	349.637	344.068	394.408	402.246	378.568	395.479
Redes Alta Tensão (69 kV)	10.658	21.827	56.007	21.258	42.995	35.661	38.240	14.945
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	25.723	1.719	2.962	4.661	74.217	77.027	51.980	30.015
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	1.549	12	-					
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	-	177	68					
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	6.571	8.402	14.672	55.440	99.274	79.535	52.846	15.848
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	9.448	9.217	6.298	34.307	67.078	79.261	11.672	60.401
Subestações Alta Tensão (primário maior igual a 230 kV)	-	28	10					
Demais Máquinas e Equipamentos	3.767	30.520	33.544	29.664	34.004	34.680	32.638	34.096
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(14.933)	(37.062)	(30.604)	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(7.564)	(37.062)	(30.604)	0	0	0	0	0
Outros	(7.369)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	(7.369)	-	-	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	(7.369)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros - Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

1. Considerando as empresas agrupadas.

Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2019R	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Plano de Investimentos 2019	723.128	783.116	1.035.628	1.038.494	876.600	875.315
R\$ Mil	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	
Plano de Investimentos 2018	644.028	771.873	889.053	939.170	845.821	
Diferença	12,3%	1,5%	16,5%	10,6%	3,6%	

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

Adicionalmente, as justificativas dos desvios referentes ao ano de 2019 podem ser obtidas em detalhes através das críticas de obras do banco de dados do PDD disponível na ANEEL.

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

Captações de recursos – Para viabilizar o programa de investimentos, a RGE utilizou recursos de financiamentos via BNDES (R\$ 154 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia emitiu debêntures (R\$ 740 milhões).

Valor adicionado – Em 2019, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela RGE Sul foi de R\$ 6.000.831 mil, representando 50% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	2019	
	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	321.572	5,4%
Remuneração direta	188.449	3,1%
Benefícios	120.649	2,0%
F.G.T.S.	12.474	0,2%
Impostos, taxas e contribuições	4.730.771	78,8%
Federais	2.019.847	33,7%
Estaduais	2.709.431	45,2%
Municipais	1.493	0,0%
Remuneração de capital de terceiros	324.491	5,4%
Juros	299.154	5,0%
Aluguéis	25.337	0,4%
Remuneração de capital próprio	623.996	10,4%
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	-	0,0%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	592.796	9,9%
Lucros retidos	31.200	0,5%
Total	6.000.831	100,0%

Importante ressaltar que a distribuição apresentada na tabela acima, segue o que foi reportado nas Demonstrações Financeiras Societárias e que a Receita Operacional Bruta utilizada para calcular a representatividade do Valor Adicionado é a reportada nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, que em 2019 foi de R\$ 11.929.290 mil.

Política de reinvestimento e distribuição de dividendos – Na AGO de 29 de abril de 2019 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2018, através de (i) declaração juros sobre o capital próprio imputado como dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 110.956 mil (R\$ 94.313

mil líquido do IRRF), correspondente a R\$ 98,589786348 (R\$ 83,801318396 líquido dos efeitos tributários); e (ii) dividendo adicional proposto no montante de R\$ 155.688 mil, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 138,336590149.

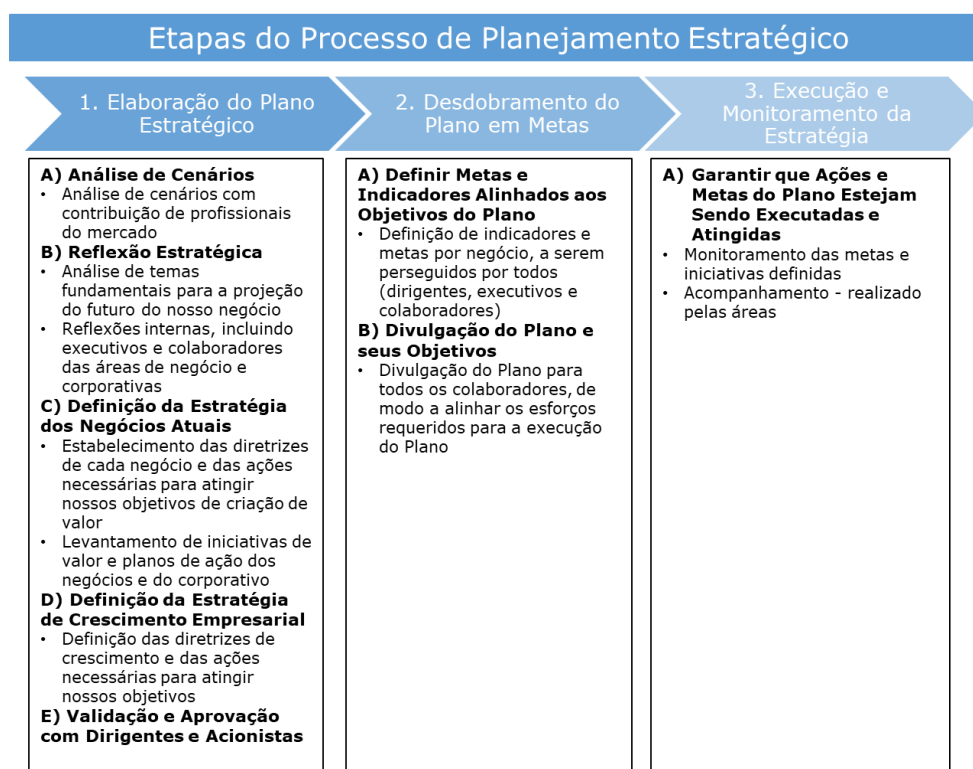
Na AGE de 09 de agosto de 2019 foi aprovada a declaração de R\$ 168.500 mil como dividendos intercalares, os quais deverão ser imputados ao dividendo mínimo obrigatório do exercício de 2019.

No exercício de 2019, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 445.295 mil sendo R\$ 94.312 mil referente a juros sobre o capital próprio e R\$ 350.983 de dividendos.

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.

Composição acionária – A RGE é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia, direta e indiretamente (por meio da CPFL Comercialização Brasil S.A.). Em 31 de dezembro de 2019, o capital social da RGE era de R\$ 2.809.820 mil, composto por 1.125.427 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.

Planejamento empresarial – Desde 2002, A Diretoria de Estratégia e Inovação realiza o Planejamento Empresarial e administra a elaboração das estratégias para o grupo CPFL Energia, 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) integração das certificações dos Sistemas de Gestão em toda área de concessão da RGE unificada; (iii) adesão nos ciclos de avaliação de mais de 99% das localidades abrangidas pelo “ColaborAtivo”, que faz o gerenciamento do programa de 5S da companhia; (iv) aprovação em RCA das Políticas do Sistema de Gestão; (v) aprovação em RCA da norma “Documentos Normativos – Norma Zero”, que estabelece a sistemática de gestão de documentos da CPFL.

Recursos humanos – Em 2019, a RGE investiu cerca de R\$ 4,8 milhões em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

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

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

Em 2019, **3.839 colaboradores** foram alcançados pelas atividades da Universidade CPFL (podendo um funcionário participar de mais de um treinamento), o que representa **36,30 horas de treinamento** por colaborador neste período.

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

RGE Sul em números

Atendimento	2019	2018	%
Número de consumidores	2.894.090	2.871.569	0,8%
Número de empregados ¹	408	416	-1,9%
Número de consumidores por empregado	7.093	6.903	2,8%
Número de localidades atendidas	381	381	0,0%
Número de agências	22	27	-18,5%
Número de postos de atendimento	334	329	1,5%
Número de postos de arrecadação	-	-	-

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

Operacionais	2019	2018	%
Número de subestações	149	147	1,4%
Linhas de transmissão (Km)	4.603	4.386	4,9%
Linhas de distribuição (Km)	152.539	151.899	0,4%

Mercado	2019	2018	%
Área de concessão (Km ²)	182.722	182.904	-0,1%
Demanda máxima (MWh/h)	4.492	4.195	7,1%
Mercado atendido (GWh)	19.561	11.376	72,0%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.313	1.331	73,8%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	41,15	65,50	-37,2%

Financeiros	2019	2018	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	11.929.290	6.439.436	85,3%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	6.955.125	3.631.342	91,5%
Resultado da atividade (R\$ mil)	794.822	221.837	258,3%
Margem operacional do serviço líquida (%)	11,43%	6,11%	87,1%
EBITDA OU LAJIDA	1.233.983	460.765	167,8%
Lucro líquido (R\$ mil)	491.899	224.236	119,4%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	4.139.892	4.048.099	2,3%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	11,88%	5,54%	114,5%
Endividamento (R\$ mil)	3.644.300	3.833.623	-4,9%
Em moeda nacional (%)	56%	59%	-5,9%
Em moeda estrangeira (%)	44%	41%	8,5%

Agradecimentos

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

São Leopoldo, 27 de abril de 2020.

A Administração

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

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

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

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

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

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

Agrupamento de Concessões de Distribuição – Incorporação do Acervo Contábil da Rio Grande Energia S.A. (“RGE”)

Em 04 de dezembro de 2018 por meio da Resolução Autorizativa nº 7.499/2018, a ANEEL autorizou o agrupamento das áreas de concessões que estão abrangidas pelos Contratos de Concessão nºs 012/1997 e 013/1997, que pertencem respectivamente às distribuidoras de energia RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“incorporadora”) e Rio Grande Energia S.A. (“incorporada”), que a partir de 01 de janeiro de 2019 passa a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., com nome fantasia de

RGE, mantendo o direito de exploração das atividades de distribuição por um prazo de 30 anos vigente até 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

Em 31 de dezembro de 2018 foi realizada Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”), que aprovou a incorporação do acervo líquido da incorporada, avaliado na data base de 31 de outubro de 2018, através do laudo de avaliação que em conformidade com o disposto no art. 227 da Lei das S.A. foi revisado pelos auditores Independentes.

O referido agrupamento das concessões visa a otimização de custos administrativos e operacionais, com economias de escala e sinergia, atingindo o principal objetivo da Resolução Normativa ANEEL nº 716/2016 e foi viabilizado por meio de uma operação societária de incorporação do acervo líquido contábil da RGE (“Incorporada”) pela RGE Sul (“Incorporadora”), com a consequente extinção da Incorporada. A razão social remanescente após o agrupamento é o da RGE Sul, nome fantasia de RGE.

O acervo líquido contábil da incorporada apurado na data base de 31 de outubro de 2018, está demonstrado abaixo:

ATIVO		PASSIVO	
Caixa e equivalentes de caixa	88.349	Fornecedores	409.852
Consumidores, concessionárias e permissionárias	718.686	Empréstimos e financiamentos	981.335
Tributos a compensar	85.531	Debêntures	949.170
Ativo financeiro setorial	324.966	Impostos, taxas e contribuições	106.369
Ativo financeiro da concessão	1.754.057	Dividendo e juros sobre capital próprio	26.795
Depósitos judiciais	63.566	Encargos setoriais	123.509
Derivativos	38.412	Provisões para contingências	88.038
Créditos fiscais diferidos	70.928	Outros passivos	103.758
Intangível	1.493.056	Total do Passivo	2.788.826
Outros ativos	90.966		
Total do Ativo	4.728.517	Acervo Líquido Contábil	1.939.691

Este acervo líquido contábil incorporado pela RGE Sul foi reconhecido contabilmente em 31 de dezembro de 2018 da seguinte forma:

Reserva Capital - Benefício Fiscal do Intangível Incorporado	121.901
Reserva de Lucros - Reserva Legal	46.048
Reserva de Lucros - Retenção de Lucros Para Investimento	46.890
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	57.790
Resultado Abrangente - Risco de Crédito de Passivos Financeiros	8.354
Resultado Abrangente - Ganhos Atuariais do Plano de Pensão	(17.470)
Lucros Acumulados	383.156
Aumento de Capital	1.293.022
Acervo Líquido Contábil	1.939.691

Para o aumento de capital de R\$ 1.293.022 foram emitidas 598.976 novas ações ordinárias destinadas exclusivamente para CPFL Energia que por consequência passou a deter o percentual de 89,01% do capital social da RGE Sul, restando a CPFL Brasil o percentual de 10,99%.

De acordo com o artigo 224 da Lei das S.As, no Instrumento Particular de Protocolo de Incorporação e Instrumento de Justificação celebrado entre as distribuidoras em 31 de dezembro de 2018, ficou acordado que a variação patrimonial do acervo líquido contábil da incorporada ocorrida entre a data base do Laudo de Avaliação (31/10/2018) e a data da efetiva incorporação (31/12/2018) foi reconhecido na incorporadora, sendo refletida em contas de resultado quando aplicável, com contrapartida em contas patrimoniais.

