

Demonstrações Contábeis Societárias

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de Reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	179.243	145.925
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	504.173	641.108
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	9.351	4.443
Outros tributos a compensar	7	15.023	13.396
Ativo financeiro setorial	8	20.668	-
Estoques		11.627	12.755
Outros créditos	11	68.373	67.621
Total do circulante		808.458	885.248
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	113.340	117.908
Depósitos judiciais	19	65.465	49.051
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	3.237	671
Outros tributos a compensar	7	28.436	20.099
Créditos fiscais diferidos	9	367.361	207.525
Ativo financeiro setorial	8	51.461	-
Ativo financeiro da concessão	10	1.198.822	1.019.658
Outros créditos	11	22.114	21.109
Imobilizado		24.039	25.063
Intangível	12	1.470.104	1.449.230
Total do não circulante		3.344.379	2.910.314
Total do ativo		4.152.837	3.795.562

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	31/12/2017	31/12/2016
Circulante			
Fornecedores	13	405.418	442.112
Empréstimos e financiamentos	14	20.008	19.848
Debêntures	15	12.125	27.447
Entidade de previdência privada		34	-
Taxas regulamentares	17	77.428	51.825
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	18	76.443	81.963
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	19	87.565	53.729
Obrigações estimadas com pessoal		24.432	30.063
Passivo financeiro setorial	8	-	95.629
Outras contas a pagar	20	81.123	60.376
Total do circulante		784.576	862.992
Não circulante			
Fornecedores	13	128.438	129.148
Empréstimos e financiamentos	14	31.093	47.180
Debêntures	15	1.311.104	1.086.373
Entidade de previdência privada	16	77.589	74.830
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	18	18.839	26.814
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	19	82.813	32.990
Passivo financeiro setorial	8	-	33.449
Outras contas a pagar	20	112.903	80.156
Total do não circulante		1.762.779	1.510.940
Patrimônio líquido			
	21		
Capital Social		1.495.084	1.386.558
Reserva de capital		103.545	3.564
Reservas de lucros		70.781	96.003
Ações em tesouraria		(8.056)	(8.056)
Resultado abrangente acumulado		(55.872)	(56.439)
Total do patrimônio líquido		1.605.482	1.421.630
Total do passivo e do patrimônio líquido		4.152.837	3.795.562

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 2017 e 2016
(Em milhares de Reais, exceto prejuízo por ação)

	<u>Nota explicativa</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Receita operacional líquida	23	3.370.247	2.853.167
Custo do serviço de energia elétrica			
Custo com energia elétrica	24	(2.235.224)	(1.862.347)
Custo de operação	25	(363.431)	(329.128)
Custo do serviço prestado a terceiros	25	(410.775)	(304.252)
Lucro operacional bruto		<u>360.817</u>	<u>357.440</u>
Despesas operacionais	25		
Despesas com vendas		(84.796)	(128.803)
Despesas gerais e administrativas		(219.960)	(186.334)
Outras despesas operacionais		(28.429)	(28.432)
Resultado do serviço		<u>27.632</u>	<u>13.871</u>
Resultado financeiro	26		
Receitas financeiras		79.255	104.957
Despesas financeiras		(186.118)	(302.546)
		<u>(106.863)</u>	<u>(197.589)</u>
Prejuízo antes dos tributos		<u>(79.231)</u>	<u>(183.718)</u>
Contribuição social	9	14.269	(58.304)
Imposto de renda	9	39.740	(161.944)
		<u>54.009</u>	<u>(220.248)</u>
Prejuízo do exercício		<u><u>(25.222)</u></u>	<u><u>(403.966)</u></u>
Prejuízo básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	22	(47,91)	(917,19)
Prejuízo básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	22	(47,91)	(917,19)

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 2017 e 2016
(Em milhares de Reais)

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Prejuízo do exercício	(25.222)	(403.966)
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	568	(32.489)
Resultado abrangente do exercício	<u>(24.654)</u>	<u>(436.455)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de Reais)

	Reservas de capital				Reservas de lucros				Ações em tesouraria	Resultado abrangente acumulado	Prejuízos acumulados	Total	
	Capital social	Ação em emissão de ações	Remuneração de bens e direitos	Opções de ações outorgadas	Benefício fiscal ação mais valia	Legal	Estatutária	A realizar					Obrigatória do dividendo não distribuído
Saldo em 31 de dezembro de 2015	463.235	1.089	2.475	2.197	-	59.362	201.138	64.536	172.796	(8.056)	(23.966)	-	934.762
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(403.866)	(403.866)
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(32.489)	-	(32.489)
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão da outorgada de ações controladas The AEB Corporation	-	-	-	(2.197)	-	-	(201.138)	(64.536)	(126.655)	-	-	-	-
Absorção de prejuízo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.187	2.187
401.769	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transações de capital com os acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de capital	294.455	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	294.455
Capitalização de dividendos declarados	627.858	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	627.858
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.386.588	1.089	2.475	-	-	59.362	-	-	36.701	(8.056)	(26.479)	-	1.421.630
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25.222)	(25.222)
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benefício do Ação mais valia na Incorporação	-	-	-	-	99.981	-	-	-	-	-	-	-	99.981
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	668	-	668
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Absorção de prejuízo	-	-	-	-	-	-	-	-	(25.222)	-	-	25.222	-
Transações de capital com os acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de capital	45.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.000
Aumento de capital por Incorporação (AGE de 15/12/2017)	63.526	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63.526
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.495.084	1.089	2.475	-	99.981	59.362	-	-	11.479	(8.056)	(35.872)	-	1.605.482

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 de 2017 e 2016
(Em milhares de Reais)

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Prejuízo antes dos tributos	(79.231)	(183.718)
Ajustes para conciliar o prejuízo ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	147.083	140.106
Atualização do ativo financeiro da concessão	42.193	(52.106)
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	78.329	59.345
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	28.515	66.653
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	172.717	240.485
Receita de aplicação financeira em investimentos de curto prazo	-	(21.346)
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	9.822	6.432
Perda (ganho) na baixa de não circulante	26.713	26.037
	426.141	281.888
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	112.987	(76.427)
Tributos a compensar	785	(6.172)
Estoque	1.128	1.551
Depósitos judiciais	(21.112)	(8.176)
Ativo financeiro setorial	(47.694)	-
Contas a receber - CDE	(2.099)	9.061
Outros ativos operacionais	7.990	10.565
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	(38.129)	(8.785)
Outras obrigações com entidades de previdência privada	(6.168)	(10.330)
Passivo financeiro setorial	(169.358)	461.826
Outros tributos e contribuições sociais	(20.610)	(9.792)
Taxas regulamentares	25.603	(59.180)
Processos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios pagos	(19.074)	(27.290)
Contas a pagar CDE	-	(22.604)
Outros passivos operacionais	43.737	(33.594)
Caixa líquido gerado pelas operações	294.127	502.541
Imposto de renda e contribuição social pagos	(14.521)	(2.180)
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(140.762)	(226.176)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	138.844	274.185
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	-	(1.158)
Aplicações e resgates de investimentos de curto prazo	-	80.741
Adições de intangível	(411.980)	(276.606)
Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento	(411.980)	(197.023)
Atividades de financiamento		
Aumento de capital por acionistas controladores	45.000	-
Captação de empréstimos e debêntures	219.887	1.100.000
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(19.834)	(1.307.918)
Dividendos	-	295.455
Outros	-	(41.077)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamentos	245.053	46.461
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalente de caixa	(28.083)	123.623
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	145.925	22.302
Saldo de caixa oriundo de Incorporação	61.402	-
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	179.243	145.925

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 2017 e 2016
(Em milhares de Reais)

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
1 - Receita	5.428.834	5.049.896
1.1 Receita de venda de energia e serviços	5.046.574	4.812.297
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	410.775	304.252
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(28.515)	(66.653)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(3.206.634)	(2.611.953)
2.1 Custo com energia elétrica	(2.480.558)	(2.061.100)
2.2 Material	(213.878)	(159.915)
2.3 Serviços de terceiros	(283.065)	(221.446)
2.4 Outros	(229.133)	(169.492)
3 - Valor adicionado bruto (1 + 2)	2.222.200	2.437.943
4 - Retenções		
4.1 Amortização	(148.147)	(140.106)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3 + 4)	2.074.053	2.297.837
6 - Valor adicionado recebido em transferência		
6.1 Receitas financeiras	84.535	106.847
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5 + 6)	<u>2.158.588</u>	<u>2.404.684</u>
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e Encargos	<u>185.398</u>	<u>194.117</u>
8.1.1 Remuneração direta	109.280	119.891
8.1.2 Benefícios	64.099	63.620
8.1.3 F.G.T.S.	12.019	10.606
8.2 Impostos, taxas e contribuições	<u>1.795.790</u>	<u>2.297.229</u>
8.2.1 Federais	760.018	1.153.965
8.2.2 Estaduais	1.035.208	1.142.793
8.2.3 Municipais	564	471
8.3 Remuneração de capital de terceiros	<u>202.622</u>	<u>317.304</u>
8.3.1 Juros	187.175	302.456
8.3.2 Aluguéis	15.447	14.848
8.4 Remuneração de capital de próprio	<u>(25.222)</u>	<u>(403.966)</u>
8.4.1 Lucros (prejuízos) retidos	(25.222)	(403.966)
	<u>2.158.588</u>	<u>2.404.684</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul" 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 2017. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2016, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

Em 2017, a RGE Sul cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 1,3 milhão de clientes, em 118 municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 8,2% em relação ao exercício de 2016. Destaca-se a classe industrial, que registrou redução de 37,5% ante 2016.

Em fevereiro de 2018 a Aneel divulgou o resultado do Prêmio IASC (Índice Aneel de Satisfação do Consumidor), que premiou a RGE Sul como a melhor concessionária de energia elétrica de todo o Rio Grande do Sul.

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

2. Comentário sobre a conjuntura

Ambiente macroeconômico

2017 foi marcado por um ambiente externo favorável, com influência benigna para as economias emergentes, contribuindo para a melhora das expectativas em nosso ambiente interno. Entre os principais destaques, pontuamos o bom desempenho da economia norte-americana, que anotou resultados positivos em seus principais indicadores de atividade, com crescimento do PIB de 2,3%¹ em 2017. O desempenho mais pujante da zona do euro e da economia chinesa – com crescimento do PIB em 2017 de 2,5%² e 6,9%², respectivamente, sustentam as perspectivas de que a economia mundial seguirá em crescimento – com impactos positivos para o cenário doméstico. Segundo o FMI, a economia global deverá crescer 3,8%² no biênio 2018-2019.

Após dois anos de recessão e sensível piora dos principais indicadores econômicos, 2017 se

¹ Fonte: BEA.

² Fonte: FMI.

consolida como início do processo de retomada da atividade interna. Puxada pelo bom desempenho da indústria extrativa, cadeia automobilística e do setor de produtos eletrônicos e informática, a produção industrial cresceu 2,5%³ em 2017, superando as estimativas do início do ano. São também destaques a redução do nível dos estoques excessivos e gradual melhora do ambiente de negócios, verificada pela retomada da confiança dos empresários ao patamar pré-crise. A expectativa do mercado é que a produção industrial cresça aproximadamente 4,0%³ em 2018, recompondo parte das perdas acumuladas ao longo da recessão.

Junto do processo de retomada da atividade fabril, assistiu-se, em 2017, a recomposição do mercado de trabalho e do consumo interno. Ainda que com contribuição da informalidade, a ocupação cresceu de maneira expressiva ao longo de 2017 (2,1% no ano), acompanhada de ganhos reais da renda – cuja expansão em 2017 foi de 3,2%⁴. O alívio dos preços, melhores leituras da taxa de desemprego (desocupação: 11,8% em dezembro/17⁵), fatores não recorrentes de estímulo à atividade – como o saque das contas inativas do FGTS, que injetou R\$ 44 milhões no mercado doméstico – contribuíram de forma bastante positiva para a retomada das condições de consumo, agregado fundamental para o crescimento da economia brasileira.

