



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

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

flexibilizado, seu cumprimento exigirá esforço fiscal draconiano (sobretudo a partir de 2021), com potencial efeito restritivo sobre a economia.

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

Tarifas de energia elétrica

Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2019:

Em 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

Clientes: 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, ac esse o endereço www.cpfl.com.br/ri.

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 acario (nota 1)	1.293.022	-	-	521.901	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)

	31/12/2019	31/12/2018
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

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 conseqüente 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	<u>4.728.517</u>	Acervo Líquido Contábil	<u>1.939.691</u>

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	<u>1.939.691</u>

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	Varição	31/12/2018		
ATIVO					
Caixa e equivalentes de caixa	88.349	(57.885)	30.464	Receita Operacional	1.016.710
Consumidores, concessionárias e permissionárias	718.686	(47.512)	671.174	Fornecimento de energia elétrica	798.916
Tributos a compensar	85.531	17.987	103.518	Suprimento de energia elétrica	35.926
Ativo financeiro setorial	324.966	(40.612)	284.354	Receita de disponibilidade da rede - TUSD	69.305
Ativo financeiro da concessão	1.754.057	63.303	1.817.360	Ativo e passivo financeiro setorial	(44.856)
Depósitos judiciais	63.566	(112)	63.454	Receita de construção	90.920
Derivativos	38.412	10.718	49.130	Ativo financeiro da concessão	2.636
Créditos fiscais diferidos	70.928	(11.171)	59.757	Outras receitas operacionais	63.863
Intangível	1.493.056	14.631	1.507.687	Deduções da Receita Operacional	(414.795)
Outros ativos	90.966	36.505	127.471	ICMS	(218.150)
Total do Ativo	4.728.517	(14.148)	4.714.369	PIS e Cofins	(85.573)
				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.cpfli.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

	<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>

- 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) líquida	(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) líquida	(102.634)	(12)	(102.645)
Recuperação de receita	26.548	-	26.548
Baixa de contas a receber provisionadas	69.835	-	69.835
Saldo em 31/12/2019	(78.461)	(17.022)	(95.483)

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<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	<u>3.112</u>	<u>1.274</u>
Imposto de renda e contribuição social a compensar	<u>3.112</u>	<u>32.371</u>
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	<u>73.114</u>	<u>66.863</u>
Total circulante	<u>76.226</u>	<u>99.234</u>
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	125	125
Imposto de renda a compensar - IRPJ	<u>2.440</u>	<u>2.440</u>
Imposto de renda e contribuição social a compensar	<u>2.565</u>	<u>2.565</u>
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	<u>671</u>	<u>671</u>
Outros tributos a compensar	<u>88.691</u>	<u>79.887</u>
Total não circulante	<u>91.256</u>	<u>82.452</u>

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

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

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

(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
Repasso 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 senão 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	
	CSSL	IRPJ	CSSL	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	
	C SLL	IRPJ	C SLL	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	
	C SLL	IRPJ	C SLL	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	<u>(17.952)</u>
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	<u>(16.982)</u>
Saldo em 31/12/2019	<u>3.801.382</u>

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)	<u>(17.022)</u>	<u>(17.010)</u>	-	-
Total	<u>142.591</u>	<u>224.512</u>	<u>672</u>	<u>9.601</u>

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	783.901	583.565
<u>Não circulante</u>		
Suprimento de energia elétrica	107.220	99.909
Encargos de uso da rede elétrica	41.026	38.229
Total	148.247	138.138

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	Garantias
Mensuradas ao custo - Moeda Nacional						
Pré fixado						
FNEM	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
FNAME	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						
FNEM	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						
FNEM	SELIC + 2,62% a 2,66%	(b)	34.696	47.273	2015 a 2022	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
IPCA						
FNEM	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>(14.600)</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 0,75% a 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 à emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo. Os empréstimos bancários em moeda estrangeira possuem swap convertendo variação cambial para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 31.