A variação do acervo líquido para data base de 31 de dezembro de 2018, bem como o movimento de resultado dos meses de novembro e dezembro de 2018 da incorporada que foram incorporados, está demonstrado abaixo:

Acervo Líquido Contábil - Data Base			Movimento de	
	31/10/2018	Variação	31/12/2018	Nov e Dez/18
ATIVO				
Caixa e equivalentes de caixa	88.349	(57.885)	30.464	
Consumidores, concessionárias e permissionárias	718.686	(47.512)	671.174	
Tributos a compensar	85.531	17.987	103.518	
Ativo financeiro setorial	324.966	(40.612)	284.354	
Ativo financeiro da concessão	1.754.057	63.303	1.817.360	
Depósitos judiciais	63.566	(112)	63.454	
Derivativos	38.412	10.718	49.130	
Créditos fiscais diferidos	70.928	(11.171)	59.757	
Intangível	1.493.056	14.631	1.507.687	
Outros ativos	90.966	36.505	127.471	
Total do Ativo	4.728.517	(14.148)	4.714.369	
PASSIVO				
Fornecedores	409.852	(103.134)	306.718	
Empréstimos e financiamentos	981.335	255.964	1.237.299	
Debêntures	949.170	(240.933)	708.237	
Impostos, taxas e contribuições	106.369	(39.842)	66.527	
Dividendo e juros sobre capital próprio	26.795	94.312	121.107	
Encargos setoriais	123.509	(27.396)	96.113	
Provisões para contingências	88.038	4.608	92.646	
Outros passivos	103.758	78.745	182.503	
Total do Passivo	2.788.826	22.324	2.811.150	
Acervo Líquido Contábil	1.939.691	(36.472)	1.903.219	
Conciliação da Variação do Acervo Líquido Contábil				
Acervo líquido contábil em 31/10/2018	1.939.691			
Resultado de novembro de dezembro/2018	77.891			
Resultado Abrangente - Risco de Crédito de Passivos Financeiros	(1.694)			
Resultado Abrangente - Ganhos Atuariais do Plano de Pensão	(1.713)			
Declaração de juros sobre o capital próprio	(110.956)			
Acervo líquido contábil em 31/12/2018	1.903.219			
				Demonstração de Resultado
				Receita Operacional
				1.016.710
				Fornecimento de energia elétrica
				798.916
				Suprimento de energia elétrica
				35.926
				Receita de disponibilidade da rede - TUSD
				69.305
				Ativo e passivo financeiro setorial
				(44.856)
				Receita de construção
				90.920
				Ativo financeiro da concessão
				2.636
				Outras receitas operacionais
				63.863
				Deduções da Receita Operacional
				(414.795)
				ICMS
				(218.150)
				PIS e Cofins
				(85.573)
				Conta Desenv Energético - CDE
				(109.782)
				Outras deduções da receita
				(1.290)
				Receita Operacional Líquida
				601.914
				Custos e Despesas Operacionais
				(528.007)
				Custo do Serviço de Energia Elétrica
				(316.669)
				Pessoal
				(25.720)
				Material
				(5.834)
				Serviço de Terceiros
				(28.677)
				Custo com construção da infraestrutura
				(90.920)
				Amortização de intangível de concessão
				(29.001)
				Outras despesas operacionais
				(31.186)
				Resultado do Serviço
				73.907
				Resultado Financeiro
				(10.336)
				Receitas Financeiras
				15.459
				Despesas Financeiras
				(25.795)
				Resultado Antes dos Tributos
				63.571
				Contribuição Social
				3.941
				Imposto de Renda
				10.379
				Resultado Líquido do Exercício
				77.891

1.1. Setor Elétrico no Brasil

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

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

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

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

Consumidores livres são aqueles cuja demanda exceda a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento começou após julho de 1995. Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado.

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

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

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

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2.1 Base de preparação

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

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa, podendo apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias, estas diferenças estão apresentadas e explicadas na nota explicativa 31, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas demonstrações contábeis regulatórias preparadas de acordo com estas práticas.

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

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

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

2.2 Base de mensuração

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os itens registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo; e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1 e 2 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) estão apresentadas na nota 28 de Instrumentos Financeiros e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

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

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que 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 – 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 à expectativa de perda de crédito esperada);
- Nota 11 – Imobilizado e intangível: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 14 – Benefícios Pós-Emprego (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos); e
- Nota 17 – Provisão para litígios, depósitos judiciais e cauções (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos).

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

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

3.1 Imobilizado em serviço

Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação regulatória compulsória, conforme determina a Resolução Normativa nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador (nota 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 31.3.1.

A constituição da reavaliação se dá por meio do processo de revisão tarifária periódica, que no caso da Companhia ocorre a cada cinco anos. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 e suas atualizações. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela RGE no processo de revisão tarifária na data-base 31/12/2017, foi aprovado pela Resolução Homologatória nº 2.401 de 12 de junho de 2018, demonstrado na Nota Técnica nº 135/2018-SGT/ANEEL, de 07 de junho de 2018, e a última reavaliação registrada pela RGE Sul no processo de revisão tarifária na data-base 31/12/2017, foi aprovado pela Resolução Homologatória nº 2.385 de 17 de abril de 2018, demonstrado na Nota Técnica nº 076/2018-SGT/ANEEL, de 04 de abril de 2018.

3.6 Instrumentos financeiros

Em conformidade com o CPC 38, adotado pela ANEEL:

a) Ativos financeiros

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

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

b) Passivos financeiros

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

A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

- Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou, (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos, a contrapartida é o resultado.

- **Mensurados ao custo amortizado:** são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

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

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 28.

3.7 Redução ao valor recuperável (“impairment”)

- Ativos financeiros

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.

- Ativos não financeiros

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

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

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

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

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

a) CPC 47 - Receita de contratos com clientes

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

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduz um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

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

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

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

Os valores correspondentes aos ajustes de 2018 e 2019 estão demonstrados na nota 31. Referente ao Ativo Contratual em reclassificação do Balanço Patrimonial, e referente a Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos em reclassificação na Demonstração de Resultado.

b) CPC 48 – Instrumentos financeiros

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

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

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

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

A Companhia possui ativos relevantes registrados na rubrica de Ativo financeiro da concessão, anteriormente classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos do CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão da Companhia. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorreu em função da não classificação nas outras três categorias descritas no CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). Estes ativos passaram a ser classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma (CPC 48) e os efeitos da mensuração subsequente deste ativo são registrados no resultado do exercício. No exercício de 2019 o valor registrado referente a este ativo era de R\$ 3.801.382 (R\$ 3.229.979 em 2018) e não houve impactos na mensuração dos saldos decorrentes da mudança de classificação proveniente da adoção do CPC 48.

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

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

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de hedge.

O valor corresponde ao ajuste de 2018 e 2019 estão demonstrados na nota 31, como ajuste referente Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros.

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

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

O CPC 06 (R2) introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários, eliminando a antiga classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais. O arrendatário reconhece um ativo referente ao direito de uso de utilizar o ativo arrendado e, um passivo de

arrendamento, que representa a obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo (contratos com duração máxima de 12 meses) e itens de baixo valor (valor justo do ativo identificado arrendado seja inferior a US\$ 5 mil).

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

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

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

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

O valor correspondente ao ajuste de 2019 está demonstrado na nota 31, como reclassificação referente Provisão para riscos fiscais.

4. DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

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

A Companhia determinou o valor justo como o preço que seria recebido para a venda do ativo ou para a transferência do passivo que ocorreria entre participantes do mercado na data de mensuração.

- Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A - Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 28) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

Valor reavaliado de um ativo:

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

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Saldos bancários	73.932	54.381
Aplicações financeiras	391	190.692
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	66
Título de crédito privado (b)	391	190.626
Total	<u>74.323</u>	<u>245.073</u>

- c) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários ("CDB's") e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI"); e
- d) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) CDB's no montante de R\$ 34 (R\$ 142.667 em 31 de dezembro de 2018), (ii) operações compromissadas em debêntures no montante de R\$ 47.959 em 31 de dezembro de 2018, e (iii) letras de arrendamento mercantil no montante de R\$ 357, realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,1% do CDI (100,3% do CDI em 31 de dezembro de 2018).

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados					Total em 31/12/2019	Total em 31/12/2018	
	Correntes a Vencer		Correntes Vencidas				Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos					
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos			
Fornecimento de Energia	1.007.993	238.576	26.513	17.838	22.753	(44.504)	(3.381)	90.551	7.502	12.191	(33.957)	1.342.074	1.263.350	
Residencial	307.342	156.721	14.455	382	298	(12.952)	5.642	12.677	5.217	4.366	(8.452)	485.697	441.608	
Industrial	60.011	22.162	4.053	4.815	8.070	(11.776)	(951)	1.161	405	2.587	(6.613)	83.923	82.328	
Comercial	111.726	28.128	4.796	6.478	8.222	(12.985)	(6.074)	23.529	1.240	4.577	(15.599)	154.038	149.156	
Rural	67.174	13.336	2.070	5.203	2.408	(3.877)	389	1.683	444	661	(2.529)	86.959	68.959	
Poderes Públicos	23.887	15.064	721	919	221	(980)	121	4.041	20	0	(742)	43.271	37.490	
Iluminação Pública	15.595	1.687	93	30	3.530	(925)	(2.839)	46.033	175	-	(22)	63.358	77.255	
Serviço Público	28.093	284	4	-	2	(1.008)	330	1.428	-	-	(0)	29.134	28.475	
Serviço Taxado	1.719	1.194	321	11	2	-	-	-	-	-	-	3.248	2.491	
Fornecimento Não Faturado	392.699	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	392.699	375.844	
(-) Arrecadação Processo Classif.	(253)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(253)	(255)	
Participação Financeira	817	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	817	956	
Outros consumidores	93.374	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93.374	82.493	
Consumidores	1.102.184	238.576	26.513	17.838	22.753	(44.504)	(3.381)	90.551	7.502	12.191	(33.957)	1.436.265	1.346.800	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	23.844	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.844	39.539	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	844	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	844	2.915	
Energia Elétrica de Curto Prazo	5.972	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.972	11.503	
Concessionárias e Permissionárias	30.661	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.661	53.957	
Exposição de Preços Entre Submercados (nota 34)	-	-	-	-	(440.820)	-	-	-	-	-	-	(440.820)	440.820	
Provisão para Perda com Créditos Decorrentes de Preços Entre Submercados	-	-	-	-	440.820	-	-	-	-	-	-	440.820	(440.820)	
TOTAL	1.132.845	238.576	26.513	17.838	22.753	(44.504)	(3.381)	90.551	7.502	12.191	(33.957)	1.466.927	1.400.758	
												Circulante	1.339.776	1.254.981
												Não Circulante	127.151	145.776
												1.466.927	1.400.758	

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PDD”)

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

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias
Saldo em 31/12/2017	(57.662)
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	(31.019)
Provisão revertida (constituída) líquida	(31.442)
Recuperação de receita	4.030
Adoção de nova metodologia para o cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa	(14.102)
Baixa de contas a receber provisionadas	57.985
Saldo em 31/12/2018	(72.210)
Provisão revertida (constituída) líquida	(102.634)
Recuperação de receita	26.549
Baixa de contas a receber provisionadas	69.834
Saldo em 31/12/2019	(78.461)

7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	8.215
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	-	22.882
Imposto de renda e contribuição social a compensar	3.112	1.274
Imposto de renda e contribuição social a compensar	3.112	32.371
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	7.476	7.242
ICMS a compensar	62.311	53.598
Programa de integração social - PIS	582	683
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	2.688	3.153
Instituto nacional de seguridade social - INSS	8	2.158
Outros	48	29
Outros tributos a compensar	73.114	66.863
Total Circulante	76.226	99.234
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	125	125
Imposto de renda a compensar - IRPJ	2.440	2.440
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.565	2.565
ICMS a compensar	83.531	74.850
Programa de integração social - PIS	801	779
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.688	3.587
Outros	671	671
Outros tributos a compensar	88.691	79.887
Total não Circulante	91.257	82.452

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

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

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

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	Atualização monetária	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2019	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	1.485.276	880.612	(1.173.104)	78.741	(3.214)	(174.729)	1.093.583	485.717	607.866	810.468	283.116
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	798.426	440.620	(749.178)	38.027	(1.957)	(93.345)	432.594	182.964	249.630	316.328	116.266
Custo de Energia Itaipu	578.800	343.789	(365.018)	32.130	(98)	(63.975)	525.628	231.355	294.273	388.569	137.059
Proinfa	928	10.465	(6.999)	796	-	648	5.838	5.838	-	5.838	-
Transporte de Rede Básica	14.927	41.478	(9.491)	250	(1.158)	817	46.823	-	46.823	25.015	21.808
Transporte de Energia - Itaipu	13.703	12.719	(10.137)	903	-	(52)	17.136	7.833	9.303	12.803	4.333
ESS/EER	-	-	30.736	945	(1)	(31.680)	-	-	-	-	-
CDE	78.492	31.541	(63.017)	5.690	-	12.858	65.564	57.727	7.837	61.914	3.650
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	8.419	42.650	4.898	795	706	(7.334)	50.132	5.878	44.254	29.521	20.611
Neutralidade da Parcela A	6.990	23.692	(6.990)	540	-	-	24.232	-	24.232	12.946	11.286
Sobrecontratação de Energia	-	3.126	13.045	(17)	-	(11.209)	4.945	-	4.945	2.642	2.303
Outros	1.428	15.832	(1.157)	272	706	3.875	20.955	5.878	15.077	13.933	7.022
Total Ativos Financeiros Setoriais	1.493.694	923.262	(1.168.206)	79.536	(2.508)	(182.063)	1.143.716	491.595	652.120	839.989	303.727

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

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2018	Adição	Amortização	Atualização monetária	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2019	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva (a)	569.068	404.799	(417.965)	34.907	(8.527)	(174.729)	407.551	120.530	287.021	273.870	133.681
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	250.436	267.435	(228.796)	16.084	(895)	(93.345)	210.919	-	210.919	112.683	98.236
Custo de Energia Itaipu	-	3	61.005	3.872	(537)	(63.975)	368	368	-	368	-
Proinfa	1.539	(1.256)	1.778	(120)	(2.590)	648	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	64	6.072	(3.125)	156	(1.153)	817	2.830	2.830	-	2.830	-
Transporte de Energia - Itaipu	-	-	52	-	-	(52)	-	-	-	-	-
ESS/EER	303.973	145.403	(235.670)	14.761	(3.352)	(31.680)	193.434	117.332	76.102	157.990	35.445
CDE	13.055	(12.858)	(13.209)	154	-	12.858	-	-	-	-	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	515.814	233.860	(351.803)	13.888	(9.043)	(7.334)	395.382	142.401	252.982	224.217	171.165
Neutralidade da Parcela A	21.818	4.938	(13.704)	330	(2)	-	13.380	-	-	13.380	-
Sobrecontratação de Energia	228.566	(29.984)	(119.944)	5.264	-	(11.209)	72.692	57.598	15.094	65.662	7.030
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	48.965	49.467	-	3.796	(8.908)	6.517	99.837	-	99.837	-	99.837
Outros	216.466	209.439	(218.155)	4.498	(133)	(2.642)	209.473	71.423	138.051	145.176	64.298
Total Passivos Financeiros Setoriais	1.084.882	638.659	(769.768)	48.795	(17.570)	(182.063)	802.934	262.931	540.003	498.088	304.846

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

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

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

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

Os itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela - CVA” são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, no período de 19 de abril de 2018 a 18 de abril de 2019, entre os valores apurados dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

A recuperação CVA foi iniciada em 19 de junho de 2019, logo após o final da vigência da Reajuste Tarifário anual de junho de 2019 - RTA, não alterou o mecanismo de compensação.