O choque positivo da oferta de alimentos é outro elemento positivo a se destacar, uma vez que garantiu a queda expressiva dos principais índices de preços. Em 2017, IPCA e IGP-M fecharam em 2,9%⁵ e -0,5%⁶, respectivamente, abaixo do piso das metas inflacionárias. Para 2018, a expectativa do mercado é que ambos índices fiquem no centro da meta, com projeções de 3,7% e 4,2%, respectivamente³.

À luz do baixíssimo nível inflacionário, o Banco Central definiu uma política monetária claramente expansionista, promovendo sucessivos ajustes na taxa de juros ao longo do ano. A Selic encerra 2017 em 7,0% ao ano. Na reunião de fevereiro/2018, o Copom aprovou um corte adicional, levando a taxa para 6,75%. Vale ressaltar que a mediana do mercado aponta como provável um corte adicional de 25 pontos-base na próxima reunião (21/março), levando os juros para 6,5% em 2018 – patamar historicamente baixo – numa clara posição da autoridade monetária em relação ao estímulo da economia.

Por último, vale destacar que seguem alguns desafios estruturais para os próximos anos, tais como o nível de ociosidade a ser ocupado na indústria, a necessidade de estimular investimentos produtivos e o avanço das reformas que garantam uma trajetória sustentável das contas públicas. A disputa eleitoral em 2018 coloca algumas dessas questões em compasso de espera – como, por exemplo, a agenda de discussões acerca das reformas estruturais –, além de conferir volatilidade às projeções econômicas. Em síntese, após a divulgação do PIB de 2017 – cuja expansão de 1,0% está em linha com as expectativas dos principais agentes de mercado – o crescimento previsto para 2018 é de 2,9%³, de acordo com o Boletim Focus.

Tarifas de energia elétrica

Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2017:

Em 11 de abril de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.218, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE Sul em -0,20%, sendo 2,95% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -3,15% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -6,43% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste

³ Fonte: Boletim Focus (02/03/18).

⁴ Fonte: LCA Consultores.

⁵ Fonte: IBGE.

⁶ Fonte: FGV.

econômico foi de 2,32% e da Parcela B de 0,63%. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de abril de 2017.

3. Desempenho operacional

Clientes: a RGE Sul encerrou o ano com 1,3 milhão de clientes, com acréscimo de 16 mil consumidores.

Vendas de energia

Em 2017, as vendas para o mercado cativo totalizaram 6.772 GWh, uma redução de 8,2% em relação a 2016.

Destacam-se os crescimentos das classes residencial e comercial, que, juntas, representam 55,8% do total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora:

- **Classe Residencial:** aumento de 0,4%, refletindo a retomada da atividade econômica.
- **Classe Industrial e Comercial:** reduções de 37,5% e 6,0%, respectivamente, refletindo principalmente a migração de clientes para o mercado livre.

Qualidade dos serviços prestados

Atendimento ao cliente: a RGE Sul obteve em 2017 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 86,4%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica-ABRADEE. O índice foi superior à média nacional de 76,8%.

Fornecimento de energia: a RGE Sul 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 2017, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 15,58 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 7,62 vezes.

4. Desempenho Econômico-Financeiro

Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as Demonstrações Financeiras e Notas Explicativas.

Receita operacional: a receita operacional bruta foi de R\$ 5.457 milhões, representando um aumento de 6,7% (R\$ 340 milhões), decorrente principalmente: (i) da variação de R\$ 582 milhões nos ativos e passivos financeiros setoriais, passando de um passivo de R\$ 360 milhões em 2016 para um ativo de R\$ 222 milhões em 2017; (ii) do aumento de 35,0% (R\$ 107 milhões) na receita com construção da infraestrutura da concessão; e (iii) do aumento de 95,5% (R\$ 164 milhões) na receita com suprimento de energia elétrica. Este efeito foi parcialmente compensado pelas reduções: (iv) de 12,1% (R\$ 536 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (v) de 100% (R\$ 52 milhões) no no ativo financeiro da concessão.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 2.087 milhões, apresentando uma redução de 8,0% (R\$ 176 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 3.370 milhões, representando um aumento de 18,1% (R\$ 517 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</i>		
	2017	2016
Lucro Líquido	-25.222	-403.966
Amortização	147.083	140.106
Resultado Financeiro	106.864	197.589
Contribuição Social	-14.269	58.304
Imposto de Renda	-39.740	161.944
EBITDA	174.716	153.977

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 175 milhões, um aumento de 13,5% (R\$ 21 milhões), devido principalmente a: (i) a diminuição de 93,8% (R\$ 379 milhões) no lucro líquido; (ii) o efeito de positivo de 124,5% dos impostos sobre lucro (R\$ 274 milhões) nos custos com construção de infraestrutura; e (iii) redução do resultado financeiro de 45,9% (R\$ 91 milhões).

Esse aumento de 3,2% (R\$ 17 milhões) no PMSO da RGE Sul deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Redução de 2,6% (R\$ 4 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Redução de 12,6% (R\$ 4 milhões) nas despesas com material;
- ✓ Aumento de 17,3% (R\$ 20 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 1,1% (R\$ 2 milhões) nos outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Aumento de 52,9% (R\$ 3 milhões) em entidade de previdência privada.

Lucro líquido: Em 2017, a RGE Sul apurou prejuízo líquido de R\$ 25 milhões ante um prejuízo líquido de R\$ 404 milhões em 2016 (variação de R\$ 379 milhões), refletindo principalmente: (i) a redução de 38,5% (R\$ 116 milhões) nas despesas financeiras líquidas; e (ii) o efeito positivo do Imposto de Renda e da Contribuição Social (R\$ 104 milhões).

Endividamento: no final de 2017, a dívida financeira atingiu R\$ 1.374 milhões, com uma redução de 16,4%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 412 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 RGE Sul 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 visando promover o desenvolvimento sustentável devem ser incorporados aos processos decisórios e ações, conforme destaques a seguir.

Plataforma de sustentabilidade: ferramenta de gestão, com indicadores e metas relacionadas a temas relevantes para a sustentabilidade no Grupo CPFL, definidos com base em seu posicionamento e sua estratégia, bem como na perspectiva dos principais públicos de relacionamento. A partir de 2018, incorporamos os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas.

Comitê de sustentabilidade: instância da diretoria executiva responsável por monitorar a Plataforma, 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: mantemos foco estratégico em negócios de baixo carbono e projetos que visam combater a mudança climática e seus impactos, atuando junto a iniciativas nacionais e internacionais.

Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE): A reestruturação do SGDE foi implantada em 31/08/16 e contou com o acompanhamento permanente, em todas as suas etapas, do Conselho de Administração, através do Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade e do Conselho Fiscal, inclusive quanto aos fluxos dos registros éticos recebidos. Atualmente, o SGDE é composto por 7 elementos, considerados chaves para a atuação da holding e de suas empresas controladas na cultura da gestão da ética, que são: (i) Código de Conduta Ética; (ii) Comitê de Ética e Conduta Empresarial (COMET); (iii) Regimento Interno do COMET; (iv) Canal Externo de Ética; (v) CPD (Comissão de Processamento de Denúncias); (vi) Plano de Divulgação; e (vii) Capacitação. Podemos destacar ações ocorridas/implementadas no SGDE, tais como: O Selo Pró-Ética 2017. Podemos destacar ações ocorridas/implementadas no SGDE, tais como: O Selo Pró-Ética 2017. O prêmio foi concedido pela Controladoria Geral da União (CGU) a um seleto grupo de 23 empresas dentre 375 inscritas, 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, a implantação do SGDE na RGE Sul, Workshop sobre o SGDE, com abrangência em todas as empresas controladas diretas do Grupo, Canais Executivos (comunicados internos) específicos oriundo das reuniões do COMET, Semana da Integridade que entre outras ações contou com a palestra do professor da Unicamp Leandro Karnal com o tema "Corrupção as ações que cada um tem em seu dia a dia". O Comitê realizou 8 reuniões em 2017 para tratar de temas relacionados à gestão da ética, bem como para analisar as sugestões, consultas e denúncias recebidas no período.

Relacionamento com a comunidade: sobre Investimento Social Privado, em 2016, foram investidos R\$ 17,6 milhões, entre recursos próprios e incentivados, em projetos que visam à promoção do acesso à educação; à cultura; à capacitação profissional inclusiva; à eficiência energética e o acesso à energia elétrica regularizada; e à influência social para promoção do desenvolvimento sustentável nas comunidades onde atuamos. Dentre os projetos realizados destaca-se o início do 3º ciclo do RGE Sul Educar para Transformar, com investimento de R\$ 2 milhões em 2016. O projeto, que incentiva a educação para a sustentabilidade na rede pública escolar, percorreu em 2017 os 118 municípios da área de concessão da RGE Sul. Já

com relação a Eficiência Energética (0,5% da ROL) foram investidos mais de R\$ 15,3 milhões, sendo aproximadamente R\$ 10 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na troca de 2.000 geladeiras, 41.986 lâmpadas e 3.146 chuveiros por modelos mais eficientes. Também foram realizados projetos educacionais, *Educar para Transformar* junto a 32 escolas municipais e estaduais, sendo formados 12.086 alunos, 2.392 professores em 32 municípios com um investimento de R\$ 2,3 milhões, além de um investimento de R\$ 1,4 milhão investidos em projetos residenciais. Deste total, R\$ 13,7 milhões (0,4%) foram investidos em clientes e R\$ 1,6 milhões (0,1%), foram provisionados, conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL.

Gestão Ambiental: (i) a empresa possui sistema de gestão ambiental alinhado à holding, que tem por referência a normativa ISO 14.001, sendo o escopo a “Convivência da rede de distribuição urbana e serviços de transmissão de energia elétrica com o meio ambiente”; (ii) para situações de emergências ambientais, a distribuidora dispõe de empresas contratadas e especializadas: atuação em emergências e seguro ambiental. Para ocorrências de menor extensão, as unidades dispõem de kits de contenção; (iii) em 2017, merecem destaque: Ranking Ambiental, que tem por objetivo a conformidade legal visando aperfeiçoar o desenvolvimento sustentável das atividades operacionais. Atuação junto aos órgãos ambientais na proposição de novas legislações que tratam do licenciamento e compensação ambiental de empreendimentos do setor elétrico.

7. Auditores Independentes

A Ernst & Young Auditores Independentes (EY) foi contratada pela RGE Sul 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 EY prestou, em 2017, 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 2017, a EY prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços:

Natureza	Data do contrato	Duração
Procedimentos previamente acordados - Carta conforto de emissão de debêntures	31/10/2017	12 meses
Auditoria de projetos de P&D	29/04/2016	36 meses
Revisão tributária - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/04/2017	Exercício de 2017

Contratamos um total de R\$ 696 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 114% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias e de revisão das informações intermediárias referentes ao exercício social de 2017 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.

A Administração da RGE Sul declara que a prestação dos serviços foi feita em estrita observância das normas que tratam da independência dos auditores independentes em trabalhos de auditoria e que recebeu da EY uma declaração de que a prestação dos serviços

supramencionados não afetam a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

8. Agradecimentos

A Administração da RGE Sul agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na Companhia no ano de 2017. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

A Administração

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

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(Valores expressos em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE Sul” 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, Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

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

A área de concessão da Companhia contempla 118 municípios do Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo e Santa Maria, atendendo a aproximadamente 1,3 milhões de consumidores.