Taxa efetiva a.a.:

(a) De 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:

Ano de vencimento

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 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 Light média			
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Nula	Nula	Nula	Nula
Taxa de rotatividade esperada:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral			
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:				

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

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

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

(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	<u>27.452</u>	<u>-</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
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	-	7.909
Outros	12.539	6.732
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	<u>157.004</u>	<u>148.014</u>
Total Circulante	<u>184.456</u>	<u>148.014</u>
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS parcelamento	-	8.919
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	<u>-</u>	<u>8.919</u>
Total Não circulante	<u>-</u>	<u>8.919</u>

A Companhia possui alguns tratamentos incertos de tributos sobre o lucro para os quais a Administração concluiu que é mais provável que sejam aceitos pela autoridade fiscal do que não, cujo efeito de potenciais contingências estão divulgados na nota 20 - 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 AGE 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						
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	1.922	607	561.809	142.225
Energia elétrica de curto prazo	-	-	-	-	(59.292)	(30.564)
Suprimento de energia elétrica	-	-	2.872	981	675.369	142.450
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo						
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	-	-	-	-	4.599.280	2.826.379
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD concessionária	-	-	-	-	917.954	389.122
(-) 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	-	-	-	-	(196.017)	(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)
PROINFRA	-	-	-	-	(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		Despesas Operacionais						Total	
	2019	2018	2019	2018	Vendas		Gerais e administrativas		Outros		2019	2018
					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 à 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	-	-	17.796	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.

(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 a custo, líquidos ^(*)	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nacional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	142.004	-	142.004	126.969	15.036	US\$ + (Libor 3 meses + 0,95%) de (3,29% a 3,65%)	98,80% 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	219.608
Total	197.511	(120)	197.490	146.636	58.854				
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.

^(*) Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que a nacional refere-se ao saldo principal da dívida e é resultado 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)	baixa dolar	(24.546)	274.308	573.161
Derivativos - swap plain vanilla	1.185.672		24.857	(277.776)	(580.408)
	14.803		311	(3.468)	(7.247)
Instrumentos financeiros passivos	(449.662)	baixa euro	(18.669)	98.413	215.496
Derivativos - swap plain vanilla	455.325		18.904	(99.653)	(218.210)
	5.663		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	alta CDI	5,97%	4,54%	78	97	117
Instrumentos financeiros passivos	(1.000.563)				(45.426)	(56.782)	(68.138)
Derivativos - swap plain vanilla	(1.715.938)				(77.904)	(97.379)	(116.855)
	(2.714.783)			(123.252)	(154.064)	(184.876)	
Instrumentos financeiros passivos	(38.075)	alta TJLP	6,30%	5,09%	(1.938)	(2.423)	(2.907)
	(38.075)				(1.938)	(2.423)	(2.907)
Instrumentos financeiros passivos	(1.106.613)	baixa IPCA	4,20%	4,57%	(50.572)	(37.929)	(25.286)
Derivativos - swap plain vanilla	272.431				12.450	9.338	6.225
Ativo financeiro da concessão	3.801.382				173.723	130.292	86.862
	2.967.200			135.601	101.701	67.801	
Ativos e passivos financeiros setoriais	340.782	baixa SELIC	5,97%	4,56%	15.540	11.655	7.770
Instrumentos financeiros passivos	(34.696)				(1.582)	(1.187)	(791)
	306.086				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:

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

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

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

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

Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pela Companhia para avaliar quais as variáveis que apresentam o índice de correlação com o montante real de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, não foram identificados índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que

possuíssem correlação direta ao nível de inadimplência, visto às características do setor elétrico, que possui ferramentas que mitigam o risco de perdas, por exemplo, a suspensão do fornecimento de energia para o consumidor em *default*.

Caixa e equivalentes de caixa

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

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos *ratings* de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2019 e 2018 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

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	418.260	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</p>

	exercício findo em 31 de dezembro de 2019.
--	--

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



DECLARAÇÃO

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, alterada pela Instrução CVM nº 586, de 8 de junho de 2017, o presidente e os diretores da **RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Av. São Borja, 2.801, Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil, CEP 93032-525, inscrita no CNPJ sob nº 02.016.440/0001-62, declaram que:

a) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da KPMG Auditores Independentes, relativamente às demonstrações financeiras da **RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.** do exercício findo em 31 de dezembro de 2019;

b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da **RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.** do exercício findo em 31 de dezembro de 2019

São Leopoldo, 04 de Março de 2020

Marco Antonio Villela de Abreu
Diretor Presidente

Yuehui Pan
Diretor Financeiro e de Relações
com Investidores