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

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

b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

i) Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A

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

ii) Sobrecontratação

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

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

iv) Outros Componentes Financeiros

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

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
Benefício Fiscal do intangível incorporado	43.746	144.878	45.862	153.618
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	75.955	210.492	81.231	224.704
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para litígios	18.333	50.926	20.783	57.731
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	9.071	25.196	8.514	23.649
Provisão energia livre	313	870	313	870
Programas de P&D e eficiência energética	8.090	22.471	6.313	17.536
Provisão relacionada a pessoal	1.573	4.371	1.199	3.330
Derivativos	(13.188)	(36.633)	(8.430)	(23.417)
Marcação a mercado - Derivativo	(4.577)	(12.714)	279	777
Marcação a mercado - Dívidas	2.226	6.184	(2.286)	(6.352)
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	4.187	11.630	4.866	13.516
Perdas atuariais (CPC)	(127)	(354)	293	815
Outros	692	1.924	896	2.489
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Reavaliação regulatória compulsória	(83.453)	(231.814)	(93.087)	(258.576)
Perdas atuariais (CPC)	15.681	43.559	11.355	31.542
Total	78.522	240.986	78.100	242.231

9.1 - Benefício fiscal do ágio incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis

incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. Nos exercícios de 2019 e 2018, a taxa anual de amortização aplicada foi de 4,11%.

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

9.2 – Expectativa do período de recuperação

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

Expectativa de recuperação

2020	136.772
2021	112.760
2022	109.995
2023	98.453
2024	72.715
2025 a 2027	165.139
Total	695.834

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

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

	2019		2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	681.506	681.506	116.283	116.283
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Amortização de intangível Adquirido	-	44	-	-
Juros sobre o capital próprio	-	-	(110.956)	(110.956)
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(4.735)	(4.735)	-	-
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	48.378	48.378	27.391	27.391
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	1.114	(23.301)	5.256	6.822
Base de cálculo	726.263	701.891	37.974	39.540
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(65.364)	(175.473)	(3.418)	(9.885)
Crédito (Débito) fiscal constituído, líquido	14.773	40.783	32.344	88.912
Provisão para litígios fiscais	-	(4.326)	-	-
	(50.591)	(139.016)	28.927	79.026
Total				
Corrente	(46.685)	(125.748)	4.485	12.547
Diferido	(3.906)	(13.268)	24.442	66.479

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

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

	2019		2018	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas/ (ganhos) atuariais	123.049	123.049	9.169	9.169
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(30.791)	(30.791)	1.714	1.714
Base de cálculo	92.258	92.258	10.883	10.883
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(8.303)	(23.065)	(979)	(2.721)
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	3.976	11.044	995	2.764
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais	(4.327)	(12.021)	16	43
Reserva de reavaliação	107.047	107.047	(1.034.303)	(1.034.303)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos em outros resultados abrangentes sobre reserva de reavaliação	9.634	26.762	(93.087)	(258.576)
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	5.307	14.741	2.918	8.106

10. OUTROS ATIVOS CIRCULANTES

	31/12/2019	31/12/2018
Adiantamentos - Fundação CESP	33	5
Adiantamentos - fornecedores	1.157	1.157
Serviços prestados a terceiros	7.398	188
Contas a receber - CDE	43.459	69.877
Adiantamentos a funcionários	5.607	6.897
Faturas diversas	16.864	17.632
Arrendamentos e alugueis de postes	10.304	9.080
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(18.179)	(18.166)
Outros	8.276	12.193
Total	74.919	98.863

Contas a receber – CDE – Refere-se às: : (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 5.407 (R\$ 4.770 em 31 de dezembro de 2018); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 38.052 (R\$ 65.107 em 31 de dezembro de 2018) (nota 21.3).

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

	Outros Ativos Circulantes
Saldo em 31/12/2017	(15.495)
Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	(2.700)
Provisão revertida (constituída) líquida	230
Baixa de contas a receber provisionadas	(201)
Saldo em 31/12/2018	(18.166)
Provisão revertida (constituída) líquida	(12)
Saldo em 31/12/2019	(18.179)

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
Em serviço					
Distribuição	3,87%	12.100.283	(5.385.203)	6.715.080	6.412.164
Custo Histórico		8.658.664	(2.984.568)	5.674.097	5.267.662
Reavaliação		3.441.618	(2.400.635)	1.040.983	1.144.502
Administração	9,99%	152.848	(120.105)	32.743	33.072
Custo Histórico		85.298	(58.326)	26.972	25.824
Reavaliação		67.550	(61.779)	5.771	7.247
Subtotal		12.253.131	(5.505.308)	6.747.822	6.445.235
Em Curso		489.778	-	489.778	323.303
Distribuição		457.582	-	457.582	301.590
Administração		32.196	-	32.196	21.713
Subtotal		489.778	-	489.778	323.303
Total		12.742.909	(5.505.308)	7.237.601	6.768.539

A composição do intangível é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2019			2018
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	20,00%	181.471	(76.161)	105.309	106.469
Custo Histórico		141.209	(63.604)	77.604	78.348
Reavaliação		40.262	(12.557)	27.705	28.121
Administração	20,00%	478.989	(404.450)	74.540	36.887
Custo Histórico		305.966	(232.386)	73.580	34.761
Reavaliação		173.024	(172.064)	960	2.126
Subtotal		660.460	(480.611)	179.849	143.357
Em Curso		45.887	-	45.887	96.143
Distribuição		9.397	-	9.397	10.686
Administração		36.490	-	36.490	85.457
Subtotal		45.887	-	45.887	96.143
Total		706.347	(480.611)	225.736	239.499

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2019	Valor Líquido em 31/12/2018
Distribuição	11.690.216	9.916	(342.557)	742.707	-	12.100.283	410.067	(5.385.203)	6.715.080	6.412.164
Terrenos	83.958	-	-	96	-	84.055	96	-	84.055	83.958
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	250.869	224	(17)	1.941	-	253.018	2.149	(179.234)	73.784	76.658
Máquinas e Equipamentos	11.158.560	9.692	(310.328)	713.436	-	11.571.360	412.800	(5.088.044)	6.483.315	6.176.981
Veículos	169.437	-	(32.212)	27.234	-	164.459	(4.978)	(96.550)	67.908	67.777
Móveis e Utensílios	27.391	-	-	-	-	27.391	-	(21.374)	6.017	6.789
Administração	146.064	42	-	6.742	-	152.848	6.784	(120.105)	32.743	33.072
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	7.547	-	-	-	-	7.547	-	(2.790)	4.757	5.005
Máquinas e Equipamentos	113.893	42	-	4.660	-	118.595	4.702	(95.748)	22.847	23.864
Veículos	12.891	-	-	2.079	-	14.971	2.079	(11.989)	2.982	1.501
Móveis e Utensílios	11.733	-	-	2	-	11.735	2	(9.579)	2.156	2.702
Subtotal	11.836.280	9.958	(342.557)	749.449	-	12.253.131	416.851	(5.505.308)	6.747.822	6.445.235
Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2019	Valor Líquido em 31/12/2018
Distribuição	301.590	867.402	-	(711.518)	108	457.582	155.884	-	457.582	301.590
Máquinas e Equipamentos	105.236	809.843	-	(700.225)	108	214.962	109.617	-	214.962	105.236
Outros	196.354	57.559	-	(11.292)	-	242.620	46.267	-	242.620	196.354
Administração	21.713	49.322	-	(38.731)	(108)	32.196	10.591	-	32.196	21.713
Máquinas e Equipamentos	7.574	11.600	-	(5.527)	(108)	13.538	6.073	-	13.538	7.574
Outros	14.140	37.722	-	(33.204)	-	18.658	4.518	-	18.658	14.140
Subtotal	323.303	916.724	-	(750.249)	-	489.778	166.475	-	489.778	323.303
Total do Ativo Imobilizado	12.159.583	926.682	(342.557)	(800)	-	12.742.909	583.326	(5.505.308)	7.237.601	6.768.539

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

Adições do Ativo Imobilizado em Curso 2019	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos	Total
Imobilizado em Curso	455.327	348.894	33.330	11.244	1.478	45.874	896.148
Terrenos	-	238	14	211	-	13.885	14.348
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	460	6.617	-	-	-	-	7.077
Máquinas e Equipamentos	425.422	321.408	31.404	10.057	1.465	31.688	821.443
Veículos	29.220	805	-	-	-	-	30.026
Móveis e Utensílios	631	-	-	-	-	5	636
A Ratear	(406)	19.826	1.913	976	13	296	22.618
Outros - Estoque	-	-	-	-	-	20.576	20.576
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	1.372	1.372
Material em Depósito	-	-	-	-	-	19.700	19.700
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	(69)	(69)
Adiantamentos a Fornecedores	-	-	-	-	-	(427)	(427)
Total das Adições	455.327	348.894	33.330	11.244	1.478	66.450	916.724

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

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	11.158.560	9.692	(310.328)	713.436	-	11.571.360	412.800
Transformador de Distribuição	1.756.782	385	(60.209)	69.293	-	1.766.251	9.469
Medidor	659.732	-	(30.286)	15.432	-	644.877	(14.854)
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	1.993.526	84	(55.365)	174.734	-	2.112.979	119.453
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	3.804.929	168	(110.731)	349.469	-	4.043.836	238.907
Redes Alta Tensão (69 kV)	937.096	6.197	(14.471)	49.809	(5)	978.627	41.535
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	226.310	568	(2.015)	2.394	(83)	227.174	946
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	8.870	-	-	-	-	8.870	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	14.920	-	(673)	68	-	14.316	(604)
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	1.016.592	-	(11.335)	14.672	(7)	1.019.921	3.337
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	393.659	2.288	(6.269)	4.010	88	393.776	29
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	34.692	-	(15)	10	-	34.687	(5)
Demais Máquinas e Equipamentos	311.452	1	(18.958)	33.543	7	328.045	14.586

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas (A)- (B)+(C)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2019	Valor Líquido em 31/12/2018
Ativo Intangível em Serviço										
Distribuição	176.263	-	-	5.234	(27)	181.471	5.234	(76.161)	105.309	106.469
Serviços	93.153	-	-	3.421	-	96.574	3.421	-	96.574	93.153
Softwares	45.467	-	-	1.814	(27)	47.253	1.814	(41.848)	5.405	9.006
Outros	37.643	-	-	-	-	37.643	-	(34.313)	3.330	4.310
Administração	409.686	-	-	69.277	27	478.989	69.277	(404.450)	74.540	36.887
Softwares	409.686	-	-	69.277	27	478.989	69.277	(404.450)	74.540	36.887
Subtotal	585.949	-	-	74.511	-	660.460	74.511	(480.611)	179.849	143.357
Ativo Intangível em Curso										
Distribuição	10.686	6.333	(909)	(5.234)	(1.478)	9.397	189	-	9.397	10.686
Serviços	4.012	5.211	-	(3.421)	-	5.802	1.790	-	5.802	4.012
Outros	6.673	1.122	(909)	(1.814)	(1.478)	3.595	(1.601)	-	3.595	6.673
Administração	85.457	19.061	(1.029)	(68.477)	1.478	36.490	(50.445)	-	36.490	85.457
Outros	85.457	19.061	(1.029)	(68.477)	1.478	36.490	(50.445)	-	36.490	85.457
Subtotal	96.143	25.394	(1.938)	(73.711)	-	45.887	(50.256)	-	45.887	96.143
Total do Ativo Intangível	682.092	25.394	(1.938)	800	-	706.347	24.255	(480.611)	225.736	239.499

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>
<u>Circulante</u>		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	80.387	90.163
Suprimento de Energia Elétrica	585.071	394.312
Materiais e serviços	118.442	99.090
Total	<u>783.901</u>	<u>583.565</u>
<u>Não circulante</u>		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	41.026	38.229
Suprimento de energia elétrica	107.220	99.909
Total	<u>148.247</u>	<u>138.138</u>

Os montantes de suprimento de energia elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 34).