Em 15 de dezembro de 2017, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a incorporação pela Companhia da controladora CPFL Jaguariúna Participações Ltda., com acervo avaliado no valor de R\$ 1.637.369. A incorporação foi realizada visando racionalizar a atual estrutura societária dos ativos da CPFL Energia, otimizando custos administrativos e operacionais do grupo e melhoria da sinergia entre as sociedades integrantes do Grupo. No momento da incorporação, foram aplicados os conceitos das Instruções CVM n° 319/99 e n° 349/01, de modo que uma provisão retificadora do intangível fosse registrada, gerando um crédito fiscal no montante de R\$ 99.981 (nota 9).

O acervo da CPFL Jaguariúna Participações Ltda. apurado na data base de 31 de julho de 2017, está demonstrado abaixo:

Ativo		Passivo	
Caixa e equivalentes de caixa	106.408	Impostos a recolher	142
Tributos a compensar	3.701	impostos taxas e contribuições a recolher	980
Intangível	10	Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	470
Investimentos	<u>1.528.842</u>	Total passivo	<u>1.592</u>
Total ativo	<u><u>1.638.961</u></u>	Acervo líquido contábil	<u><u>1.637.369</u></u>

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

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

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

A administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

As demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (“www.aneel.gov.br”) e da Companhia (“www.cpfl.com.br”) a partir da data estabelecida pelo Órgão Regulador.

A autorização para a conclusão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 12 de março de 2018.

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 mensurados ao valor justo, ii) instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado, e iii) ativos financeiros disponíveis para venda mensurados ao valor justo. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 30 de Instrumentos Financeiros.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

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

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

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 8 – Ativo e passivo financeiro setorial (determinados componentes financeiros que podem surgir sem metodologia prévia);
- 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 11 – Outros créditos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em

relação aos valores recuperáveis);

- Nota 12 – Intangível (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 16 – Entidade de previdência privada (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
- Nota 19 – Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios e depósitos judiciais (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos);
- Nota 23 – Receita operacional líquida (premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados); e
- Nota 30 – Instrumentos financeiros (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos).

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.

(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.

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 a saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo e são utilizados pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

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 desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs, de modo que seja registrado nas demonstrações financeiras (i) um ativo intangível, correspondendo ao direito de explorar a concessão

mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) um 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 fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como preço novo de reposição e atualização pelo IPCA (até novembro de 2015 a Companhia aplicava o IGP-M como fator de atualização do ativo financeiro). O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda, e as mudanças nos fluxos de caixa têm como contrapartida a conta de receita operacional (notas 4 e 23).

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

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 17 (R1) – Contratos de Construção, tendo como contrapartida um ativo financeiro, correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais 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. A Companhia possui os seguintes principais ativos financeiros:

- i. Registrados pelo valor justo por meio do resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia gerencia estes ativos e toma decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Estes ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.
- ii. Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo, e, após o reconhecimento inicial, reconhecidos pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.
- iii. Disponíveis para venda: são ativos não derivativos designados como disponíveis para venda ou que não se classifiquem em nenhuma das categorias anteriores. Após o reconhecimento inicial, os juros calculados pelo método da taxa efetiva de juros são reconhecidos na demonstração de resultado como parte do resultado operacional para as variações da expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão da Companhia, enquanto que as variações para registro ao valor justo são reconhecidas em outros resultados abrangentes. O resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício no momento da realização do 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. A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

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

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

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 30.

- Capital social

Ações ordinárias e preferenciais são classificadas como capital social no 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. Ações preferenciais não dão direito a voto e possuem preferência na liquidação da sua parcela do capital social. As ações preferenciais têm direito a um dividendo 10% superior ao pago a detentores de ações ordinárias.

Em 26 de dezembro de 2017 através da AGE, foi efetuado alteração no estatuto social da Companhia para a conversão das ações preferenciais em ordinárias, na relação de conversão de ações em que, para cada 1 (uma) ação preferencial, será entregue 1 (uma) ação ordinária, por meio do cancelamento das ações preferenciais e da emissão de 122.812 (cento e vinte e duas mil, oitocentas e doze) ações ordinárias.

3.4 Intangível

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 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 da 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 itens que compõem a infraestrutura são vinculados diretamente à operação da Companhia, não podendo ser retirados, alienados, 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 desvincular do seu acervo patrimonial bens móveis e imóveis considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação dos bens depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

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

- Ativos financeiros

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

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

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

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

- i. Custo amortizado: pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.
- ii. Disponíveis para venda: pela diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização do principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda ao valor recuperável previamente reconhecida no resultado.

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado como disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda ao valor recuperável, é reconhecido em outros resultados abrangentes.

- 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. Os efeitos do

desreconhecimento pelo desconto pela passagem do tempo são reconhecidos no resultado como despesa financeira.

3.7 Benefícios a empregados

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos por competência em conformidade com o CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, 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. De acordo com as práticas contábeis brasileiras, CPC 24 e ICPC 08 (R1), 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 ao Conselho de Administração 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 do Conselho de Administração.

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 pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados

possam ser estimados de maneira confiável e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura 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. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço é efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas pelo método da percentagem completada, sendo as perdas, caso existam, reconhecidas na demonstração do resultado quando incorridas.

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. 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.

A Companhia registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social 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 ordinárias e preferenciais em circulação no respectivo exercício. O resultado por ação diluído é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores, ajustado pelos efeitos dos instrumentos que potencialmente impactariam o resultado do exercício e pela média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor, nos exercícios apresentados, nos termos do CPC 41.

3.12 Subvenção governamental - CDE

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pela Companhia. São registradas no resultado dos exercícios nos quais

a Companhia reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários.

As subvenções recebidas via aporte da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) (nota 23.3) referem-se à compensação de descontos concedidos com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato, nos termos do CPC 07.

3.13 Ativo e passivo financeiro setorial

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

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

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

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos 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 orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

3.14 Segmento de negócios

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio dos quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração da Companhia para a tomada de decisões sobre alocação de recursos aos segmentos e para a avaliação do seu desempenho. Todas as decisões tomadas pela Administração da Companhia são baseadas em relatórios consolidados, os serviços são prestados utilizando-se uma rede integrada de distribuição, e as operações são gerenciadas em bases consolidadas. Consequentemente, a Companhia conclui que possui apenas o segmento de distribuição de energia elétrica como passível de reporte.

3.15 Novas normas e interpretações vigentes

Foram emitidas e/ou revisadas diversas normas pelo IASB e CPC, que entraram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2017:

a) Alterações ao CPC 32 – Reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas

Emitidas em 19 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 32 esclarecem as exigências de reconhecimento de ativos fiscais diferidos por perdas não realizadas em instrumentos de dívida e o método de avaliação da existência de lucros tributáveis futuros prováveis para a realização das diferenças temporárias dedutíveis, para endereçar a diversidade na prática.

A aplicação das alterações ao CPC 32 não causou impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

b) Alterações ao CPC 03 (R2) – Demonstração dos Fluxos de Caixa

Emitidas em 29 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 03 (R2) IAS 7 da Iniciativa de Divulgação têm como objetivo levar as entidades a fornecerem divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as alterações nas responsabilidades decorrentes das atividades de financiamento.

A aplicação das alterações ao CPC 03 (R2) implicou em alterações na divulgação de movimentação de ativos e passivos financeiros cujos fluxos de caixa são classificados como atividade de financiamento. As mudanças destas alterações geraram divulgação adicional, refletidas nas notas 14 – Empréstimos e financiamentos, 15 – Debêntures e 30 – Instrumentos Financeiros.

3.16 Novas normas e interpretações vigentes mas não adotadas

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. A Companhia não adotou as normas novas ou revisadas a seguir:

a) CPC 48 - Instrumentos financeiros

O CPC 48 será aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

Esta norma estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros serão classificados em três categorias: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; e (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais e; (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

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

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

A Companhia possui ativos relevantes classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos atuais do CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão da Companhia. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorre em função da não classificação nas outras três categorias descritas no CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). A opinião da Administração é que, estes ativos serão classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma, e os efeitos da mensuração subsequente deste ativo seriam registrados no resultado do exercício, não havendo impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras em função das alterações da norma sobre este tópico.

Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia estima que o impacto no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018 será uma redução da rubrica de “consumidores, concessionárias e permissionários” em torno de R\$12.000 a R\$16.000.

b) CPC 47 e Esclarecimentos ao CPC 47 - Receita de contratos com clientes

O CPC 47 estabelece um modelo simples para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no CPC 30 (R1) - Receitas, CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduz um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco passos: (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.

Pelos novos requerimentos do CPC 47, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelecerá um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

O CPC 47 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018. Para os contratos que começarem e concluírem no mesmo período de apresentação comparativa, bem como contratos que são concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados. A Companhia analisou as cinco etapas de reconhecimento para os diversos tipos de receita e não identificou nenhum impacto relevante da adoção desta norma em suas demonstrações financeiras. Desta forma, após as devidas análises a conclusão é de que o reconhecimento de receita atual está de acordo com a norma do CPC 47.

c) IFRIC 22 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

Emitida em 8 de dezembro de 2016, o IFRIC 22 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira. O IFRIC será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

As transações em moeda estrangeira da Companhia restringem-se, atualmente, aos instrumentos de dívida com instituições financeiras internacionais, mensuradas a valor justo, e à aquisição de energia de Itaipu. Uma vez que ativos e passivos mensurados ao valor justo estão fora do escopo do IFRIC e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a administração da Companhia avalia que o IFRIC 22 não causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

d) Melhorias Anuais às IFRS / Ciclo 2014 - 2016

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. Em 8 de dezembro de 2016 foram publicadas medidas referentes ao Ciclo 2014-2016, com início a partir de 1º de janeiro de 2018:

Alterações à IFRS 1 – Adoção Inicial do IFRS: exclui da norma algumas exceções existentes para aplicação no período de transição das entidades recém-adoptantes ao IFRS.

Como a Companhia não é adotante inicial ao IFRS, a Administração afirma que a aplicação dessas alterações não terá um efeito sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras. 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.

Desta forma, a Companhia determinou o valor justo conforme CPC 46, o qual define o valor justo como a estimativa de preço pelo qual uma transação não forçada para a venda do ativo ou para a transferência do passivo ocorreria entre participantes do mercado sob condições atuais de mercado na data de mensuração.

- Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A. e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 30) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora. . As premissas de cálculo de valor justos estão descritas na nota 30.