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Principal	Principal +	Saldo	Adim- plente?	Indexador	Spread	Data Próximo	Frequência	Data Próxima	Vencimento	Frequência	Sistemática	Cronograma de Amortização				Total
	Curto Prazo	Juros LP											Total	Amortização	2021	2022	
Ativos Financeiros	89.356	183.905	273.260										117.765	18.698	23.721	23.721	183.905
Caixa e Aplicações Financeiras	89.356	183.905	273.260										117.765	18.698	23.721	23.721	183.905
Caixa e Equivalentes de Caixa (1101)	74.323	-	74.323										-	-	-	-	-
Investimentos temporários	866	461	1.327										461	-	-	-	461
SWAP VINCULADO À DÍVIDA BNP	-	42.386	42.386	Sim	CDI	105,90%	11/02/20	Trimestral	11/05/21	11/05/21	Parcela única em Maio/2021	Bullet (final)	42.386	-	-	-	42.386
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Tokyo Mitsubishi	-	37.395	37.395	Sim	CDI	106,95%	23/03/20	Trimestral	22/03/22	22/03/22	02 parcelas - Mar/21 e Mar/22	Outros	18.698	18.698	-	-	37.395
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Goldman Sachs	-	25.296	25.296	Sim	CDI	104,30%	17/02/20	Semestral	15/08/24	15/08/25	02 parcelas - Ago/24 e Ago/25	Outros	-	-	12.648	12.648	25.296
SWAP VINCULADO À DÍVIDA BNP	-	17.472	17.472	Sim	CDI	106,20%	18/02/20	Trimestral	17/05/21	17/05/21	Parcela única em Maio/2021	Bullet (final)	17.472	-	-	-	17.472
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Scotiabank	-	14.334	14.334	Sim	CDI	104,85%	20/04/20	Semestral	19/04/21	19/04/21	Parcela única em Abril/2021	Bullet (final)	14.334	-	-	-	14.334
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Goldman Sachs	-	11.344	11.344	Sim	CDI	104,30%	17/02/20	Semestral	15/08/24	15/08/25	02 parcelas - Ago/24 e Ago/25	Outros	-	-	5.672	5.672	11.344
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - SAFRA	-	10.802	10.802	Sim	CDI	104,30%	17/02/20	Semestral	15/08/24	15/08/25	02 parcelas - Ago/24 e Ago/25	Outros	-	-	5.401	5.401	10.802
SWAP VINCULADO À DÍVIDA BNP	-	9.045	9.045	Sim	CDI	99,80%	06/01/20	Semestral	06/07/21	06/07/21	Parcela única em Jul/2021	Bullet (final)	9.045	-	-	-	9.045
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Merrill Lynch	-	5.164	5.164	Sim	CDI	105,10%	06/03/20	Trimestral	07/06/21	07/06/21	Parcela única em Jun/2021	Bullet (final)	5.164	-	-	-	5.164
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Merrill Lynch	-	3.000	3.000	Sim	CDI	105,80%	06/03/20	Trimestral	07/06/21	07/06/21	Parcela única em Junho/2021	Bullet (final)	3.000	-	-	-	3.000
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Merrill Lynch	3.563	1.819	5.382	Sim	CDI	112,64%	26/02/20	Trimestral	26/05/20	24/05/21	05 parcelas - maio/19, nov/19, maio/20, nov/20 e maio/21	Outros	1.819	-	-	-	1.819
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Citibank	3.548	1.810	5.358	Sim	CDI	114,20%	26/02/20	Trimestral	26/05/20	24/05/21	05 parcelas - maio/19, nov/19, maio/20, nov/20 e maio/21	Outros	1.810	-	-	-	1.810
SWAP VINCULADO À DÍVIDA HSBC	3.532	1.798	5.330	Sim	CDI	116,00%	26/02/20	Trimestral	26/05/20	24/05/21	05 parcelas - maio/19, nov/19, maio/20, nov/20 e maio/21	Outros	1.798	-	-	-	1.798
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Merrill Lynch	3.524	1.778	5.302	Sim	CDI	105,62%	26/02/20	Trimestral	26/05/20	24/05/21	05 parcelas - maio/19, nov/19, maio/20, nov/20 e maio/21	Outros	1.778	-	-	-	1.778

13.3 Abertura dos Instrumentos Derivativos:

INSTRUMENTO DERIVATIVOS PASSIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Venci- mento	Custo Ponta Ativa	Custo Ponta Passiva	Valor Contratado	Ajuste a valor justo (*)
TOTAL DERIVATIVOS						1.693.729	197.490
Swap- Lei 4131	SCOTIABANK	18/04/2018	19/04/2021	US\$ + 3,8725%	104,85% CDI	76.161	14.334
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	11/05/2018	11/05/2021	US\$ + 4,19%	105,9% CDI	296.144	42.386
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	16/05/2018	17/05/2021	US\$ + 4,175%	106,2% CDI	129.312	17.472
Swap- Lei 4131	MERRILL LYNCH	06/06/2018	07/06/2021	EUR + 0,9441%	105,8% CDI	150.000	3.000
Swap- Lei 4131	MERRILL LYNCH	06/06/2018	07/06/2021	EUR + 0,9311%	105,1% CDI	161.000	5.164
Swap- Debênture	Goldman Sachs	06/09/2018	15/08/2025	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	117.090	25.296
Swap- Debênture	Goldman Sachs	06/09/2018	15/08/2025	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	52.510	11.344
Swap- Debênture	SAFRA	06/09/2018	15/08/2025	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	50.000	10.802
Swap- Lei 4131	Banco Tokyo Mitsubishi	26/03/2018	22/03/2022	USD + 3,9703%	106,95% CDI	158.592	37.395
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	28/12/2018	06/07/2021	USD + 4,2941%	99,80% CDI	228.114	9.045
Swap-LEI 4131 Sindicaliz.	Banco Citibank N.A.	23/05/2016	24/05/2021	USD + 2,7%	114,20% CDI	35.419	5.358
Swap-LEI 4131 Sindicaliz.	Banco HSBC	23/05/2016	24/05/2021	USD + 2,7%	116,00% CDI	35.419	5.330
Swap-LEI 4131 Sindicaliz.	Bank of America	23/05/2016	24/05/2021	USD + 2,7%	112,64% CDI	35.419	5.382
Swap-LEI 4131 Sindicaliz.	Bank of America	23/05/2016	24/05/2021	USD + 2,7%	105,62% CDI	35.419	5.302
Swap- Lei 4131	Bank of America	28/12/2018	25/02/2022	EUR + 0,9327%	103,5% CDI	133.130	(120)

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

13.4 Composição do Endividamento e Dívida Líquida:

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Total 2019	Total 2018
Dívida Bruta	29.455	239.114	3.760.169	4.028.739	4.043.516
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	7.911	106.203	1.506.418	1.620.532	1.638.421
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	17.931	127.202	2.076.125	2.221.258	2.214.683
Dívidas Tributárias (Refis, Paes,...)	3.614	5.709	-	9.323	19.791
Dívidas com Fundo de Pensão	-	-	177.506	177.506	89.922
Derivativos a pagar	-	-	120	120	8.395
Mtuos Passivos (Empresas Ligadas)	-	-	-	-	72.304
(-) Ativos Financeiros	-	(89.356)	(183.905)	(273.260)	(355.494)
Alta Liquidez	-	(75.189)	(461)	(75.650)	(255.314)
Derivativos a receber	-	(14.166)	(183.444)	(197.611)	(100.180)
Dívida Líquida	29.455	149.759	3.576.264	3.755.478	3.688.022

13.5 Empréstimos e financiamentos: movimentação:

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

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

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo								
Moeda nacional								
Pré Fixado	5.487	-	(5.736)	3.791	-	(3.820)	80.838	80.559
Pós Fixado								
TJLP e TLP	4.482	530.000	(8.145)	8.853	-	(8.684)	85.494	611.999
Selic	-	-	(2.411)	1.826	-	(1.380)	49.238	47.273
CDI	-	7.360	(1.920)	262	-	50	-	5.752
Outros	41.133	3.053	(16.471)	2.734	-	(1.131)	2.405	31.722
Total ao custo	51.101	540.413	(34.684)	17.467	-	(14.964)	217.975	777.308
Gastos com captação (*)	-	(14.032)	-	162	-	-	(820)	(14.690)
Mensuradas ao valor justo								
Moeda estrangeira								
Dólar	-	501.617	-	80.808	29.854	(35.763)	643.900	1.220.416
Euro	-	311.000	-	6.300	6.874	(1.576)	124.704	447.301
Marcação a mercado	-	-	-	(24.872)	-	-	(4.424)	(29.296)
Total ao valor justo	-	812.617	-	62.236	36.728	(37.340)	764.180	1.638.420
Total	51.101	1.338.998	(34.684)	79.865	36.728	(52.304)	981.335	2.401.039
Circulante	20.008							208.478
Não Circulante	31.093							2.192.561

13.6 Condições restritivas:

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

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2019.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

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

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

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

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

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

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2019.

13.7 Debêntures: movimentação:

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

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

Modalidade	Saldo em 31/12/2017	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Agrupamento - Incorporação do acervo (nota 1)	Saldo em 31/12/2018
Mensuradas ao custo - Pós fixado							
CDI	1.336.974	300.000	(1.343.005)	134.706	(150.316)	812.681	1.091.040
IPCA	-	-	-	8.156	(7.081)	139.443	140.518
Total ao custo	1.336.974	300.000	(1.343.005)	142.862	(157.397)	952.124	1.231.558
Gastos com captação (*)	(13.746)	(6.136)	-	14.379	-	(2.954)	(8.458)
Mensuradas ao valor justo - Pós fixado							
IPCA	-	219.600	-	5.476	-	-	225.076
Marcação a mercado	-	-	-	3.889	-	-	3.889
Total ao valor justo	-	219.600	-	9.365	-	-	228.965
Total	1.323.229	513.464	(1.343.005)	166.606	(157.397)	949.170	1.452.065
Circulante	12.125						51.148
Não Circulante	1.311.104						1.400.917

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

13.8 Condições restritivas

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

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2019.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2019.

14 BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação Família Previdência de Previdência Privada, que são distintos entre os colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A.), sendo conforme abaixo:

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

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

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

Ao final do exercício de 2019 a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial dos planos adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

14.1 - Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2019		31/12/2018	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	464.335	681.363	382.993	553.493
Valor justo dos ativos do plano	(466.390)	(503.857)	(413.043)	(463.571)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(2.055)	177.506	(30.050)	89.922
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (asset ceiling)	2.055	-	30.050	-
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	-	177.506	-	89.922

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

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2017	-	524.293
Efeito de agrupamento	381.242	-
Custo do serviço corrente bruto	29	2.790
Juros sobre obrigação atuarial	5.592	48.218
Contribuições de participantes vertidas no exercício	249	842
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	345
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	-	12.774
Benefícios pagos no exercício	(4.119)	(35.769)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2018	382.993	553.493
Custo do serviço corrente bruto	185	2.352
Juros sobre obrigação atuarial	34.342	48.796
Contribuições de participantes vertidas no exercício	620	1.136
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	73.759	113.836
Benefícios pagos no exercício	(27.564)	(38.250)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2019	464.335	681.363

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2017	-	(446.670)
Efeito do agrupamento	(409.240)	-
Rendimento esperado no exercício	(5.992)	(41.166)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(249)	(842)
Contribuições de patrocinadoras	(1.682)	(6.712)
Perda (ganho) atuarial	-	(3.950)
Benefícios pagos no exercício	4.119	35.769
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2018	(413.044)	(463.571)
Rendimento esperado no exercício	(37.500)	(40.947)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(620)	(1.136)
Contribuições de patrocinadoras	(7.748)	(6.949)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(35.042)	(29.504)
Benefícios pagos no exercício	27.564	38.250
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2019	(466.390)	(503.857)

14.2 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2019		31/12/2018	
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Passivo atuarial no início do exercício	-	89.922	-	77.589
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(178)	10.201	(31)	9.842
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(7.748)	(6.949)	(1.682)	(6.678)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	-	-	345
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	73.759	113.836	-	12.774
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(35.042)	(29.504)	-	(3.950)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(30.791)	-	1.713	-
Passivo atuarial no fim do exercício	-	177.506	-	89.922
Outras contribuições	-	42	-	-
Total passivo	-	177.548	-	89.922
Circulante	-	42	-	-
Não circulante	-	177.506	-	89.922

14.3- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2020 estão apresentadas no montante de R\$ 7.393 (plano 1) e R\$ 6.102 (plano 2).

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

Ano de pagamento	Plano 1	Plano 2
2020	28.695	38.642
2021	29.642	40.078
2022	30.980	41.785
2023	32.025	43.447
2024 a 2028	213.150	293.489
Total	334.492	457.441

Em 31 de dezembro de 2019, a duração média da obrigação do benefício definido foi 11,3 anos (Plano 1) e 12,5 anos (Plano 2).

14.4- Reconhecimento das despesas e receitas com entidade de previdência privada

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

	2020 estimadas		2019 realizadas		2018 realizada
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 2</i>
Custo do serviço	(308)	2.244	185	2.352	2.790
Juros sobre obrigações atuariais	33.434	49.190	34.342	48.796	48.218
Rendimento esperado dos ativos do plano	(33.885)	(36.272)	(37.500)	(40.947)	(41.166)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	153	-	2.795	-	-
Total da despesa (receita)	(606)	15.162	(178)	10.201	9.842

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

	Plano 1		Plano 2	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	7,43% a.a.	9,30% a.a.	7,43% a.a.	9,10% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	7,43% a.a.	9,30% a.a.	7,43% a.a.	9,10% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,97% a.a.	6,13% a.a.	5,97% a.a.	5,97% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para taxas nominais acima):	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015	BR-EMS sb v.2015
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light média	Light média	Light média	Light média
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

14.5 - Ativos do plano

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

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2019	2018	2019	2018
Renda fixa	76%	78%	74%	77%
Títulos públicos federais	66%	68%	64%	67%
Títulos privados (instituições financeiras)	5%	5%	5%	5%
Títulos privados (instituições não financeiras)	2%	3%	3%	3%
Fundos de investimento multimercado	2%	2%	2%	2%
Renda variável	21%	18%	21%	18%
Fundos de investimento em ações	21%	18%	21%	18%
Investimentos estruturados	0%	1%	1%	1%
Fundos imobiliários	0%	1%	1%	1%
Cotados em mercado ativo	96%	96%	96%	96%
Imóveis	2%	2%	2%	2%
Operações com participantes	1%	2%	2%	2%
Não cotados em mercado ativo	4%	4%	4%	4%

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

	Meta 2020 - Fundação Família Previdência	
	Plano 1	Plano 2
Renda fixa	76%	76%
Renda variável	9%	11%
Imóveis	2%	3%
Empréstimos e financiamentos	2%	2%
Investimentos estruturados	11%	8%
	100%	100%

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

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

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

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

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

14.6 - Análise de sensibilidade

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

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

· Se a taxa de desconto nominal (*) fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 13.297 no plano 1 e R\$ 21.548 no plano 2 (redução de R\$ 12.683 no plano 1 e R\$ 20.456 no plano 2).

· Se a tábua biométrica de mortalidade (**) fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 11.057 no plano 1 e R\$ 15.957 no plano 2 (aumento de R\$ 10.917 no plano 1 e R\$ 15.743 no plano 2).

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

A premissa utilizada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi BREMS sb v.2015. As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

14.7 - Risco de investimento:

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

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

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

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

15 ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	751	751	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	58.336	36.807	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	88.874	93.022	42.683	28.585
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	34.856	37.563	35.016	25.033
EPE / FNDCT	1.661	1.569	-	-
Total	184.477	169.713	77.698	53.617

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

Programas de 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.