Os ativos financeiros classificados como disponíveis para venda referem-se ao direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia, ao final do seu prazo de concessão. 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 é utilizada para precificação da tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IPCA como melhor estimativa para ajustar a base original ao respectivo valor atualizado nas datas subseqüentes, em consonância com o processo de revisão tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Saldos bancários	49.036	25.717
Aplicações financeiras	<u>130.207</u>	<u>120.208</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	12.036
Certificado de depósito bancário (b)	130.147	27.847
Fundos de investimento (c)	<u>61</u>	<u>80.325</u>
Total	<u>179.243</u>	<u>145.925</u>

a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente, que são remunerados diariamente através de uma aplicação em operações compromissadas com lastro em debêntures e remuneração de 15% da variação da taxa SELIC.

b) Corresponde a operações de curto prazo em CDB's e debêntures compromissadas 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 101,87% do CDI.

c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média, de 100,0% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDB's, letras financeiras e debêntures compromissadas de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

(6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

	Saldos		Vencidos		Total	
	vincendos	até 90 dias	> 90 dias	31/12/2017	31/12/2016	
Circulante						
Classes de consumidores						
Residencial	95.964	54.055	7.259	157.278	159.090	
Industrial	9.556	7.886	5.443	22.885	30.227	
Comercial	31.964	13.306	7.015	52.285	54.859	
Rural	20.570	5.259	4.153	29.982	35.417	
Poder público	8.801	3.217	806	12.824	15.621	
Iluminação pública	5.242	642	-	5.884	8.600	
Precatórios	1.871	-	-	1.871	4.709	
Serviço público	9.384	155	-	9.539	9.549	
Faturado	183.352	84.520	24.676	292.548	318.072	
Não faturado	193.971	-	-	193.971	198.704	
Parcelamento de débito de consumidores	30.369	3.389	8.554	42.312	39.412	
Operações realizadas na CCEE	196	-	3.020	3.216	113.785	
Exposição decorrente de preços entre submercados	-	-	437.800	437.800	437.800	
Provisão para perda com créditos decorrentes de preços entre submercados	-	-	(437.800)	(437.800)	(437.800)	
Concessionárias e permissionárias	3.686	-	841	4.527	3.311	
Outros	5.628	4.208	1.249	11.085	12.280	
	417.202	92.117	38.340	547.659	685.564	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(43.486)	(44.456)	
Total				504.173	641.108	
Não circulante						
Precatórios	62.534	-	-	62.534	90.704	
Parcelamento de débito de consumidores	61.904	-	-	61.904	54.704	
Outros	3.078	-	-	3.078	110	
	127.516	-	-	127.516	145.518	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(14.176)	(27.610)	
Total				113.340	117.908	

Precatórios – Refere-se a créditos advindos de precatórios judiciais junto a municípios. Em 06 de agosto de 2015 foi publicada a decisão do Supremo Tribunal Federal (STF) referente às Ações Diretas de Inconstitucionalidade (ADINs) n.º 4357 e n.º 4425, que buscavam impugnar a Emenda Constitucional n.º 62 de 2009, cujo objeto era o estabelecimento da forma de pagamento dos precatórios judiciais emitidos até 25 de março de 2015. Dentre outros, tal decisão estabeleceu os seguintes pontos:

- i. Ratificação de todos os procedimentos e todas as operações anteriormente realizadas para a quitação dos precatórios, não restando mais nenhum risco aos credores quanto a eventual discussão da validade dos recebimentos ocorridos entre 2009 e março de 2015;
- ii. Definição de um prazo certo e determinado para a quitação dos precatórios pendentes de pagamento até 25 de março de 2015 (até janeiro de 2020);
- iii. Na hipótese de impontualidade da Fazenda Pública no repasse dos valores necessários para o pagamento dos Precatórios, o Presidente do respectivo Tribunal de Justiça fica compelido a realizar sequestro das verbas necessárias, sob pena de crime de responsabilidade.

Com base em tal decisão, a Administração da Companhia entende que tais créditos, emitidos até 25 de março de 2015, são praticamente certos de realização.

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. Com base na melhor estimativa da Administração, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PDD”)

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros créditos (nota 11)	Total
Saldo em 31/12/2015	(58.540)	(1.077)	(59.617)
Provisão revertida (constituída)	(52.235)	(14.418)	(66.653)
Baixa de contas a receber provisionadas	38.709	-	38.709
Saldo em 31/12/2016	(72.066)	(15.495)	(87.561)
Provisão revertida (constituída) liquida	(28.515)	-	(28.515)
Baixa de contas a receber provisionadas	42.919	-	42.919
Saldo em 31/12/2017	(57.662)	(15.495)	(73.157)
Circulante	(43.486)	(15.495)	(58.981)
Não circulante	(14.176)	-	(14.176)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base no histórico e probabilidade de inadimplência e segue os seguintes critérios:

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

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	1.976	590
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	5.370	1.590
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.005	2.263
Imposto de renda e contribuição social a compensar	9.351	4.443
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	1.239	5.245
ICMS a compensar	13.311	7.959
Outros	473	192
Outros tributos a compensar	15.023	13.396
Total circulante	24.374	17.839
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	3.237	671
Imposto de renda e contribuição social a compensar	3.237	671
ICMS a compensar	24.202	16.076
PIS e COFINS a compensar	4.234	4.023
Outros tributos a compensar	28.436	20.099
Total não circulante	31.673	20.770

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.

PIS e COFINS a compensar: O saldo refere-se a pedido de restituição de PIS e COFINS pago a maior no período de dezembro 2007, em análise na Receita Federal.

(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	Receita operacional		Resultado	Recebimento	Saldo em
	31/12/2016	Constituição	Realização	financeiro	Via bandeira tarifária (nota 23.4)	31/12/2017
	Total			Atualização monetária		Total
Parcela "A"						
CVA (*)						
CDE (**)	(16.089)	(59.738)	14.417	(4.109)	-	(65.518)
Custos energia elétrica	(148.887)	268.754	144.520	(10.659)	(4.428)	249.300
ESS e EER (***)	(100.514)	(140.592)	73.939	(9.076)	(64)	(176.308)
Proinfa	1.123	703	687	(3.589)	-	(1.076)
Rede básica	11.366	(2.560)	(9.524)	151	-	(566)
Repasso de Itaipu	106.395	114.059	(84.662)	7.046	-	142.838
Transporte de Itaipu	2.669	(216)	(2.197)	17	-	274
Neutralidade dos encargos setoriais	69.679	22.753	(35.663)	1.009	-	57.778
Sobrecontratação	2.952	(80.967)	(52.024)	5.298	(123)	(124.864)
Outros componentes financeiros	(57.772)	(4.691)	54.668	(1.934)	-	(9.729)
Total	(129.078)	117.506	104.161	(15.845)	(4.615)	72.129
Ativo circulante	-					20.668
Ativo não circulante	-					51.461
Passivo circulante	(95.629)					-
Passivo não circulante	(33.449)					-

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

(**) Conta de desenvolvimento energético

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

a) 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.

b) 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.

c) 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.

d) Outros componentes financeiros

Refere-se principalmente à (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que a partir do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, passou a ser um componente financeiro que somente será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica, (ii) Liminar Abrace conforme Despacho nº 1.576/2016, (iii) componentes financeiros referente a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores e (iv) Fator X: repasse de ganho de produtividade estimados da concessionária decorrente do crescimento de mercado e do aumento do consumo de clientes existentes, os quais foram calculados na Revisão Tarifária em 2013 e estão sendo repassados no decorrer do ciclo tarifário atual.

(9) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1- Composição dos créditos fiscais:

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<u>Crédito de contribuição social</u>		
Bases negativas	49.966	42.564
Benefício fiscal do Intangível Incorporado	26.465	-
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>20.811</u>	<u>12.369</u>
Subtotal	97.242	54.933
<u>Crédito de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	138.795	118.235
Benefício fiscal do Intangível Incorporado	73.516	-
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>57.807</u>	<u>34.357</u>
Subtotal	270.118	152.592
Total	<u>367.361</u>	<u>207.525</u>

9.2 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o intangível de aquisição da antiga controladora CPFL Jaguariuna (nota 1) incorporado em 15 de dezembro de 2017 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. Em 2017 não houve realização deste benefício.

9.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	<u>31/12/2017</u>		<u>31/12/2016</u>	
	<u>C SLL</u>	<u>IRPJ</u>	<u>C SLL</u>	<u>IRPJ</u>
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórias	14.229	39.526	8.863	24.620
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6.583	18.287	7.881	21.890
Registro da concessão - ajuste do intangível (CPC)	555	1.541	611	1.698
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (CPC)	(9.216)	(25.599)	(13.013)	(36.147)
Perdas atuariais (CPC)	(636)	(1.766)	(962)	(2.671)
Outros	1.676	4.654	1.293	3.589
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Perdas atuariais (CPC)	<u>7.619</u>	<u>21.163</u>	<u>7.696</u>	<u>21.378</u>
Total	<u>20.811</u>	<u>57.807</u>	<u>12.369</u>	<u>34.357</u>

9.4 – Expectativa de recuperação

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de (i) diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado que estão baseados no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido e (ii) bases negativas e prejuízos fiscais, baseada nas projeções de resultados futuros. Estas projeções são aprovadas pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação

2018	67.376
2019	29.947
2020	32.999
2021	33.579
2022	35.738
2023 a 2025	112.236
2026 a 2027	96.783
Total	408.658

9.5 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2017 e 2016:

	2017		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Prejuízo antes dos tributos	(79.231)	(79.231)	(183.718)	(183.718)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	16.538	16.538	-	-
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(517)	(517)	8.635	8.635
Base de cálculo	(63.210)	(63.210)	(175.083)	(175.083)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito fiscal apurado	5.689	15.803	15.757	43.771
Incentivos fiscais (PAT/Rouanet)	-	129	-	-
Incorporação Jaguariuna	(83)	(220)	-	-
Crédito fiscal constituído (revertido)	8.234	22.870	(74.069)	(205.739)
Ajustes de bases anteriores - outros	429	1.158	8	24
Total	14.269	39.740	(58.304)	(161.944)
Corrente	(1.653)	(4.486)	-	-
Diferido	15.922	44.226	(58.304)	(161.944)

A receita de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no resultado do exercício de R\$ 60.148 referem-se a (i) prejuízo fiscal e base negativa (R\$ 27.962) e (ii) diferenças temporárias (R\$ 32.186).

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 2017 e 2016 foram os seguintes:

	2017		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	(860)	(860)	49.224	49.224
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	77	215	(4.430)	(12.306)
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	77	215	(4.430)	(12.306)

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2015	824.738
Adições	149.862
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	52.106
Baixas	(7.048)
Saldo em 31/12/2016	1.019.658
Adições	230.093
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	(42.193)
Baixas	(8.736)
Saldo em 31/12/2017	1.198.822

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.

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 à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, (valor novo de reposição “VNR” – nota 4), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional (nota 23) no resultado do exercício.

(11) OUTROS CRÉDITOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Adiantamentos a fornecedores	30	159	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	1.024	1.386	-	-
Convênios de arrecadação	459	456	-	-
Ressarcimento de geradoras	-	7.611	-	-
Contas a receber - CDE	48.051	45.952	-	-
Adiantamento a funcionários	4.084	1.318	-	-
Arrendamento, aluguéis de postes e outras receitas	18.905	17.464	-	-
Despesas antecipadas	9.257	7.105	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(15.495)	(15.495)	-	-
Bens destinados a alienação	-	-	22.114	21.109
Outros	2.058	1.665	-	-
Total	68.373	67.621	22.114	21.109

Ressarcimento de geradoras: Valores a receber das geradoras referentes ao não cumprimento de obrigações previstas nos Contratos de Compra de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) por disponibilidade.

Contas a receber – CDE: Referem-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 3.091 (R\$ 3.429 em 31 de dezembro de 2016) e (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 44.960 (R\$ 42.523 em 31 de dezembro de 2016) (nota 23).

Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE (nota 17) e o contas a receber - CDE no valor de R\$ 98.736 (nota 23.3).

Arrendamento, aluguéis de postes e outras receitas: Refere-se, basicamente, a contatos de compartilhamento de infra-estrutura de postes junto a prestadoras de serviços de telecomunicações.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa: O montante refere-se principalmente à parcela do contrato de compartilhamento de infra-estrutura de postes junto à operadora de telefonia que apresentou pedido de recuperação judicial.

Bens destinados à alienação: Bens recebidos em negociação com prefeituras municipais, os quais estão disponíveis para venda.

(12) INTANGÍVEL

	Direito de concessão			Outros ativos intangíveis	Incorporação	Total
	Adquirido em combinações de negócio (*)	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso			
Saldo em 31/12/2015	336.411	983.289	138.294	17.789	-	1.475.783
Custo histórico	802.164	1.230.766	138.294	21.372	-	2.192.596
Amortização acumulada	(465.753)	(247.477)	-	(3.583)	-	(716.813)
Adições	-	-	272.621	3.985	-	276.606
Amortização	(28.430)	(64.992)	-	(934)	-	(94.356)
Transferência - intangíveis	-	125.338	(125.338)	-	-	-
Transferência - ativo financeiro	-	-	(149.862)	-	-	(149.862)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(58.941)	-	-	-	(58.941)
Saldo em 31/12/2016	307.981	984.694	135.715	20.840	-	1.449.230
Custo histórico	802.164	1.297.163	135.715	25.357	-	2.260.399
Amortização acumulada	(494.183)	(312.469)	-	(4.517)	-	(811.169)
Adições	-	-	406.104	2.896	62	409.062
Amortização	(28.429)	(111.280)	-	(1.085)	(53)	(140.847)
Transferência - intangíveis	-	146.689	(146.689)	-	-	-
Transferência - ativo financeiro	-	-	(230.093)	-	-	(230.093)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(16.711)	(537)	-	-	(17.248)
Saldo em 31/12/2017	279.552	1.003.392	164.500	22.651	9	1.470.104
Custo histórico	802.164	1.427.141	164.500	28.253	62	2.422.120
Amortização acumulada	(522.612)	(423.749)	-	(5.602)	(53)	(952.016)

(*) Refere-se ao intangível decorrente da incorporação da controladora AES Guaíba Empreendimentos Ltda.. 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” (nota 25).

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia são capitalizados para os ativos intangíveis qualificáveis. No exercício de 2017 foram capitalizados R\$ 3.011 (R\$ 4.086 em 2016) a uma taxa de 11,06% a.a. (11,97% a.a. em 2016) (nota 26).

Teste de redução ao valor recuperável

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

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

(13) FORNECEDORES

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Circulante		
Encargos de serviço do sistema	-	21.219
Suprimento de energia elétrica	288.375	330.081
Encargos de uso da rede elétrica	41.161	24.343
Materiais e serviços	75.882	66.469
Total	<u>405.418</u>	<u>442.112</u>
Não circulante		
Suprimento de energia elétrica	128.438	129.148
Total	<u>128.438</u>	<u>129.148</u>

Os montantes de suprimento de energia elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 32).

(14) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Saldo em 31/12/2016	Amortização principal	Encargos, atualização monetária	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2017
Mensuradas ao custo					
Moeda nacional					
Investimento	15.319	(5.395)	691	(647)	9.968
Outros	51.709	(14.439)	5.142	(1.280)	41.132
Total ao custo	<u>67.028</u>	<u>(19.834)</u>	<u>5.833</u>	<u>(1.927)</u>	<u>51.100</u>
Total	<u>67.028</u>	<u>(19.834)</u>	<u>5.833</u>	<u>(1.927)</u>	<u>51.100</u>

	Remuneração a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2017			31/12/2016			
				Circulante		Não circulante	Circulante		Não circulante	Total
				Encargos	Principal	Principal	Encargos	Principal	Principal	Total
Mensuradas ao custo										
Moeda nacional										
Estado - Luz para todos 015/2004	PV fixado 5%	120 parcelas mensais a partir de julho de 2007	Recibos	-	-	-	-	94	94	
Estado - Luz para todos	PV fixado 5%	parcelas mensais a partir de dezembro de 2008 a março de 2009	França bancária	5.855	12.116	16.971	7.751	21.896	28.647	
FRBP - 02 11.5364-06	PV fixado 5%	81 parcelas mensais a partir de setembro de 2013	França bancária	12	2.265	3.200	16	2.538	8.763	
FRBP - 02 13.5207-06	TUP	73 parcelas mensais a partir de maio de 2014	França bancária	12	1.012	3.458	20	1.736	8.845	
Arrendamento Mercado	14%	106 meses a partir de dezembro 2015	-	8.852	12.710	22.162	9.579	16.585	25.794	
Total moeda nacional - mensuradas ao custo				24	19.864	31.893	36	21.255	58.345	
Subvenção governamental							(1.481)	(3.169)	(4.650)	
Total				24	19.864	31.893	36	19.812	62.028	

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

Ano de vencimento	
2019	16.069
2020	9.654
2021	3.865
2022	1.388
2023	117
Total	<u>31.093</u>

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento estão abaixo demonstrados:

Index	Variação acumulada		% da dívida	
	2017	2016	31/12/2017	31/12/2016
TJLP	7,00	7,50	8,77	10,48
Pré-fixados	5,00	5,00	91,23	89,52
			<u>100,00</u>	<u>100,00</u>

(15) DEBÊNTURES

	Saldo em 31/12/2016	Captação	Encargos, atualização monetária,	Encargos pagos	Gastos com emissão	Saldo em 31/12/2017
Debentures	1.132.058	220.000	123.753	(138.836)	-	1.336.974
Gastos com emissão	(18.238)	(113)	-	-	4.605	(13.746)
Total	1.113.820	219.887	123.753	(138.836)	4.605	1.323.229

	Quantidade em circulação	Remuneração a.a.	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2017			31/12/2016		
						Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
4ª Emissão											
4ª Emissão - Série Única - AESL14	110.000	114,50% do CDI	8,00%	02 Parcelas anuais a partir de outubro de 2019	Fiança da CPFL Energia	10.052	1.100.000	1.110.052	32.058	1.100.000	1.132.058
6ª Emissão											
6ª Emissão - Série Única - AESL16	220.000	CDI + 0,40%	7,50%	Parcela única em dezembro de 2020	Fiança da CPFL Energia	312	220.000	220.312			
Gastos com emissão (*)						(4.649)	(8.696)	(13.746)	(4.611)	(13.627)	(18.238)
Total						12.125	1.311.104	1.323.229	27.447	1.086.373	1.113.820

(*) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas.

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2019	541.104
2020	770.000
Total	1.311.104

Adições no exercício

6ª emissão RGE Sul

Em 12 de dezembro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a sexta emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, em série única, no montante total de R\$ 520.000. Em 2017, foram subscritas e integralizadas 220.000 debêntures, nominativas e escriturais em uma única série, da espécie quirografária, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 220.000 (R\$ 219.887 líquida dos gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos serão destinados para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Condições restritivas

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas que contemplam, cláusulas que requerem da garantidora (controladora CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos de debêntures contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais estão atendidas conforme o último período de apuração. Os índices financeiros são os seguintes:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA menor ou igual a 3,75, e
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

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

As debêntures estavam sujeitas à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora ou da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas (Camargo Corrêa e Previ) permanecessem de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

Em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da controladora CPFL Energia e suas controladas diretas e indiretas bem como empreendimentos controlados em conjunto, a não decretação dos vencimentos antecipados das referidas debêntures, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

O não cumprimento das restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência (cross default) dependendo de cada contrato.

A Administração da Companhia e da controladora CPFL Energia monitoram 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 estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

(16) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

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

16.1- Características

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários. A Fundação CEEE de Seguridade Social – Eletroceee é a entidade responsável pela administração do plano de benefícios patrocinado pela Companhia e tem como objetivo principal a suplementação dos benefícios previdenciários dos participantes. O plano de benefícios (Plano Único da RGE Sul), constituído de acordo com as características de “benefício definido”, encontra-se fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011.

A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos empregados beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação.

Ao final do exercício de 2017 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.

16.2- Movimentações do plano de benefício definido

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	524.293	480.081
Valor justo dos ativos do plano	(446.670)	(405.251)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>77.623</u>	<u>74.830</u>

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

	<u>Passivo</u>	<u>Ativo</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2015	379.252	(349.748)
Custo do serviço corrente bruto	1.406	-
Rendimento esperado no ano	-	(41.273)
Juros sobre obrigação atuarial	46.299	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	1.114	(1.114)
Contribuições de patrocinadoras	-	(10.330)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(36.326)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas demográficas	4.003	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	67.105	-
Perda (ganho) atuarial: efeito da experiência do plano	14.442	-
Benefícios pagos no ano	(33.540)	33.540
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2016	480.081	(405.251)
Custo do serviço corrente bruto	2.153	-
Rendimento esperado no ano	-	(43.258)
Juros sobre obrigação atuarial	50.927	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	990	(990)
Contribuições de patrocinadoras	-	(6.169)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(25.503)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas demográficas	16.490	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	8.153	-
Benefícios pagos no ano	(34.501)	34.501
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2017	<u>524.293</u>	<u>(446.670)</u>

16.3- Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Passivo atuarial líquido no início do exercício	74.830	29.504
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	9.822	6.432
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(6.203)	(10.330)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	16.490	4.003
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(17.350)	45.221
Passivo atuarial líquido no final do exercício	<u>77.589</u>	<u>74.830</u>
Outras contribuições	34	-
Total passivo atuarial	<u>77.623</u>	<u>74.830</u>
Circulante	34	-
Não circulante	77.589	74.830

16.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2018 estão estimadas no montante de R\$ 6.370.

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação CEEE de Seguridade Social nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

<u>Ano de pagamento</u>	
2018	34.547
2019	36.367
2020	38.047
2021	39.680
2022 a 2027	<u>274.712</u>
Total	<u><u>423.353</u></u>

Em 31 de dezembro de 2017, a duração média da obrigação do benefício definido foi 11,0 anos.

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

A estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2018 e as despesas reconhecidas em 2017 e 2016, são como segue:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
	<u>Estimadas</u>	<u>Realizadas</u>	<u>Realizadas</u>
Custo do serviço	2.790	2.153	1.406
Juros sobre obrigações atuariais	48.218	50.927	46.299
Rendimento esperado dos ativos do plano	<u>(41.166)</u>	<u>(43.258)</u>	<u>(41.273)</u>
Total da despesa (receita)	<u><u>9.842</u></u>	<u><u>9.822</u></u>	<u><u>6.432</u></u>

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

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,51% a.a.	10,99% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,51% a.a.	10,99% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,10% a.a.	7,29% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	5,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	4,00% a.a.	5,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BREMS sb v.2015	AT-2000
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light média	Light média
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo plano	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo plano

16.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2017 e 2016, administrados pela Fundação CEEE de Seguridade Social. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2018, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2017.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Cotados em mercado ativo		Não cotados em mercado ativo	
	2017	2016	2017	2016
Renda fixa	78%	74%	-	-
Títulos públicos federais	65%	60%	-	-
Títulos privados (instituições financeiras)	8%	8%	-	-
Títulos privados (instituições não financeiras)	3%	4%	-	-
Fundos de investimento multimercado	1%	3%	-	-
Renda variável	18%	16%	-	-
Fundos de investimento em ações	18%	16%	-	-
Investimentos estruturados	2%	8%	-	-
Fundos de participação	1%	7%	-	-
Fundos de imobiliários	1%	1%	-	-
Imóveis	-	-	1%	1%
Operações com participantes	-	-	2%	2%
	98%	98%	3%	3%

	<u>Meta para 2018</u>
Renda fixa	80,00%
Renda variável	16,00%
Imóveis	0,50%
Empréstimos e financiamentos	2,00%
Investimentos estruturados	1,50%
	100,00%

A meta de alocação para 2018 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CEEE, efetuada ao final de 2017 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2018, 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. A Fundação CEEE realizam estudos de Asset Liability Management (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos, ou "ALM") no mínimo uma vez ao ano, para um horizonte superior a 10 anos. O estudo de ALM representa também importante ferramenta para a gestão do risco de liquidez dos planos previdenciários, posto que considera o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos.

A base utilizada para determinar as premissas do retorno geral estimado sobre os ativos é suportada por ALM. As principais premissas são projeções macroeconômicas pelas quais são obtidas as rentabilidades esperadas de longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais dos planos de benefícios. O ALM processa a alocação média ideal dos ativos do plano para o longo prazo e, baseado nesta alocação e nas premissas de rentabilidade dos ativos, é apurada a rentabilidade estimada para o longo prazo.

16.7 - Análise de sensibilidade

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

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação 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 fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 14.800 (aumento de R\$ 14.103).

· Se a tábua de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 8.990 (aumento de R\$ 9.244).

16.8 - 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, o qual 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 CEEE o que ocorre ao menos trimestralmente.

Além do controle do risco de mercado através da metodologia da divergência não planejada exigida pela legislação, a Fundação CEEE utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: VaR, Tracking Risk, Tracking Error e Stress Test.