16 TRIBUTOS

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<u>Circulante</u>		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	80.498	70.213
Programa de integração social - PIS	9.715	9.295
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	44.929	42.993
PIS/COFINS parcelamento	9.323	10.872
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	18.416	-
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	9.036	-
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	-	7.909
Outros	12.539	6.732
Total	<u>184.456</u>	<u>148.014</u>
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS parcelamento	-	8.919
Total	<u>-</u>	<u>8.919</u>

17 PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	<u>31/12/2019</u>		<u>31/12/2018</u>	
	<u>Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais e cauções</u>	<u>Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais e cauções</u>
Trabalhistas	84.546	50.645	89.351	56.275
Cíveis	80.726	28.926	88.103	28.426
Fiscais	25.747	37.924	19.898	37.439
Regulatório	12.656	-	33.571	-
Outros	369	-	369	-
Total	<u>204.044</u>	<u>117.494</u>	<u>231.292</u>	<u>122.139</u>

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

	<u>Saldo em 31/12/2018</u>	<u>Adições</u>	<u>Reversões</u>	<u>Pagamentos</u>	<u>Atualização monetária</u>	<u>Saldo em 31/12/2019</u>
Trabalhistas	89.351	38.052	(10.941)	(40.838)	8.922	84.546
Cíveis	88.103	46.185	(18.297)	(45.788)	10.523	80.726
Fiscais	19.898	7.090	(1.436)	(636)	832	25.747
Regulatórios	33.571	4.936	(15.134)	(12.980)	2.262	12.656
Outros	368	-	-	-	1	369
Total	<u>231.292</u>	<u>96.264</u>	<u>(45.806)</u>	<u>(100.244)</u>	<u>22.538</u>	<u>204.044</u>

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

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

a) Trabalhistas - Os processos trabalhistas movidos por ex-funcionários e terceirizados da Companhia requerem, em geral, o pagamento de horas extras, adicional de periculosidade, insalubridade e equiparação salarial. Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a Companhia registrou provisão nas categorias de sub-rogados da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, empregados próprios, terceirizados e ações de indenização;

b) Cíveis - As causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, entre outros;

c) Fiscais - Os processos fiscais são relativos a Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Imposto sobre Serviços de qualquer Natureza – ISSQN, SAT e ICMS, cujas discussões são mantidas na esfera administrativa e judicial;

d) Regulatórios - Os processos regulatórios estão relacionados há não conformidades na apuração de indicadores de continuidade individuais e coletivos dos anos de 2011 e 2015 e fiscalização técnica comercial periódica ocorrida em outubro de 2015; e

e) Outros - Referem-se a Autos de Infração da AGERGS - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS.

Perdas possíveis:

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

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

	31/12/2019	31/12/2018	Principais causas
Trabalhistas	250.205	421.899	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	776.381	683.201	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	963.411	992.491	Imposto de Renda e Contribuição Social
Fiscais - Outros	648.043	563.390	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatórias	49.522	58.612	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	2.687.561	2.719.592	

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

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

18 OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Consumidores e concessionárias	35.050	33.076	51.332	47.831
Adiantamentos	945	435	210	378
Descontos tarifários - CDE	62.943	81.487	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	4	4	-	-
Convênios de arrecadação	29.605	27.026	-	-
Garantias	-	-	823	502
Outros	6.211	14.783	36.408	32.134
Total	134.758	156.811	88.773	80.845

Consumidores e concessionárias: As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização. O saldo no passivo não circulante de R\$ 51.332 (R\$ 47.831 em 31 de dezembro de 2018), refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 34).

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

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

19 OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições (A)	Transferências (B)	Valor Bruto em 31/12/2019	Adições Líquidas (A)+(B)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2019
Em serviço	902.588	3.804	26.800	933.192	30.604	(294.314)	638.878
Participação da União, Estados e Municípios	62.774	-	-	62.774	-	(26.479)	36.294
Participação Financeira do Consumidor	583.658	3.762	11.440	598.860	15.203	(226.418)	372.442
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	60.541	-	15.359	75.900	15.359	(9.116)	66.784
Programa de Eficiência Energética - PEE	1.493	-	-	1.493	-	(715)	777
Pesquisa e Desenvolvimento	19.026	42	-	19.068	42	(5.008)	14.060
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	25.110	-	-	25.110	-	(12.645)	12.465
Outros	149.988	-	-	149.988	-	(13.933)	136.055
Ultrapassagem de demanda	50.813	-	-	50.813	-	(4.462)	46.351
Excedente de reativos	89.572	-	-	89.572	-	(7.754)	81.819
Outros	9.603	-	-	9.603	-	(1.717)	7.886
(-) Amortização Acumulada - AIS	(257.583)	(36.732)	-	(294.314)	(36.732)	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(24.068)	(2.411)	-	(26.479)	(2.411)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(202.779)	(23.639)	-	(226.418)	(23.639)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(6.593)	(2.523)	-	(9.116)	(2.523)	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(658)	(57)	-	(715)	(57)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(4.196)	(812)	-	(5.008)	(812)	-	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(11.549)	(1.096)	-	(12.645)	(1.096)	-	-
Outros	(7.739)	(6.193)	-	(13.933)	(6.193)	-	-
Ultrapassagem de demanda	(2.333)	(2.129)	-	(4.462)	(2.129)	-	-
Excedente de reativos	(4.055)	(3.699)	-	(7.754)	(3.699)	-	-
Outros	(1.351)	(366)	-	(1.717)	(366)	-	-
Em curso	72.208	43.312	(26.800)	88.721	16.513	-	88.721
Participação da União, Estados e Municípios	9	-	-	9	-	-	9
Participação Financeira do Consumidor	55.430	24.231	(15.920)	63.741	8.311	-	63.741
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	1.380	63	-	1.442	63	-	1.442
Pesquisa e Desenvolvimento	76	-	-	76	-	-	76
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	8.393	-	-	8.393	-	-	8.393
Outros	6.920	19.019	(10.880)	15.059	8.139	-	15.059
Outros	6.920	19.019	(10.880)	15.059	8.139	-	15.059
Total	717.214	10.385	-	727.599	10.385	(294.314)	727.599

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

Obrigações Especiais 2019	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
Em serviço	3,80%	689.029	244.163	933.192
Participação da União, Estados e Municípios		62.774	-	62.774
Participação Financeira do Consumidor		354.697	244.163	598.860
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		75.900	-	75.900
Programa de Eficiência Energética - PEE		1.493	-	1.493
Pesquisa e Desenvolvimento		19.068	-	19.068
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		25.110	-	25.110
Outros		149.988	-	149.988
Ultrapassagem de demanda		50.813	-	50.813
Excedente de reativos		89.572	-	89.572
Outros		9.603	-	9.603
(-) Amortização Acumulada		(197.208)	(97.106)	(294.314)
Participação da União, Estados e Municípios		(26.479)	-	(26.479)
Participação Financeira do Consumidor		(129.312)	(97.106)	(226.418)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(9.116)	-	(9.116)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(715)	-	(715)
Pesquisa e Desenvolvimento		(5.008)	-	(5.008)
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		(12.645)	-	(12.645)
Outros		(13.933)	-	(13.933)
Ultrapassagem de demanda		(4.462)	-	(4.462)
Excedente de reativos		(7.754)	-	(7.754)
Outros		(1.717)	-	(1.717)
Total		491.821	147.057	638.878

20 PATRIMÔNIO LÍQUIDO

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

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

20.1 - Gestão do Capital

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

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

Ao longo de 2019, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,63 vezes o EBITDA societário ao final de 2019, no critério de medição dos *covenants* financeiros da Companhia, menor do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 3,5, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

20.2 - Capital Social

Através da AGE de 29 de abril de 2019, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 21.714, referente capitalização do benefício fiscal do ágio apurado nos exercícios de 2017 e 2018 sem emissão de novas ações.

20.3 Reserva de Capital

Refere-se benefício fiscal do Intangível Incorporado oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna e da Rio Grande Energia de R\$ 195.676.

20.3 – Reservas de lucros

É composta por:

- (a) Reserva legal no montante de R\$ 151.569: complemento em 2019 de R\$ 31.200 para resultar no total de reserva, considerando reserva de capital e reserva legal, correspondente ao limite de 30% do capital social.
- (b) Reserva estatutária – reforço de capital de giro de R\$ 177.199, sendo R\$119.409 constituída em 2018, considerando o cenário macro com uma incipiente retomada econômica e também considerando as incertezas quanto hidrologia e R\$ 57.790 que foi incorporada (nota 1).
- (c) Dividendo não distribuído de R\$ 11.479, referente à parcela de dividendos devido ao sócio controlador originada pelo ágio auferido na incorporação reversa da controladora AES Guaíba I em abril de 1998, retida à época por deliberação do sócio controlador, líquida da absorção de prejuízos do exercício de 2017.

20.4 - Resultado abrangente acumulado:

20.4.1 - Reserva de Reavaliação:

O saldo credor de R\$ 927.256 (R\$ 611.989 líquido dos tributos) corresponde aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010.

20.4.2 - Entidade de previdência privada

O saldo devedor de R\$ 160.195 refere-se aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes relativo aos ganhos (perdas) atuarias em conformidade com o CPC 33 (R2).

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

Na AGO de 29 de abril de 2019 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2018, através de (i) declaração juros sobre o capital próprio imputado como dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 110.956 (R\$ 94.313 líquido do IRRF), correspondente a R\$ 98,589786348 (R\$ 83,801318396 líquido dos efeitos tributários); e (ii) dividendo adicional proposto no montante de R\$ 155.688, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 138,336590149.

Na AGE de 09 de agosto de 2019 foi aprovada a declaração de R\$ 168.500 como dividendos intercalares, os quais deverão ser imputados ao dividendo mínimo obrigatório do exercício de 2019.

No exercício de 2019, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 445.295 sendo R\$ 94.312 referente a juros sobre o capital próprio e R\$ 350.983 de dividendos.

20.6 - Destinação do lucro líquido societário do exercício

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

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

	<u>2019</u>
Lucro líquido do exercício	623.996
Reserva legal	(31.200)
Dividendo intermediário	(168.500)
Dividendo adicional proposto	(424.296)

21 RECEITA

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Fornecimento - Faturado	2.921.317	2.871.109	12.644.215	7.569.943	5.054.906	3.015.498
Residencial	2.447.937	2.397.506	5.604.964	3.190.983	2.483.672	1.465.145
Industrial	20.028	20.132	1.843.942	1.034.062	705.334	414.073
Comercial	178.340	180.373	2.227.066	1.297.551	1.000.940	598.502
Rural	249.778	248.448	1.548.410	1.254.948	385.666	256.856
Poder público	21.252	20.766	369.708	238.510	155.606	104.307
Iluminação pública	450	441	578.297	292.178	128.401	69.031
Serviço público	3.532	3.443	471.827	261.712	195.288	107.584
Consumo próprio	227	242	6.520	3.125	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			2.871.753	982.267	675.369	254.112
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					5.517.234	2.708.219
Consumidores Cativos					4.599.280	2.319.097
Consumidores Livres					917.954	389.121
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					9.832	14.714
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					(98.774)	27.531
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					(265.688)	81.678
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(40.559)	(28.875)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					207.473	(25.272)
Outras Receitas Vinculadas					770.723	419.363
Serviços Cobráveis					14.865	11.522
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					755.858	407.842
Total	2.921.544	2.871.351	15.522.487	8.555.335	11.929.290	6.439.436

21.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

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

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

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

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

Em 17 de abril de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.385, relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2018, em 18,45%, sendo 11,57% referentes ao reajuste tarifário econômico e 6,88% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 22,47%.

Por conta do agrupamento da concessão descrito na nota 1, em 2018 está sendo considerada também os efeitos da Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) de 2018 da incorporada autorizada pela ANEEL em 12 de junho de 2018 por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.401, onde suas tarifas foram em média, reajustadas em 21,27%, sendo 15,56% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e 5,71% relativos aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2017). O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 20,58% (conforme divulgado na Resolução Homologatória), quando comparado à Revisão Tarifária Anual (“RTA”) ocorrida em 13 de junho de 2017.

As novas tarifas estão em vigor para o período de 19 de junho de 2018 a 18 de junho de 2019.

21.3 – 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\$ 755.858 (R\$ 407.841 em 2018), sendo (i) R\$ 29.063 (R\$ 19.127 em 2018) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 592.371 (R\$ 374.805 em 2018) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 259 (R\$ 901 em 2018) de desconto tarifário – liminares e (iv) R\$ 134.165 (R\$ 13.008 em 2018) de subvenção CCRBT.

21.4 – 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.

22 CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2019	2018	2019	2018
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	3.441.689	2.179.168	869.172	514.921
Energia de curto prazo	499.713	853.281	155.835	245.842
PROINFRA	355.162	200.249	115.129	53.550
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	13.902.779	6.762.294	3.261.142	1.598.340
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(378.908)	(213.326)
Subtotal	18.199.342	9.994.993	4.022.370	2.199.326
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			605.047	368.445
Encargos de transporte de itaipu			87.805	52.242
Encargos de conexão			105.232	56.472
Encargos de uso do sistema de distribuição			1.470	5.344
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			(824)	(2.216)
Encargos de energia de reserva - EER			39.407	20.289
Crédito de PIS e COFINS			(77.528)	(47.435)
Subtotal			760.610	453.139
Total			4.782.980	2.652.466

(*) Conta de energia de reserva

23 PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2019	2018
<u>Pessoal</u>		
Remuneração	172.502	98.121
Encargos	46.944	28.775
Previdência privada - Corrente	2.733	1.573
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	10.023	9.811
Programa de demissão voluntária	-	278
Despesas rescisórias	7.029	4.474
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	20.248	13.627
Outros benefícios - Corrente	69.574	40.425
Outros	1.468	1.329
Subtotal	330.519	198.413
<u>Administradores</u>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	4.050	1.015
Benefícios dos administradores	2.260	1.154
Subtotal	6.311	2.169
Total	336.829	200.582

24 RESULTADO FINANCEIRO

<u>Receitas</u>	2019	2018
Rendas de aplicações financeiras	19.006	15.229
Acréscimos e multas moratórias	94.539	56.563
Atualização de créditos fiscais	3.324	3.122
Atualização de depósitos judiciais	4.298	2.839
Atualizações monetárias e cambiais	55.230	83.542
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	1.830	564
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	76.259	44.652
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(10.797)	(6.522)
Outros	15.064	10.479
Total	258.753	210.468
<u>Despesas</u>		
Encargos de dívidas	(180.609)	(130.291)
Atualizações monetárias e cambiais	(117.129)	(127.910)
(-) Juros capitalizados	11.495	3.867
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	(45.516)	(35.388)
Outros	(40.312)	(26.301)
Total	(372.070)	(316.023)
Resultado Financeiro	(113.317)	(105.554)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2019 (Em 2018 foram capitalizados a uma taxa média de 8,23% a.a. até abril e 8,09% a.a. a partir de maio) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais da despesa contempla os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 81.852 no exercício de 2019 (ganhos de R\$ 53.968 em 2018) (nota 28)

25 TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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

- State Grid Brazil Power Participações S/A.

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

- ESC Energia S.A.

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

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

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

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

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, vide nota 14 Entidade de Previdência Privada.

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

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

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2019, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 6.310 (R\$ 4.397 em 2018). Este valor é composto por R\$ 5.149 (R\$ 3.494 em 2018) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 185 (R\$ 97 em 2018) de benefícios pós-emprego e R\$ 976 (R\$ 806 em 2018) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

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

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia são como seguem:

Empresas	Passivo		Despesa/custo	
	31/12/2019	31/12/2018	2019	2018
Encargos - Rede básica				
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	1.060	-	59.385	21.629

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
Alocação de despesas entre empresas								
Companhia Paulista de Força e Luz	267	621	1.698	3.697	-	-	17.786	9.761
Companhia Piratininga de Força e Luz	135	271	1.406	2.776	-	-	15.815	9.106
Companhia Jaguarí de Energia	42	157	59	226	-	-	290	56
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	13	-	-	-	-
CPFL Energia S.A.	12	38	-	-	-	-	(152)	(156)
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	46	20	-	-	26	4	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	30	-	-	102	32
Contrato de Mútuo								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	72.304	-	-	19	19
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	121.107	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviço								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	17	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (*)	104	3.184	2.497	242	-	2.267	1.391	102
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	1.598	1.178	-	-	20.063	11.594
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	890	1.220	-	-	19.410	13.188
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	394	-	-	-	2.093	116
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	588	1.481	-	-	9.993	10.190
Nect Ser Adm Rec Hum Ltda	-	-	494	-	-	-	1.467	-
Nect Ser Adm Financ Ltda	-	-	342	-	-	-	1.057	-
Nect Ser Adm Sup Log Ltda	-	-	435	-	-	-	1.330	-
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	19	40	-	-	472	32
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	8	8	-	-	88	85
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	102	580	-	-	3.687	3.386
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	101	80	-	-	905	630
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	276	216	-	-	2.433	1.669
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	2.479	3.750	-	-	19.051	14.647
CPFL Renováveis - Consolidado	-	8	152	(75)	95	21	2.904	146
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	59	38
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	58	31
Outras operações financeiras								
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	7	-	-	-
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	6	-	-	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	1.273	565

(*) 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 R\$ 26.526 no exercício de 2019 (R\$ 1.959 em 2018), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

26 SEGUROS

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

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2019</u>
Ativo imobilizado	Riscos nomeados	92.000
Transporte	Transporte nacional	311.097
Responsabilidade civil	Geral e riscos ambientais	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	258.080
Garantia	Seguro Garantia	1.081.904
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	203.000
Total		1.981.081

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

27 GESTÃO DE RISCO

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

Estrutura do gerenciamento de risco

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

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe a este fórum, tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva para saná-los.

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

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

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

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

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

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

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

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade 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 28.

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

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

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

Em 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.

28 INSTRUMENTOS FINANCEIROS

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

	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	31/12/2019	
					Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	74.323	74.323
Investimentos temporários		(a)	(2)	Nível 1	1.327	1.327
Instrumentos financeiros derivativos	29	(a)	(2)	Nível 2	197.610	197.610
					<u>273.260</u>	<u>273.260</u>
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	824.470	824.286
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	13	(a)	(2)	Nível 2	1.620.532	1.620.532
Debêntures - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	1.137.377	1.133.275
Debêntures - principal e encargos (**)	13	(a)	(2)	Nível 2	259.411	259.411
Instrumentos financeiros derivativos	28	(a)	(2)	Nível 2	120	120
Total					<u>3.841.910</u>	<u>3.837.624</u>

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um efeito no resultado e resultado abrangente de perda de R\$ 50.142 em 2019 (um ganho de R\$ 16.557 em 2018).

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

Legenda	
Categoria	Mensuração
(a) - Valor justo contra o resultado	(1) - Mensurado ao custo amortizado
(b) - Outros passivos financeiros	(2) - Mensurado ao valor justo

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

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

Adicionalmente, não houve em 2019 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

a) Valorização dos instrumentos financeiros

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

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

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

b) Instrumentos derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia possui *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 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 justos, líquidos	Valores a custo, líquidos (1)	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo							
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	142.004	-	142.004	126.969	15.036	US\$ + (Libor 3 meses + 0,95%) de (3,29% a 3,65%)	99,80% a 116% do CDI	out/18 a mar/22	1.029.999
Empréstimos bancários - Lei 4.131	8.164	(120)	8.044	9.396	(1.352)	Euro + 0,79 a 0,80%	103,5% a 105,8% do CDI	jun/21 a fev/22	444.130
	150.168	(120)	150.048	136.364	13.684				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	47.442	-	47.442	10.272	37.171	IPCA + 5,80%	104,3% do CDI	ago/25	219.600
Total	197.611	(120)	197.490	146.636	50.854				
Circulante	14.166	-							
Não circulante	183.444	(120)							

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

(1) Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocional refere-se ao saldo principal da dívida e é reduzido de acordo com a respectiva amortização.

A Companhia optou por marcar a mercado a dívida e debêntures 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 nas rubricas de atualizações monetárias e cambiais:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado	
	2019	2018
Variação de taxas de juros	7.742	(2.509)
Marcação a mercado	24.672	-
Variação cambial	22.577	68.767
Marcação a mercado	26.861	(12.544)
	81.852	53.713

f) Risco de mercado

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

d) Análise de sensibilidade

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

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

d.1) Variação cambial

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

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa) no resultado		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(1.170.869)		(24.546)	274.307	573.161
Instrumentos financeiros derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.185.672		24.857	(277.775)	(580.408)
	14.803	baixa dolar	311	(3.468)	(7.247)
Instrumentos financeiros passivos	(449.662)		(18.670)	98.413	215.496
Instrumentos financeiros derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	455.325		18.904	(99.653)	(218.210)
	5.662	baixa euro	235	(1.240)	(2.714)
Total	20.466		546	(4.708)	(9.961)

(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., sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 4,12 e R\$ 4,72 e a depreciação cambial de 2,10% e 4,15% do dólar e do euro respectivamente de 31 de dezembro de 2019.

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

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

d.2) Variação das taxas de juros

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

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Receita (despesa) no resultado		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	1.718				78	97	117
Instrumentos financeiros passivos	(1.000.563)				(45.426)	(56.782)	(68.138)
Instrumentos financeiros derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(1.715.938)				(77.904)	(97.379)	(116.855)
	<u>(2.714.783)</u>	alta CDI	5,97%	4,54%	<u>(123.252)</u>	<u>(154.064)</u>	<u>(184.876)</u>
Instrumentos financeiros passivos	(38.075)				(1.938)	(2.422)	(2.907)
	<u>(38.075)</u>	alta TJLP	6,30%	5,09%	<u>(1.938)</u>	<u>(2.422)</u>	<u>(2.907)</u>
Instrumentos financeiros passivos	(1.106.614)				(50.572)	(63.215)	(75.858)
Instrumentos financeiros derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	272.431				12.450	15.563	18.675
	<u>(834.182)</u>	alta IPCA	4,20%	4,57%	<u>(38.122)</u>	<u>(47.652)</u>	<u>(57.183)</u>
Ativos e passivos financeiros setoriais	340.782				15.540	11.655	7.770
Instrumentos financeiros passivos	(34.696)				(1.582)	(1.187)	(791)
	<u>306.086</u>	baixa SELIC	5,97%	4,56%	<u>13.958</u>	<u>10.468</u>	<u>6.979</u>
Total	<u>(3.280.954)</u>				<u>(149.354)</u>	<u>(193.670)</u>	<u>(237.987)</u>

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

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

Adicionalmente, as dívidas com exposição a indexadores pré-fixados gerariam uma despesa de R\$ 181.234.

e) Risco de crédito

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

Caixa, equivalentes de caixa e investimentos temporários

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

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos ratings de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2019 e 2018 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

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

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor, consistindo em um grande número de pequenos saldos.

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

Em 31 de dezembro de 2019, a exposição máxima ao risco de crédito para contas a receber por tipo de contraparte era representada pelo saldo total registrado apresentado na nota 6 – Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um rating de pelo menos AA-, baseado nas principais agências de *rating* de crédito do mercado. A Administração não identificou para os exercícios de 2019 e 2018 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

f) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2019, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações

31/12/2019	Nota explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	12	783.901	-	-	-	-	148.247	932.147
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	13.066	54.182	358.694	1.917.706	235.126	265.768	2.844.543
instrumentos financeiros derivativos	28	-	-	-	120	-	-	120
Debêntures - principal e encargos	13	-	19.463	51.385	406.258	1.112.304	150.812	1.740.222
Encargos Setoriais	15	59.087	-	-	-	-	-	59.087
Outros		8.730	57.586	14.244	-	-	51.332	131.891
Consumidores e concessionárias	18	8.730	26.320	-	-	-	51.332	86.382
EPE / FNDCT / PROCEL	15	-	1.661	14.244	-	-	-	15.905
Convênio de arrecadação	18	-	29.605	-	-	-	-	29.605
Total		864.784	111.768	372.938	1.917.826	235.126	465.346	3.967.788

29 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	378.173	127.995	783.207	208.205
Compra estimada (*)	121.540	27.840	73.654	6.319
Total	499.713	155.835	856.861	214.524

	2019		2018	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	846.866	184.505	743.923	327.981
Venda estimada (*)	102.937	28.346	66.244	6.525
Total	949.803	212.852	810.167	334.506

(*) Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1 de novembro de 2019 a 31 de dezembro de 2019 (período de 1 de novembro de 2018 a 31 de dezembro de 2018), os valores foram estimados pela Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

30 REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

30.1. Revisão Tarifária Periódica

Entre 27 de março de 2018 e 12 de maio de 2018, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 16/2018 as metodologias e os critérios gerais para o quarto ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia.

Após análise das contribuições recebidas, por meio da AP nº 004/2018 e AP nº 16/2018 amparada pelo laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e pelos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, em 12 de junho de 2018, a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória 2.401/2018, o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Rio Grande Energia S/A. e em 17 de abril de 2018 a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória 2.385/2018, o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da RGE SUL Distribuidora de Energia S/A. onde foram em média reajustadas em 20,58% para RGE e

22,47% para a RGE SUL as tarifas, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos das distribuidoras.

Após a homologação do resultado, a RGE vislumbrou a necessidade de interpor pedido de reconsideração à ANEEL, o qual ainda se encontra em tramitação, não tendo sido julgado pela ANEEL até o mês de março/2019.

30.2. Composição da Base de Remuneração Regulatória

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

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

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração veículos, edificações, hardwares e softwares. Estes ativos são remunerados por meio da Base de Anuidade Regulatória - BAR. A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, demonstrado na Nota Técnica RGE n.º 135/2018-SGT/ANEEL e Nota Técnica RGE SUL n.º 76/2018 SGT/ANEEL

Descrição	Valores - R\$ Mil	
	RGE	RGE Sul
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	5.918.687	4.945.792
(6) Depreciação Acumulada	2.562.644	2.334.386
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	3.356.043	2.611.407
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	5.821	9.124
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	3.350.222	2.602.283
(10) Almojarifado em Operação	6.021	10.514
(11) Ativo Diferido	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	404.243	292.030
(13) Terrenos e Servidões	80.358	67.931
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	3.032.357	2.388.698
(15) Saldo RGR PLPT	4.337	22.243
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-	-
(19) RC sem Obrigações Especiais	371.267	290.290
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	7.963	5.122
(21) Remuneração do Capital (RC)	379.230	295.412

30.3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – “CAIMI”

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

A remuneração dos ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) é determinada a partir de uma relação do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, conforme Nota Técnica RGE n.º 135/2018-SGT/ANEEL e Nota Técnica RGE SUL n.º 76/2018 SGT/ANEEL

Descrição	Valores - R\$ Mil	
	RGE	RGE Sul
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	387.708	333.509
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	174.468	150.079
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	46.525	40.021
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	166.714	143.409
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	19.642	16.896
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	9.498	8.171
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	41.675	35.849
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	70.816	60.916

30.4. Reajuste Tarifário Anual

Em 4 de dezembro de 2018, Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu, por meio da REA n.º 7.499/2018, autorizar o agrupamento das áreas de concessão das empresas RGE Sul e RGE a partir de 1º de janeiro de 2019, com incorporação pela RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. - RGE e definição da data-base para reajuste e revisão da concessão reagrupada para 19 de junho.