A Política de Investimentos da Fundação CEEE impõe restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

(17) TAXAS REGULAMENTARES

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	262	245
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 23.5)	36.863	44.102
Bandeiras tarifárias	<u>40.303</u>	<u>7.478</u>
Total	<u>77.428</u>	<u>51.825</u>

Conta de desenvolvimento energético – CDE: Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2017 no montante de R\$ 17.582 (R\$ 28.617 em 31 de dezembro de 2016), (ii) quota destinada à devolução do aporte CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 7.389 (R\$ 15.485 em 31 de dezembro de 2016) e (iii) quota destinada à devolução do aporte da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (“conta ACR”) do período de fevereiro a dezembro de 2014, no montante de R\$ 11.892. Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas do montante a pagar e o contas a receber – CDE (nota 11) no montante de R\$ 98.736.

Bandeiras tarifárias: Refere-se ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”), cujo valor a receber foi registrado através da emissão das faturas de energia (nota 23.4).

(18) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<u>Circulante</u>		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	37.572	37.915
Programa de integração social - PIS	3.560	5.925
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	16.479	21.399
PIS/COFINS parcelamento	10.349	9.507
Outros impostos taxas e contribuições a recolher	8.483	7.217
Total Circulante	<u>76.443</u>	<u>81.963</u>
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS parcelamento	18.839	26.814
Total não circulante	<u>18.839</u>	<u>26.814</u>

Em novembro de 2015 a Receita Federal do Brasil deferiu o pedido de parcelamento do PIS e COFINS relativo aos meses de agosto e setembro de 2015, no valor total consolidado de R\$ 34.253.

O pagamento do parcelamento foi feito em 60 (sessenta) parcelas mensais e consecutivas, com incidência de juros (i) Selic, acumulados mensalmente, calculados a partir da data do deferimento até o mês anterior ao do pagamento, e de (ii) 1% relativo ao mês em que o pagamento estiver sendo efetuado, conforme artigo 13 da Lei nº 10.522 de julho de 2002. Até 31 de dezembro de 2017 foram liquidadas 26 parcelas e realizada a compensação parcial da parcela 60, no montante total de R\$ 20.428.

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

	<u>31/12/2017</u>		<u>31/12/2016</u>	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	Depósitos judiciais
Trabalhistas	64.185	45.499	28.148	29.942
Cíveis	52.200	7.716	12.267	6.637
Fiscais	21.847	12.039	14.290	12.244
Regulatórios	31.778	-	31.517	-
Outros	368	212	497	228
Total	<u>170.378</u>	<u>65.465</u>	<u>86.719</u>	<u>49.051</u>
Circulante	87.565	-	53.729	-
Não circulante	82.813	65.465	32.990	49.051

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

	Saldo em 31/12/2016	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Incorporação	Saldo em 31/12/2017
Trabalhistas	28.148	44.665	(16.384)	(6.049)	13.782	23	64.185
Cíveis	12.268	54.082	(6.366)	(12.357)	4.572	-	52.200
Fiscais	14.290	8.972	(4.416)	-	2.401	600	21.847
Regulatórios	31.517	83	(2.460)	(540)	3.178	-	31.778
Outros	496	-	-	(128)	-	-	368
Total	86.719	107.802	(29.625)	(19.074)	23.933	623	170.378

As provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórias 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, classificados com risco de perda provável, 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 - A Companhia possui processos fiscais relativos ao Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISSQN, COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, cuja discussão é mantida em âmbito administrativo, pré-judicial.

d) Regulatórios

Auto de Infração nº 0001/2015 (AGERGS-SFE) - A Companhia recebeu, em 02 de junho de 2015 o Auto de Infração nº 0001/2015- AGERGS-SFE – TN 0008/2014, em virtude não conformidades na apuração de indicadores de continuidade individuais e coletivos para o ano de 2013, no montante de R\$ 21.683. A Companhia manifestou-se tempestivamente sobre o AI em 15 de junho de 2015 e aguarda pela análise do recurso apresentado. Durante o exercício de 2017 com base em parecer atualizado de seus consultores jurídicos, a Companhia provisionou o montante referente às não conformidades com prognóstico de perda provável, cujo valor atualizado até 31 de dezembro de 2017 corresponde a R\$ 20.012.

Termo de Notificação nº 0017/2015 (AGERGS) - A Companhia recebeu em 10 de dezembro de 2015 o Termo de Notificação nº 0017/2015 – AGERGS - Auto de Infração 0008/2016 – ANEEL referente à Fiscalização Comercial Periódica ocorrida no período de 19 a 23 de outubro de 2015, em relação aos processos comerciais da Distribuidora no ano de 2014, resultando em 11 constatações, 14 não conformidades, 01 recomendação e 01 determinação. Importante destacar que das 14 não conformidades, 4 foram canceladas, 3 resultaram em advertências e 7 foram mantidas. Em 25 de abril de 2016 a Companhia protocolou recurso que ainda está pendente de julgamento. O valor provisionado em até 31 de dezembro de 2017 monta em R\$ 4.041.

Auto de Infração nº 0006/2016 (AGERGS) - A Companhia recebeu em 30 de março de 2016 o Auto de Infração nº 0006/2016- AGERGS-SFE – TN 0009/2015, referente aos indicadores de continuidade individuais para o ano de 2014, no montante de R\$ 9.007. A Companhia manifestou-se tempestivamente e aguarda pela análise do recurso apresentado. Com base em parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia provisionou o montante referente às não conformidades com prognóstico de perda provável, cujo valor atualizado até 31 de dezembro de 2017 corresponde a R\$ 7.725.

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, ou seja, é mais provável do que não (*"more likely than not"*) de que não haja desembolso para estes casos 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 2017 e 2016, estavam assim representadas:

	31/12/2017	31/12/2016	Principais causas
Trabalhistas	82.024	-	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	273.113	171.243	Danos pessoais, impactos ambientais, majoração tarifária e outros
Fiscais	111.209	20.752	Débitos fiscais de ICMS e processos administrativos e impostos fiscais
Regulatórias	21.239	16.691	Processos de fiscalização técnicas e comerciais e outros
Total	487.585	208.686	

Processos cíveis relevantes:

- i. A empresa Transformadores São Miguel, prestadora de serviço de instalação e manutenção de redes elétricas, ajuizou ação em face da Companhia, requerendo a indenização de R\$ 24.300, atualizado até 31 de dezembro de 2016, sob a alegação de que, para fazer frente à expectativa de obras a serem realizadas durante a execução do contrato firmado com a Companhia, realizou grandes investimentos em pessoal e equipamentos. Porém, segundo a empresa, durante o curso do contrato não houve a confirmação das expectativas de volume de obras, gerando prejuízo de receitas e o consequente encerramento das atividades da empresa. O caso encontra-se no início da fase de instrução.
- ii. A Companhia e a AES Florestal estão envolvidas em um único caso relativo a passivos ambientais, localizado em uma Unidade de Tratamento de Madeira (UTM). Durante o período em que esteve na posse da Unidade de Tratamento de Madeira (UTM) de Barreto, no município de Triunfo - RS, identificou-se a existência de passivo ambiental na área da Fábrica, relativo à época em que a CEEE havia operado a UTM, decorrente de produtos químicos usados no processo produtivo.

Em outubro de 2011, foi deferida medida liminar exclusivamente contra a CEEE determinando a contenção e remoção dos focos de contaminação. Em 18 de outubro de 2012, mediante inspeção na área pelo perito designado pelo Juiz, acompanhado do assistente técnico e dos assessores jurídicos da Companhia, foi possível constatar que a empresa contratada pela CEEE iniciou efetivamente os trabalhos de contenção e remoção do passivo ambiental. Diante deste fato, os assessores jurídicos emitiram parecer legal entendendo pela probabilidade de perda possível do caso.

Estima-se que o custo da contenção e remoção do passivo ambiental realizado pela CEEE foi de R\$ 60.000. Portanto, o risco total envolvido para a RGE Sul é de R\$ 30.000. Em 31 de dezembro de 2016, a ação encontra-se em fase de instrução, aguardando a conclusão da perícia judicial.

Processos fiscais relevantes:

- i. As ações anulatórias de autos de infração ICMS têm relevância para a Companhia (R\$15.800), são Autuações Fiscais (Autos de Lançamento Fiscal), no qual a Autoridade Fiscal Estadual constitui crédito tributário contra a Companhia, pelo pretensão descumprimento de ordens judiciais exaradas nos autos de processos judiciais, que determinaram que houvesse incidência do ICMS em relação apenas à energia efetivamente consumida (kWh). Em suma, o fisco estadual pretendeu fazer a Companhia tributar o ICMS sobre rubrica de demanda (kW) e não sobre consumo (kWh).

Os fundamentos de defesa da Companhia são no sentido de reafirmar o estrito cumprimento da ordem judicial, sendo impossibilitada de agir em sentido diverso, por expressa vedação legal. Ainda, a Companhia ressaltava em suas defesas a expressa manifestação pretérita do próprio fisco estadual no sentido de tributação do ICMS apenas sobre a energia efetivamente consumida (em kWh), em relação a outros clientes, bem como a tentativa do fisco de aplicar ordem judicial proferida em processo diverso, ao caso dos processos judiciais que originaram os autos de lançamento.

Processos trabalhistas relevantes:

No tocante às contingências trabalhistas, a Companhia informa que 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, que entrou em vigor em 11 de novembro de 2017, aponta em seu artigo n.º 879, § 7º, que a TR é o índice de correção da justiça do Trabalho a partir da vigência da norma.

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

(20) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Consumidores e concessionárias	10.068	16.398	44.473	44.711
Programa de eficiência energética - PEE	13.177	11.148	27.770	22.972
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	5.839	3.597	11.169	11.834
EPE / FNDCT / PROCEL	3.531	1.280	-	-
Folha de pagamento	5.378	2.320	-	-
Convênios de arrecadação	10.682	10.507	-	-
Convênio de devolução	1.955	5.095	-	-
Descontos tarifários - CDE	25.208	1.395	-	465
Outros	5.285	8.636	29.491	174
Total	81.123	60.376	112.903	80.156

Consumidores e concessionárias: 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 de R\$ 44.473 no passivo não circulante refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 32).

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.

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.

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

(21) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2017 e 2016 está assim distribuída:

31/12/2017 - Quantidade de ações			
Acionistas	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S/A	402.775	402.775	76,39
CPFL Brasil	123.676	123.676	23,46
Ações em tesouraria	815	815	0,15
Total	527.266	527.266	100,00

31/12/2016 - Quantidade de ações				
Acionistas	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
CPFL Jaguariúna Participações Ltda.	403.644	122.807	526.451	99,85
Ações em tesouraria	810	5	815	0,15
Total	404.454	122.812	527.266	100,00

21.1 Capital Social

Na AGE de 15 de dezembro de 2017 foi aprovado: (i) aumento de capital com a capitalização do adiantamento para futuro aumento de capital ("AFAC") no montante de R\$ 45.000 e (ii) aumento de capital com acervo líquido da CPFL Jaguariúna no montante de R\$ 63.526.

21.2 Reserva de Capital

O saldo em 31/12/2017 está assim composto:

- (a) Ágio na emissão de ações R\$ 1.089;
- (b) Remuneração de bens e direitos R\$ 2.475, e;
- (c) Benefício Fiscal do Intangível Incorporado, oriundo da incorporação da controladora CPFL Jaguariúna, conforme mencionado na nota 9.2.

21.3 Reserva de lucros

O saldo em 31/12/2017 está assim composto:

- (a) Reserva legal no montante de R\$ 59.302;
- (b) 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 do exercício de 2017.

21.4 Resultado abrangente acumulado

Composto pela entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 55.872, líquido de imposto de renda e contribuição social, correspondente aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R2).

(22) PREJUÍZO POR AÇÃO

22.1 Prejuízo por ação – básico e diluído

O cálculo do prejuízo por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2017 e 2016 foi baseado no prejuízo líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os exercícios apresentados:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Numerador		
Prejuízo do exercício atribuído aos acionistas controladores	(25.222)	(403.966)
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	405.663	337.852
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações preferenciais	120.788	102.588
Prejuízo básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	(47,91)	(917,19)
Prejuízo básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	(47,91)	(917,19)

Alteração na quantidade de ações – A média ponderada das ações ordinárias e preferenciais para o exercício de 2017 apresentado, considera a alteração no estatuto social da Companhia que efetuou a conversão do total das ações preferenciais em ordinárias a partir de 26 de dezembro de 2017 (nota 3.3).

Nos exercícios de 2017 e 2016 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no prejuízo por ação.

(23) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores (*)		GWh		R\$ mil	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	1.121.941	1.110.815	2.657	2.648	1.883.540	1.997.155
Industrial	7.221	7.183	893	1.429	521.384	847.366
Comercial	88.075	84.153	1.120	1.152	791.586	890.147
Rural	109.005	107.108	1.408	1.394	382.207	387.546
Poderes públicos	9.042	9.125	203	206	140.469	149.201
Iluminação pública	110	111	225	224	80.383	83.518
Serviço público	1.005	993	211	213	119.358	130.792
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	(19.080)	(24.826)
Fornecimento faturado	1.336.399	1.319.488	6.717	7.305	3.899.847	4.460.894
Consumo próprio	101	102	2	2	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	(367)	(22.243)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(1.712.092)	(1.938.394)
Fornecimento de energia elétrica	1.336.500	1.319.590	6.719	7.307	2.487.388	2.500.257
Outras concessionárias, permissionários e autorizadas						
Energia elétrica de curto prazo	0	3	52	72	13.667	20.520
Suprimento de energia elétrica	1.336.500	1.319.593	7.727	7.379	335.573	171.650
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					1.712.092	1.938.381
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					238.981	189.198
Receita de construção da infraestrutura de concessão					410.775	304.252
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					221.667	(359.979)
Atualização ativo financeiro da concessão (nota 10)					-	52.106
Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares					302.239	281.989
Outras receitas e rendas					48.634	38.799
					2.934.388	2.444.746
Outras receitas operacionais					5.457.349	5.116.661
Total da receita operacional bruta						
Dedução da receita operacional						
ICMS					(1.034.729)	(1.142.298)
PIS					(77.615)	(83.813)
COFINS					(357.499)	(386.076)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(449.615)	(543.017)
Programa de P&D e eficiência energética					(29.339)	(24.717)
PRONFA					(17.367)	(13.056)
Bandeiras tarifárias e outros					(117.831)	(67.493)
Outros					(3.107)	(3.024)
					(2.087.102)	(2.263.494)
					3.370.247	2.853.167

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

23.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

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

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 passivos financeiros setoriais e em obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas, apresentados líquidos no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

23.2 Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) de Angra III.

Em 13 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.218, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 18 de abril de 2017, em -0,20%, sendo 2,95% referentes ao reajuste tarifário econômico e -3,15% relativos aos componentes financeiros em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2016). O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de -6,43%. (conforme divulgado na Resolução Homologatória) quando comparado ao RTA ocorrido em abril de 2016. As novas tarifas têm vigência de 19 de abril de 2017 a 18 de abril de 2018.

A ANEEL aprovou por meio da REH nº 2.214, de 28 de março de 2017 a republicação das Tarifas de Energia – TE e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com o objetivo de devolução da previsão do EER da central geradora UTN Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III). O efeito médio percebido pelos consumidores será negativo de -13,76% (conforme divulgado pela própria ANEEL). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente no mês de abril de 2017, no entanto, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide com o mês civil, essa redução se dará na receita faturada de abril e maio de 2017, tendo seu impacto diluído entre os dois períodos.

Em 12 de abril de 2016, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) de 2016 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em +3,94%, sendo -1,89% relativos ao reajuste econômico e +5,83% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2015). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de -0,34% (conforme divulgado na Resolução Homologatória), quando comparado ao Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) ocorrida em abril de 2015. As novas tarifas têm vigência de 19 de abril de 2016 a 18 de abril de 2017.

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

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2017, foi registrada receita de R\$ 302.239 (R\$ 281.989 em 2016), sendo (i) R\$ 18.970 (R\$ 20.623 em 2016) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 278.525 (R\$ 246.971 em 2016) referentes a outros descontos tarifários e (iii) R\$ 4.744 (R\$ 14.395 em 2016) de desconto tarifário – liminares. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 11).

23.4 - Bandeiras tarifárias

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da REN nº 547/2013, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Tal mecanismo pode refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica. A bandeira verde indica condições favoráveis e a tarifa não sofre acréscimo. A bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a bandeira vermelha sendo segregada em dois patamares, é acionada em condições mais custosas, tendo acréscimo na tarifa de R\$ 1,00 e R\$ 3,00 e R\$ 5,00, (antes dos efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 KWh consumidos, reajustados conforme decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, a partir de 1º novembro de 2017.

No exercício de 2017 a Companhia faturou dos consumidores o montante de R\$ 117.831 (R\$ 67.493 em 2016) de Bandeira Tarifária, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias”.

Em 2017, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de dezembro de 2016 a outubro de 2017. O montante faturado nesse período foi de R\$ 84.946, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”. Deste montante R\$ 4.615, foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 80.331, foram repassados para a conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias (“CCRBT”). O montante de R\$ 40.303, referente a bandeira tarifária faturada em novembro e dezembro de 2017 e não homologado, está registrado em taxas regulamentares (nota 17).

23.5 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio das REH n° 2.202, de 7 de fevereiro de 2017, alterada pela REH n° 2.204 de 07 de março de 2017, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE vigentes do ano de 2017. Essas quotas contemplam: (i) quota anual da conta CDE – USO; e (ii) quota CDE – Energia, referente a parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, que deverá ser recolhida dos consumidores e repassada à Conta CDE em até cinco anos a partir da RTE de 2015. Adicionalmente, por meio da REH n° 2004, de 15 de dezembro de 2015, a ANEEL estabeleceu mais uma quota destinada à amortização da Conta ACR, cujos valores foram atualizados pela REH n° 2.231 de 25 de abril de 2017, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período tarifário de abril de 2017 a março de 2018.

(24) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2017	2016	2017	2016
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	1.964	2.003	391.939	383.888
Energia de curto prazo	258	7	60.958	797
PROINFA	176	189	44.505	58.036
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	6.541	7.481	1.704.286	1.328.029
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(199.661)	(157.574)
Subtotal	8.939	9.680	2.002.027	1.613.176
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			262.711	160.097
Encargos de transporte de Itaipu			26.600	10.165
Encargos de conexão			38.276	36.847
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER			(66.084)	48.662
Encargos de energia de reserva - EER			-	21.523
Crédito de PIS e COFINS			(28.306)	(28.123)
Subtotal			233.197	249.171
Total			2.235.224	1.862.347

(25) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Despesa operacional						Total	
					Vendas		Gerais e administrativas		Outros			
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Personal	100.356	98.810	-	-	30.819	33.698	21.398	44.938	-	-	103.171	106.436
Entidade de previdência privada	9.822	6.432	-	-	-	-	-	-	-	-	9.822	6.432
Material	24.197	27.882	-	-	5.534	4.054	2.888	3.162	-	-	30.479	34.866
Serviços de terceiros	55.143	39.945	-	-	22.212	23.423	57.488	54.591	-	-	134.763	114.863
Amortização	111.608	103.533	-	-	1.832	2.291	5.114	6.880	28.428	20.432	147.083	140.106
Custos com construção de infraestrutura	-	-	410.775	304.252	-	-	-	-	-	-	410.775	304.252
Outros	53.715	64.852	-	-	26.239	65.377	133.344	80.763	-	-	213.298	210.952
Taxa de arrecadação	11.710	11.132	-	-	-	-	-	-	-	-	11.710	11.132
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	28.516	66.653	-	-	-	-	28.516	66.653
Arrendamento e aluguel	15.798	15.136	-	-	(148)	630	(288)	3.013	-	-	15.362	22.779
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	6	678	248	-	-	678	244
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	53.114	70.227	-	-	93.114	70.227
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	36	199	-	-	36	199
Outros (*)	26.207	34.584	-	-	(2.126)	(1.912)	39.884	7.076	-	-	63.883	36.748
Total	363.431	329.128	410.775	304.252	84.786	120.003	219.968	106.534	28.428	20.432	1.107.391	976.949

(*) Outros é composto por ganhos e perdas na desativação e alienação de ativos; multas regulatórias e compensatórias.

(26) RESULTADO FINANCEIRO

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
<u>Receitas</u>		
Rendas de aplicações financeiras	16.242	23.863
Acréscimos e multas moratórias	54.162	58.151
Atualização de depósitos judiciais	2.996	2.786
Atualizações monetárias e cambiais	1.112	10.838
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	-	2.954
Outros	4.743	6.365
Total	79.255	104.957
<u>Despesas</u>		
Encargos de dívidas	(134.330)	(269.904)
Atualizações monetárias e cambiais	(22.645)	(17.265)
(-) Juros capitalizados	3.011	4.086
IOF	(1.955)	(1.025)
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	(15.845)	-
Outros	(14.354)	(18.438)
Total	(186.118)	(302.546)
Resultado financeiro	(106.863)	(197.589)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 11,06% a.a. durante o exercício de 2017 (11,97% a.a. em 2016) sobre os ativos intangíveis qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

(27) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2017 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:

- 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.

Para zelar para que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, o Grupo possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por representantes dos acionistas controladores, da controladora e por um membro independente, que analisa as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2017, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 111 (R\$ 3.354 em 2016). Este valor é composto por R\$ 111 (R\$ 1.706 em 2016) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 0 (R\$ 942 em 2016) de benefícios pós-emprego e R\$ 0 (R\$ 706 em 2016) 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 31/12/2017	Despesa/Custo 2017
Encargos de Rede Básica		
Entidades Sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	13.131	14.794

As informações comparativas abaixo referem-se ao período em que os acionistas controladores indiretos eram aqueles anteriores à mudança de controle para a State Grid Corporation of China.

	Ativo 31/12/2016	Passivo 31/12/2016	Receita 2016	Despesa/Custo 2016
Saldo bancário e aplicação financeira				
Banco do Brasil S.A.	2.789	-	-	-
Banco Votorantim S.A.	8.040	-	111	-
Debêntures				
Banco do Brasil S.A.	-	250.082	-	6.075
Banco Votorantim S.A.	-	131.730	-	3.200

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

Empresas	Ativo		Passivo		Despesa/Custo	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	2017	2016
Compra e Venda de Energia e Encargos						
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	8	7	89	13
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	283	254	2.441	367
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	82	97	921	139
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	1.910	1.715	16.309	2.471
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	387	250	4.548	550
CPFL Geração de Energia S.A	-	-	8	-	113	-
Companhia Leste Paulista De Energia	-	-	-	6	-	13
Companhia Jaguarí De Energia	-	-	-	2	-	3
Desa Morro dos Ventos II S.A	-	-	-	-	465	-
Rio Grande Energia S.A.	-	-	605	498	5.298	708
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	15	-
CPFL Transm. Morro Agudo	-	-	-	-	14	-
Contrato de Mútuo						
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	2.083	-
Arrendamento e Aluguel						
Companhia Paulista De Força E Luz	-	-	3	-	27	-
Intangível, materiais e prestação de serviço						
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	3.688	-	3.688	-
Ti Nect Serviços De Informática Ltda.	5.144	-	5.156	-	12	-
Outros						
Instituto CPFL	-	-	-	-	400	-

(28) SEGUROS

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

Descrição	Ramo da apólice	31/12/2017
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	212.224
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	75.544
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	131.311
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	158.000
Total		612.079

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

(29) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como

concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento, Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

Compete ao Conselho de Administração da controladora 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 da controladora CPFL Energia, 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), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos.