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

No reajuste tarifário anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, as empresas distribuidoras de energia elaboram os pleitos para o reajuste das tarifas de energia elétrica, com base em fórmula definida no contrato de concessão, que considera para os custos não gerenciáveis (Parcela A), as variações de custo incorridas no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IGP-M, ajustado pela aplicação do Fator X.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Homologatória n.º 2.557, de 11 de junho de 2019, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da distribuidora resultante do processo de reajuste tarifário de 2019, cujos feitos médios específicos a serem percebidos pelos consumidores, conforme a tarifa da distribuidora anterior responsável pelo atendimento, de acordo com a tabela seguinte:

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

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

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

31.1. Balanço Patrimonial

	31/12/2019			31/12/2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativo						
Ativo Circulante	2.511.862	(498.251)	2.013.611	2.941.751	(771.965)	2.169.786
Caixa e Equivalentes de Caixa	74.323	-	74.323	245.073	-	245.073
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	1.339.776	-	1.339.776	1.254.981	-	1.254.981
Serviços em Curso	51.981	428	52.409	53.801	460	54.261
Tributos Compensáveis	76.226	-	76.226	99.234	-	99.234
Almoxarifado Operacional	24.628	-	24.628	21.084	-	21.084
Investimentos Temporários	866	-	866	797	-	797
Ativos Financeiros Setoriais	839.989	(498.088)	341.901	1.086.856	(771.765)	315.091
Despesas Pagas Antecipadamente	14.988	-	14.988	71.250	-	71.250
Instrumentos Financeiros Derivativos	14.166	-	14.166	9.811	-	9.811
Outros Ativos Circulantes	74.919	(592)	74.327	98.863	(659)	98.204
Ativo Não Circulante	9.034.649	(1.220.435)	7.814.214	8.665.707	(1.351.326)	7.314.380
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	127.151	-	127.151	145.776	-	145.776
Tributos Compensáveis	91.257	-	91.257	82.452	-	82.452
Depósitos Judiciais e Cauções	117.494	461	117.955	122.139	9.444	131.583
Investimentos Temporários	461	(461)	-	9.444	(9.444)	-
Tributos Diferidos	319.508	99.239	418.747	320.331	168.988	489.319
Ativos Financeiros Setoriais	303.727	(303.727)	-	406.838	(313.117)	93.722
Despesas Pagas Antecipadamente	212	-	212	157	-	157
Bens e Direitos para Uso Futuro	378	(378)	-	378	(378)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	183.444	-	183.444	90.369	-	90.369
Ativo Financeiro da Concessão	-	3.801.382	3.801.382	-	3.229.979	3.229.979
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	427.681	(427.681)	-	479.783	(479.783)	-
Imobilizado	7.237.601	(7.237.601)	-	6.768.539	(6.753.825)	14.713
Ativo contratual em curso	-	445.157	445.157	-	345.450	345.450
Intangível	225.736	2.403.175	2.628.911	239.499	2.451.360	2.690.860
Total do Ativo	11.546.511	(1.718.686)	9.827.825	11.607.457	(2.123.291)	9.484.167
Passivo						
Passivo Circulante	2.095.243	(498.088)	1.597.156	2.324.421	(772.137)	1.552.284
Fornecedores	783.901	-	783.901	583.565	-	583.565
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	259.247	-	259.247	331.931	(72.304)	259.626
Obrigações Sociais e Trabalhistas	50.275	-	50.275	41.514	-	41.514
Benefício Pós-Emprego	42	-	42	-	-	-
Tributos	184.456	-	184.456	148.014	-	148.014
Mutuo com Coligadas, controladas e controladora	-	-	-	-	72.304	72.304
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	-	-	-	121.107	-	121.107
Encargos Setoriais	184.477	-	184.477	169.713	(372)	169.341
Passivos Financeiros Setoriais	498.088	(498.088)	-	771.765	(771.765)	-
Outros Passivos Circulantes	134.758	-	134.758	156.811	-	156.811
Passivo Não Circulante	5.311.375	(1.031.325)	4.280.050	5.234.937	(1.030.330)	4.204.607
Fornecedores	148.247	-	148.247	138.138	-	138.138
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.582.543	-	3.582.543	3.593.478	-	3.593.478
Benefício Pós-Emprego	177.506	-	177.506	89.922	-	89.922
Tributos	-	-	-	8.919	-	8.919
Provisão para Litígios	204.044	-	204.044	231.292	-	231.292
Encargos Setoriais	77.698	-	77.698	53.617	-	53.617
Passivos Financeiros Setoriais	304.846	(303.727)	1.119	313.117	(313.117)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	120	-	120	8.395	-	8.395
Outros Passivos Não Circulantes	88.773	-	88.773	80.845	-	80.845
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	727.599	(727.599)	-	717.214	(717.214)	-
Total do Passivo	7.406.618	(1.529.413)	5.877.205	7.559.358	(1.802.468)	5.756.891
Patrimônio Líquido						
Capital Social	2.809.820	-	2.809.820	2.788.106	(69.672)	2.718.434
Reservas de Capital	195.676	-	195.676	217.390	69.672	287.062
Outros Resultados Abrangentes	451.794	(591.260)	(139.466)	598.355	661.357	(63.001)
Reservas de Lucros	340.247	308.566	648.814	309.048	320.045	629.094
Prejuízos Acumulados	(81.942)	81.942	-	(20.488)	20.488	-
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	424.296	11.479	435.776	155.688	-	155.688
Total do Patrimônio Líquido	4.139.892	(189.273)	3.950.620	4.048.099	(320.823)	3.727.276
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	11.546.511	(1.718.686)	9.827.825	11.607.457	(2.123.291)	9.484.167

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes nos balanços patrimoniais apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória nos exercícios de 2019 e 2018:

Reclassificações e ajustes de 2019:

Regulatório	Reclassificações					Ajustes					Societário
	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigações Especiais (c)	Bens não vinculados	Outros Ativos Circulantes	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.5)	
Ativo											
Ativo Circulante											
Serviços em Curso	51.981	-	-	-	-	428	-	-	-	-	52.409
Ativos Financeiros Setoriais	839.989	(498.088)	-	-	-	-	-	-	-	-	341.901
Outros Ativos Circulantes	74.919	-	-	-	-	(592)	-	-	-	-	74.327
Ativo Não Circulante											
Tributos diferidos	319.508	-	-	-	-	-	-	-	-	99.239	418.747
Ativos Financeiros Setoriais	303.727	(303.727)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	3.460.108	(274.409)	-	-	-	615.683	-	-	3.801.382
Bens e Direitos para Uso Futuro	378	-	-	-	(378)	-	-	-	-	-	-
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	427.681	-	-	-	(427.681)	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	7.237.601	-	(3.460.108)	274.409	-	-	(1.045.648)	-	-	-	-
Ativo contratual em curso	-	-	-	533.878	(88.721)	-	-	-	-	-	445.157
Intangível	225.736	-	-	2.472.376	(491.821)	-	(28.664)	-	23.225	-	2.628.911
Total	9.481.519	(801.815)	-	(580.542)	-	(164)	(1.074.313)	615.683	23.225	99.239	7.762.834
Passivo											
Passivo Circulante											
Passivos Financeiros Setoriais	498.088	(498.088)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante											
Passivos Financeiros Setoriais	304.846	(303.727)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.119
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	727.599	-	-	(580.542)	-	-	(147.057)	-	-	-	-
Total	1.530.532	(801.815)	-	(580.542)	-	-	(147.057)	-	-	-	1.119
Total	7.950.987	-	-	-	-	(164)	(927.256)	615.683	23.225	99.239	7.761.715

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

Reclassificações e ajustes de 2018:

Regulatório	Reclassificações						Ajustes					Societário	
	Mútuos	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigação Especial (c)	Bens não vinculados	Outros Ativos Circulantes	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	Encargos Setoriais P&D e PEE (31.3.4)		IR e CS Diferidos (31.3.6)
Ativo													
Ativo Circulante													
Serviços em Curso	53.801	-	-	-	-	-	460	-	-	-	-	-	54.261
Ativos Financeiros Setoriais	1.086.856	-	(771.765)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	315.091
Outros Ativos Circulantes	98.863	-	-	-	-	-	(659)	-	-	-	-	-	98.204
Ativo Não Circulante													
Tributos diferidos	320.331	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	168.988	489.319
Ativos Financeiros Setoriais	406.838	-	(313.117)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93.722
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	2.971.453	-	(254.598)	-	-	513.124	-	-	-	-	3.229.979
Bens e Direitos para Uso Futuro	378	-	-	-	-	(378)	-	-	-	-	-	-	-
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	479.783	-	-	-	-	(479.783)	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	6.768.539	-	(2.971.453)	(2.876.789)	254.598	-	-	(1.160.181)	-	-	-	-	14.713
Ativo contratual em curso	-	-	-	417.658	(72.208)	-	-	-	-	-	-	-	345.450
Intangível	239.499	-	-	2.459.131	(488.673)	480.161	-	(30.454)	-	31.196	-	-	2.690.860
9.454.889	-	(1.084.882)	-	-	(560.882)	-	(199)	(1.190.635)	513.124	31.196	-	168.988	7.331.598
Passivo													
Passivo Circulante													
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	331.931	(72.304)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	259.626
Mutuo com Coligadas, controladas e controlado	-	72.304	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72.304
Passivos Financeiros Setoriais	771.765	-	(771.765)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante													
Encargos Setoriais	169.713	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(372)	-	169.341
Passivos Financeiros Setoriais	313.117	-	(313.117)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	717.214	-	-	-	(560.882)	-	-	(156.332)	-	-	-	-	-
2.303.740	-	(1.084.882)	-	-	(560.882)	-	-	(156.332)	-	-	(372)	-	501.272
Total	7.151.150	-	-	-	-	-	(199)	(1.034.303)	513.124	31.196	372	168.988	6.830.326

(a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo;

(b) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão (apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios) seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível;

(c) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Ativo Intangível e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Total do ativo conforme contabilidade societária	9.827.825	9.484.167
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	3.721.348	3.891.482
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(2.647.035)	(2.700.847)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(615.683)	(513.124)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(23.225)	(31.196)
Ajustes de Outros Ativos Circulantes	164	199
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	(99.239)	(168.988)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	801.815	1.084.882
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	580.542	560.882
Total do ativo regulatório	<u>11.546.511</u>	<u>11.607.457</u>

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo.
- (b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Ativo Intangível e para fins e para as demonstrações contábeis regulatórias a partir de 2015 é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	3.950.620	3.727.276
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	3.477.185	3.647.319
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(2.549.929)	(2.613.016)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(615.683)	(513.124)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(23.225)	(31.196)
Ajustes de Outros Ativos Circulantes	164	199
Ajustes P&D e PEE (31.3.4)	-	(372)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	(99.239)	(168.988)
Patrimônio líquido regulatório	<u>4.139.892</u>	<u>4.048.099</u>

31.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2019			2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Receita / Ingresso	11.929.290	1.025.390	12.954.679	6.439.436	566.755	7.006.191
Fornecimento de Energia Elétrica	5.064.738	-	5.064.738	3.030.211	-	3.030.211
Suprimento de Energia Elétrica	462.518	-	462.518	111.662	-	111.662
Energia Elétrica de Curto Prazo	212.852	-	212.852	142.450	-	142.450
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	5.517.234	(54.234)	5.462.999	2.708.219	(25.561)	2.682.658
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(98.774)	-	(98.774)	27.531	-	27.531
Serviços Cobráveis	14.865	-	14.865	11.522	-	11.522
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	755.858	-	755.858	407.842	-	407.842
Outras Receitas	-	1.079.624	1.079.624	-	592.316	592.316
Tributos	(3.817.890)	-	(3.817.890)	(2.048.264)	-	(2.048.264)
ICMS	(2.707.461)	-	(2.707.461)	(1.435.196)	-	(1.435.196)
PIS-PASEP	(198.017)	-	(198.017)	(109.330)	-	(109.330)
COFINS	(912.076)	-	(912.076)	(503.581)	-	(503.581)
ISS	(336)	-	(336)	(157)	-	(157)
Encargos - Parcela "A"	(1.156.276)	(372)	(1.156.648)	(759.832)	254	(759.577)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(35.296)	(186)	(35.482)	(18.492)	127	(18.364)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(35.296)	(186)	(35.482)	(18.491)	127	(18.364)
Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.014.486)	-	(1.014.486)	(679.059)	-	(679.059)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(9.614)	-	(9.614)	(4.681)	-	(4.681)
Outros Encargos	(61.584)	-	(61.584)	(39.109)	-	(39.109)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	6.955.125	1.025.018	7.980.142	3.631.342	567.008	4.198.349
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(4.782.980)	(3.614)	(4.786.593)	(2.652.466)	(12.009)	(2.664.474)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.907.241)	(3.614)	(3.910.855)	(2.145.777)	(12.009)	(2.157.786)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(115.129)	-	(115.129)	(53.550)	-	(53.550)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(760.610)	-	(760.610)	(453.139)	-	(453.139)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	2.172.145	1.021.404	3.193.549	978.876	554.999	1.533.875
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(1.377.323)	(823.729)	(2.201.052)	(757.039)	(433.310)	(1.190.349)
Pessoal e Administradores	(326.806)	-	(326.806)	(190.771)	-	(190.771)
Entidade de previdência privada	(10.023)	-	(10.023)	(9.811)	-	(9.811)
Material	(67.127)	-	(67.127)	(31.431)	-	(31.431)
Serviços de Terceiros	(268.105)	-	(268.105)	(146.626)	-	(146.626)
Arrendamento e Aluguéis	(20.247)	-	(20.247)	(14.510)	-	(14.510)
Seguros	(1.125)	-	(1.125)	(910)	-	(910)
Doações, Contribuições e Subvenções	(867)	-	(867)	(927)	-	(927)
Provisões	(58.180)	-	(58.180)	(36.006)	-	(36.006)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(76.097)	-	(76.097)	(26.025)	-	(26.025)
(-) Recuperação de Despesas	7.600	-	7.600	3.417	-	3.417
Tributos	(2.741)	-	(2.741)	(1.516)	-	(1.516)
Depreciação e Amortização	(439.160)	74.787	(364.374)	(238.927)	40.707	(198.220)
Depreciação	(349.042)	349.042	-	(196.419)	196.419	-
Amortização	(90.118)	90.118	-	(42.508)	42.508	-
Gastos Diversos da atividade vinculada	(121.666)	-	(121.666)	(58.223)	-	(58.223)
Outras Receitas Operacionais	113.073	(113.073)	-	74.660	(74.660)	-
Outras Despesas Operacionais	(105.850)	(785.443)	(891.293)	(79.432)	(399.357)	(478.789)
Resultado da Atividade	794.822	197.675	992.497	221.837	121.689	343.526
Resultado Financeiro	(113.317)	4.454	(108.863)	(105.554)	(7.581)	(113.136)
Receitas Financeiras	258.753	(78.534)	180.219	210.468	(110.763)	99.706
Despesas Financeiras	(372.070)	82.988	(289.082)	(316.023)	103.181	(212.841)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	681.506	202.129	883.633	116.283	114.108	230.391
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(189.607)	(70.031)	(259.638)	107.952	(37.964)	69.988
Resultado Líquido do Exercício	491.899	132.098	623.996	224.236	76.144	300.379
Atribuível aos Acionistas Controladores	491.899	132.098	623.996	224.236	76.144	300.379

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes na demonstração do resultado do exercício apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória, nos exercícios de 2019 e 2018:

Reclassificações e ajustes de 2019:

	Reclassificações								Ajustes				Societário	
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (e)	Variação cambial Itaipu (f)	Variação monetária e marcação a mercado (g)	Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	Encargos setoriais – P&D e PEE (31.3.4)		Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.5)
Receita/Ingresso														
Disponibilização do Sistema de Transmissão e D	5.517.234	-	(54.234)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas	-	873.042	-	104.052	-	-	-	-	102.529	-	-	-	-	-
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"														
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.907.241)	-	-	-	-	(3.614)	-	-	-	-	-	-	-	(3.910.855)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(35.296)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(186)	-	-	(35.482)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(35.296)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(186)	-	-	(35.482)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"														
Depreciação e Amortização	(439.160)	-	-	-	-	-	-	81.757	-	(6.970)	-	-	-	(364.374)
Outras receitas operacionais	113.073	-	-	(104.052)	(9.021)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(105.850)	(873.042)	54.234	-	9.021	-	-	25.280	-	(936)	-	-	-	(891.293)
Resultado Financeiro														
Receitas Financeiras	258.753	-	-	-	-	(45.516)	(33.018)	-	-	-	-	-	-	180.219
Despesas Financeiras	(372.070)	-	-	-	-	45.516	33.018	-	-	-	-	840	-	(289.082)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(189.607)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(70.031)	(259.638)
Resultado líquido do exercício	491.899	-	-	-	-	-	-	107.037	102.529	(7.906)	(372)	840	(70.031)	623.996

- a) Para a contabilidade societária a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a companhia adota o CPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- c) Para a contabilidade societária a Companhia classifica as outras receita operacionais no grupo de receita e na contabilidade regulatório classificamos no grupo de custos gerenciáveis conforme MCSE;
- d) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos o ganho e a perda líquida, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos de forma segregada, conforme MCSE;
- e) Para 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 conforme sua natureza.

Reclassificações e ajustes de 2018:

	Reclassificações							Ajustes					Societário		
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (e)	Variação cambial Itaipu (f)	Variação monetária e marcação a mercado (g)	Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Encargos setoriais – P&D e PEE (31.3.4)		Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.5)	IR e CS Diferidos (31.3.6)
Receita/Ingresso															
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	2.708.219		(25.561)												2.682.658
Outras receitas	-	456.022		69.543	-	-	-	-	-	66.750	-	-	-	-	592.316
Encargos - Parcela "A"															
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(18.491)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	127	-	-	-	(18.364)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(18.491)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	127	-	-	-	(18.364)
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"															
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.145.777)	-	-	-	-	(12.009)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.157.786)
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"															
Arrendamento e Aluguéis	(14.510)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(14.510)
Depreciação e Amortização	(238.927)	-	-	-	-	-	-	44.545	(3.839)	-	-	-	-	-	(198.220)
Outras Receitas Operacionais	74.660	-	-	(69.543)	(5.116)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas Operacionais	(79.432)	(456.022)	25.561	-	5.116	-	-	20.088	5.899	-	-	-	-	-	(478.789)
Resultado Financeiro															
Receitas Financeiras	210.468	-	-	-	-	(35.388)	-	(75.375)	-	-	-	-	-	-	99.706
Despesas Financeiras	(316.023)	-	-	-	-	35.388	12.009	75.375	-	-	-	(19.590)	-	-	(212.841)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	107.952	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(37.964)	-	69.988
Resultado líquido do exercício	224.236	-	-	-	-	-	-	64.634	2.060	66.750	253	(19.590)	(37.964)	-	300.379

- a) Para a contabilidade societária a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a companhia adota o CPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- c) Para a contabilidade societária a Companhia classifica as outras receita operacionais no grupo de receita e na contabilidade regulatório classificamos no grupo de custos gerenciáveis conforme MCSE;
- d) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos o ganho e a perda líquida, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos de forma segregada, conforme MCSE;
- e) Para 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 conforme sua natureza.

Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2019	2018
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade societária	623.996	300.379
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(25.280)	(20.088)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(81.757)	(44.545)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(102.529)	(66.750)
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)	7.906	(2.060)
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.5)	(840)	19.590
Encargos setoriais – P&D e PEE (31.3.4)	372	(253)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.6)	70.031	37.964
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade regulatória	491.899	224.236

31.3. Composição dos Ajustes

31.3.1. Reavaliação compulsória – Depreciação

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010 as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível, bens destinados à alienação e obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nºs 11 e 19 deste relatório, estão assim apresentados:

Saldo em 31 de dezembro de 2019 e 2018:

	2019			2018		
	Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	3.508.062	(2.462.414)	1.045.648	3.678.197	(2.518.016)	1.160.181
Ativo intangível	213.285	(184.621)	28.664	213.285	(182.831)	30.454
Obrigações especiais	(244.163)	97.106	(147.057)	(244.163)	87.831	(156.332)
Total	3.477.185	(2.549.929)	927.256	3.647.319	(2.613.016)	1.034.303
Efeito IR e CSLL	(1.182.243)	866.976	(315.267)	(1.240.089)	888.425	(351.663)
Efeito líquido	2.294.942	(1.682.953)	611.989	2.407.231	(1.724.591)	682.640

31.3.2. Atualização do Ativo Financeiro da Concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente do estorno do valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão. Esse ajuste refere-se a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição "VNR"), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional, no resultado do exercício societário. O mesmo é aceito na contabilidade societária e não é aceito na contabilidade regulatória.

31.3.3. Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

O efeito é decorrente do estorno do reconhecimento de custos adicionais e juros capitalizados em ordens em curso, reconhecidos na contabilidade societária e que serão amortizados até o prazo final da

concessão. Esse ajuste é aceito na contabilidade societária e não é reconhecido na contabilidade regulatória.

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

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

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

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

31.3.6. Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes são decorrentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes de diferenças entre práticas contábeis societárias e as regulatórias.

32 COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo 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
Arrendamentos e alugueis	até 8 anos	25.635	47.681	47.173	23.298	143.787
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 8 anos	2.577.342	5.090.565	5.934.338	8.357.003	21.959.248
Compra de energia de Itaipu	até 8 anos	918.311	1.816.505	1.972.389	3.254.533	7.961.738
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 20 anos	831.521	2.143.782	2.705.279	3.878.909	9.559.491
Projetos de construção de usina	até 2 anos	43.791	7.310	-	-	51.101
Total		4.396.600	9.105.843	10.659.179	15.513.743	39.675.365

33 TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2019, um valor de R\$ 11.495 (R\$ 3.867 em 2018) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado.

34 EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

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

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 107.220 (R\$ 99.909 em 31 de dezembro de 2018) (nota 12), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 2002.34.00.026509-0, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas

que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante de R\$ 51.332 (R\$ 47.831 em 31 de dezembro de 2018, nota 18).

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

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

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

35 EVENTO SUBSEQUENTE

Em 31 de janeiro de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) anunciou que o coronavírus (COVID-19) é uma emergência de saúde global. O surto desencadeou decisões significativas de governos e entidades do setor privado, que somadas ao impacto potencial do surto, aumentaram o grau de incerteza para os agentes econômicos e podem gerar impactos nas demonstrações contábeis regulatórias.

A Companhia analisou os impactos do COVID-19 em seus negócios, em observância às normas contábeis aplicáveis, e para o exercício de 2019, concluiu que se refere a um evento subsequente que não origina ajustes.

Considerando a situação atual da disseminação do surto e imprevisibilidade da evolução do mesmo, não é atualmente praticável fazer uma estimativa do efeito financeiro nas receitas e fluxos de caixa operacionais estimados.

Adicionalmente, a Companhia está exposta à variação cambial do dólar norte-americano e euro, em função de suas captações de recursos nessas moedas, bem como em determinados contratos de compra e venda de energia elétrica. As captações em moeda estrangeira estão cobertas por operações financeiras de swap e a variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu efetuadas estão protegidas pelo mecanismo de compensação – CVA. A Companhia ainda está exposta as flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentam as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures, o que também causaria uma redução no investimento da Companhia. Devido à volatilidade recorrente do câmbio e incertezas em relação as taxas de juros e inflação, os possíveis impactos do surto na exposição à variação cambial, e reflexos no investimento da Companhia, não puderam ser estimados.

A Administração da Companhia avalia de forma constante o impacto do surto nas operações e na posição patrimonial e financeira, com o objetivo de implementar medidas apropriadas para mitigar estes impactos nas operações e nas demonstrações contábeis regulatórias.

Empréstimos e Financiamentos

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

Modalidade Empresa	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 - Lei 4131								
Dólar								
Lei 4131	100.000	Semestral	Parcela única em janeiro de 2025	Capital de Giro	USD + 2,64%	USD + 2,64%	CDI + 0,90%	(*)
Lei 4131	418.280	Semestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + 2,07%	USD + 2,07%	CDI + 0,80%	(*)
Lei 4131	185.000	Trimestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + Libor 3M + 0,87%	USD + Libor 3M + 0,87%	CDI + 0,83%	(*)
Lei 4131	225.497	Trimestral	Anual a partir de fevereiro de 2023	Capital de Giro	USD + 1,84% (1,94% em 03/2021)	USD + 1,84% (1,94% em 03/2021)	CDI + 0,85%	(*)

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

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

YUEHUI PAN
Vice Presidente

MARIO ANTONIO COSTA CALDAS
Conselheiro

DIRETORIA

MARCO ANTONIO VILLELA DE ABREU
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

RAFAEL LAZARETTI
Diretor Comercial

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Diretor de Assuntos Regulatórios

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor Operações

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

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



KPMG Auditores Independentes

Av. Coronel Silva Teles, 977, 10º andar, Conjuntos 111 e 112 - Cambuí

Edifício Dahruj Tower

13024-001 - Campinas/SP - Brasil

Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil

Telefone +55 (19) 3198-6000

kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias

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

Opinião

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

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

Principais assuntos de auditoria

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

Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

Veja as notas explicativas 3 e 21 às demonstrações contábeis regulatórias

Principais assuntos de auditoria

Como auditoria endereçou esse assunto

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.

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.

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.

Outros assuntos

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. preparou um conjunto de demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 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 contábeis regulatórias

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

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

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

Responsabilidade dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

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

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

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

- 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>Campinas, 17 de abril de 2020.</p> <p>Concessionária: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA</p>	<p>By this Term of Responsibility, we declare under the penalties of the Law the veracity of the information submitted to the National Electric Energy Agency - ANEEL, expressing the commitment to compliance with the rules, procedures and requirements established by the legislation of the electricity sector, as well as science of the penalties to which we will be subject. We are aware that the falsity of the information, as well as the non-compliance with the commitment made herein, in addition to requiring the return of amounts received improperly, where applicable, will be subject to the penalty of Group IV, item X, Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004, as well as those provided for in articles 171 and 299, both of the Penal Code.</p> <p>Campinas, April 17, 2020.</p> <p>Concessionaire: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA</p>

Marco Antonio Villela de Abreu
Diretor Presidente
Chief Executive Officer
CPF: 061.482.368-42

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

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

Este documento foi assinado eletronicamente por Sergio Luis Felice, Yuehui Pan e Marco Antonio Villela de Abreu.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://apiconfirmations.kpmg.com.br:443> e utilize o código 5E24-7455-D9A4-188B.

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

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas KPMG. Para verificar as assinaturas clique no link:
<https://apiconfirmations.kpmg.com.br/Verificar/5E24-7455-D9A4-188B>.

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

Código para verificação: 5E24-7455-D9A4-188B



Hash do Documento

76A280E88455C8A6CA036476C384A342E3BFCAD3F08F7002B56210AB8F69DFA2

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 21/04/2020 é(são) :

Nome no certificado: Sergio Luis Feliceem 17/04/2020 15:39 UTC-03:00

Tipo: Assinatura Eletrônica

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

Evidências

Client Timestamp Fri Apr 17 2020 15:39:13 GMT-0300 (Horário Padrão de Brasília)

Geolocation Latitude: -22.557491 199999998 Longitude: -47.4185728 Accuracy: 5576



IP 200.148.48.138 Assinatura:

Hash Evidências:

F583D165E98B1A297E137CFD5C8600879DC637CE77A20D8CC80FB77E8063C2F3

Nome no certificado: Yuehui Panem 18/04/2020 11:06 UTC-03:00

Tipo: Assinatura Eletrônica

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

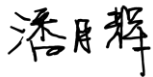
Evidências

Client Timestamp Sat Apr 18 2020 11:06:52 GMT-0300 (Brasilia Standard Time)

Geolocation Location not shared by user.

IP 177.128.175.2

Assinatura:



Hash Evidências:

76866A7B604106A5F3502877FB7188A5BC2CF701B0B72DF361BDFDB47FEE94CF

Nome no certificado: Marco Antonio Villela de Abreuem 20/04/2020 13:09 UTC-03:00

Tipo: Assinatura Eletrônica

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

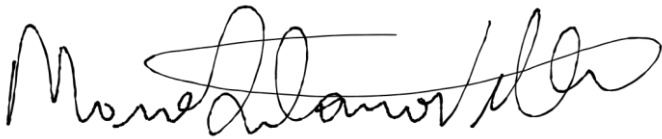
Evidências

Client Timestamp Mon Apr 20 2020 13:09:32 GMT-0300 (Hora oficial do Brasil)

Geolocation Location not shared by user.

IP 177.128.175.2

Assinatura:

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'M. de S. L.', written in a cursive style.

Hash Evidências:

59CB4D1FF3D7D18E9DA7CD7A744F7301ADE2C37507DB531CE2BAEC672F20CB9B