Ao Conselho Fiscal da controladora 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 exposto bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva da Companhia 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 controladora CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos na 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 exposto.

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.

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

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 30.

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

Risco de sub/sobrecontratação: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode

ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD 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: 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.

As condições de armazenamento do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) permitiram a geração de energia ao longo de 2017 sem riscos de abastecimento, apesar do nível baixo do armazenamento no subsistema Nordeste. A melhora da condição do armazenamento do SIN, associada à entrada em operação de novas unidades geradoras hidrelétricas na região Norte e a disponibilidade de geração termelétrica, reduzem de forma importante a probabilidade de cortes de carga por razões energéticas.

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.

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. Em 31 de dezembro de 2017 e 2016 a Companhia não possuía transações envolvendo derivativos.

(30) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os 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 (*)	31/12/2017	
					Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	179.243	179.243
Ativo financeiro da concessão	10	(b)	(2)	Nível 3	1.198.822	1.198.822
					1.378.065	1.378.065
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(a)	(1)	Nível 2 (**)	51.101	50.957
Debêntures - principal e encargos	15	(c)	(1)	Nível 2 (**)	1.323.229	1.333.987
					1.374.330	1.384.944

Legenda

Categoria:	Mensuração:
(a) - Valor justo contra o resultado	(1) - Mensurado ao custo amortizado
(b) - Disponível para venda	(2) - Mensurado ao valor justo
(c) - Outros passivos financeiros	

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

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

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) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, (v) Empresa de Pesquisa Energética - EPE, (vi) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, (vii) convênios de arrecadação, (viii) descontos tarifários – CDE, e (ix) passivo financeiro setorial.

Adicionalmente, não houve em 2017 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.

O CPC 40 (R1) requer a classificação em uma hierarquia de três níveis para mensurações a valor justo dos instrumentos financeiros, baseada em informações observáveis e não observáveis referentes à valorização de um instrumento financeiro na data de mensuração.

O CPC 40 (R1) também define informações observáveis como dados de mercado obtidos de fontes independentes e informações não observáveis que refletem premissas de mercado.

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 disponível para venda, 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 as respectivas perdas no resultado do exercício R\$ 42.193 (ganhos de R\$ 52.106 em 2016), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota 10.

b) Análise de sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de juros.

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

b.1) Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2017 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses para esta data base permaneçam estáveis (CDI 6,89% a.a, TJLP 7,00% a.a, IPCA 2,76% a.a e SELIC 9,70% a.a), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 42.429 (despesas de CDI R\$ 82.199, TJLP R\$ 314, e receitas com IPCA R\$ 33.087 e SELIC R\$ 6.997). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Cenário provável (a)	Redução (aumento)	
				Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	130.207		(104)	2.113	4.329
Instrumentos financeiros passivos	(1.323.229)		1.059	(21.469)	(43.997)
	(1.193.022)	alta CDI	955	(19.356)	(39.668)
Instrumentos financeiros passivos	(4.481)		11	(64)	(140)
	(4.481)	alta TJLP	11	(64)	(140)
Ativo financeiro da concessão	1.198.822		13.307	1.708	(9.890)
	1.198.822	baixa IPCA	13.307	1.708	(9.890)
Ativos e passivos financeiros setoriais	72.129		(2.048)	(811)	426
	72.129	baixa SELIC	(2.048)	(811)	426
Total	73.449		12.225	(18.523)	(49.272)

(a) Os índices de CDI, TJLP, IPCA e SELIC considerados de: 6,81%, 6,75%, 3,87% e 6,86%, respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação ou redução foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

c) 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 2017, considerando principal e juros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2017	Nota explicativa	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13		405.418	-	-	-	-	128.438	533.856
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	5,08%	1.764	3.892	15.538	26.731	5.427	118	53.470
Debêntures - principal e encargos	15	8,49%	-	-	60.648	1.462.337	-	-	1.542.984
Taxas regulamentares	17		77.428	-	-	-	-	-	77.428
Outros	20		22.229	-	2.052	-	-	44.473	68.754
Consumidores e concessionárias			10.068	-	-	-	-	44.473	54.541
EPE / FNDCT / PROCEL			1.479	-	2.052	-	-	-	3.531
Convênio de arrecadação			10.682	-	-	-	-	-	10.682
Total			506.839	3.892	98.238	1.489.067	5.427	173.029	2.276.492

d) Risco de crédito

Caixa, equivalentes de caixa e derivativos são mantidos com bancos e instituições financeiras que possuem rating AA-.

O risco de crédito nas operações de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias é decorrente da exposição a perdas financeiras resultantes do descumprimento de obrigações financeiras pelas contrapartes. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

(31) COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2017	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 10 anos	1.258.195	2.303.369	2.336.636	4.623.380	10.521.580
Compra de energia de Itaipu	até 10 anos	387.405	735.717	704.672	1.639.288	3.467.082
Encargos de Transmissão e Distribuição	até 10 anos	431.870	955.836	1.074.370	2.404.244	4.866.320
Total		2.077.470	3.994.922	4.115.678	8.666.912	18.854.982

(32) 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 (nota 6) e, 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 montante de R\$ 437.800 (nota 6).

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\$ 56.739 (R\$ 128.438 atualizados até 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, que atualizado até 31 de dezembro de 2017 corresponde a R\$ 44.473 (nota 20).

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.

(33) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2017, um valor de R\$ 3.011 (R\$ 4.086 em 2016) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição.

(34) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

Em 12 de dezembro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a sexta emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, em série única, no montante total de R\$ 520.000. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Em 09 de janeiro 2018, foram subscritas e integralizadas 300.000 debêntures, nominativas e escriturais em uma única série, da espécie quirografária, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 300.000 com vencimento em janeiro de 2021. Os juros serão pagos semestralmente a partir de julho de 2018, ao custo de 100% do CDI + 0,48%. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Vice Presidente

MARIO ANTONIO COSTA CALDAS
Conselheiro

DIRETORIA

JOSÉ CARLOS SACILOTO TADIELLO
Diretor Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS
Diretor Administrativo

ROBERTO SARTORI
Diretor Gestão de Energia

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor Distribuição

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

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

LIDIA TACHIBANA HIRAIDE
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP154.108/O-7



Building a better
working world

Centro Empresarial Mostardeiro
Av. Mostardeiro, 322
10ª andar - Moinhos de Vento
90430-000 - Porto Alegre - RS - Brasil

Tel: +55 51 3204-5500
Fax: +55 51 3204-5699
ey.com.br

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras

Aos
Acionistas, Conselheiros e Administradores 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 2017 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, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

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 2017, o desempenho de suas operações e os seus 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 do auditor 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. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.



Building a better
working world

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras", incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações financeiras. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

Reconhecimento da receita não faturada

Parte das receitas reconhecidas pela Companhia referem-se a serviços prestados e não faturados aos consumidores finais ("receitas não faturadas"), uma vez que o faturamento é efetuado tomando como base ciclos de faturamento que em alguns casos não coincidem com o período de encerramento contábil. Dessa forma, a receita não faturada corresponde à energia elétrica já fornecida até a data do balanço e ainda não faturada ao consumidor, calculada em base estimada. O saldo de contas a receber derivadas do fornecimento não faturado totaliza R\$193 milhões em 31 de dezembro de 2017 e está divulgado na Nota Explicativa nº 6 às demonstrações financeiras.

O cálculo da receita não faturada é significativo para a nossa auditoria devido à relevância dos valores envolvidos e as especificidades atreladas ao processo de estimativa, o qual leva em consideração dados históricos, além de julgamentos por parte da Administração sobre a estimativa de consumo por parte dos consumidores, a fim de garantir que a receita seja contabilizada na competência correta.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a avaliação do desenho e da eficácia dos controles internos implementados pela Administração sobre o cálculo da receita não faturada, a revisão da integridade e precisão dos dados utilizados, o recálculo do valor apurado, bem como a compreensão e documentação do processo de estimativa e das premissas utilizadas pela Administração.

Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos aceitáveis as políticas para reconhecimento e mensuração da receita não faturada da Companhia para suportar os julgamentos, estimativas e informações incluídas, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Infraestrutura da concessão

Conforme divulgado nas notas explicativas 10 e 12 às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possui registrado ativo financeiro e ativo intangível da concessão nos montantes de R\$1.199 milhões e R\$1.447 milhões, respectivamente, que, em conjunto, representam a infraestrutura da concessão.



Building a better
working world

O valor dos investimentos aplicados na infraestrutura a serviço da concessão é parte essencial na metodologia aplicada pelo poder concedente para definição da tarifa a ser cobrada pela Companhia aos consumidores finais, nos termos do Contrato de Concessão. A definição de quais gastos são elegíveis a serem capitalizados como custo na infraestrutura é passível de julgamento por parte da Administração. Adicionalmente, a determinação dos gastos que se qualificam como investimento na infraestrutura da concessão também impacta diretamente a avaliação do ativo financeiro da concessão, que representa a parcela dos investimentos efetuados pela Companhia e que não serão completamente amortizados ao final do prazo de concessão.

Devido às especificidades atreladas ao processo de capitalização de gastos e a avaliação subsequente de gastos com infraestrutura, além da magnitude dos montantes envolvidos, consideramos esse um principal assunto de auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros, a avaliação das políticas da Companhia para a definição dos investimentos em infraestrutura, do desenho e a eficácia dos controles internos implementados pela Administração da Companhia sobre a contabilização dos gastos com infraestrutura, incluindo o rateio dos custos indiretos, as políticas estabelecidas pela Companhia para tal contabilização e sua aderência às normas contábeis vigentes, e a comparação dos custos com os dados históricos e os padrões observáveis da indústria e o exame, em base de testes, da documentação suporte para os gastos incorridos durante o exercício de 2017 com base nessas políticas.

Recalculamos também o valor do ativo financeiro registrado pela Companhia, discutimos as premissas utilizadas pela Administração, confrontamos com informações externas do mercado e estabelecidas pelo regulador, assim como observamos as variações ocorridas nas últimas revisões tarifárias anuais e periódicas.

Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos aceitáveis as políticas para reconhecimento e mensuração da infraestrutura da concessão da Companhia para suportar os julgamentos, estimativas e informações incluídas, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios

Conforme divulgado na Nota Explicativa nº 19, a Companhia é parte em diversos processos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios decorrentes do curso normal de suas atividades cujo valor agregado totaliza R\$487 milhões cuja probabilidade de perda foi considerada possível pela Administração e, portanto, nenhuma provisão foi constituída em 31 de dezembro de 2017.



Building a better
working world

Devido à relevância dos valores envolvidos nos processos em andamento, ao julgamento envolvido na determinação de reconhecimento ou não de uma provisão pela Administração com base na opinião dos seus consultores jurídicos, e pela complexidade dos assuntos e do ambiente jurídico no Brasil, consideramos esse um principal assunto de auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros, a obtenção de cartas de confirmação junto aos consultores jurídicos externos da Companhia, bem como a realização de reuniões periódicas com a Administração para discutir a evolução dos principais processos judiciais em aberto, a fim de comparar suas avaliações acerca das causas em aberto com posições consideradas pelos consultores jurídicos externos. Também envolvemos nossos especialistas em tributos para nos auxiliar na análise da razoabilidade das expectativas de perdas das causas mais significativas de natureza tributária. Examinamos a adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre o assunto. Nos procedimentos realizados identificamos um ajuste de insuficiência na provisão para riscos regulatórios que não foi ajustada em razão de sua imaterialidade sobre as demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos aceitáveis as políticas para reconhecimento e mensuração das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios da Companhia para suportar os julgamentos, estimativas e informações incluídas, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Reconhecimento de créditos fiscais diferidos

Conforme divulgado na Nota Explicativa nº 9 às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possui registrado créditos fiscais diferidos no montante total de R\$367 milhões, decorrentes de diferenças temporárias na base de cálculo dos tributos e sobre prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social, que são reconhecidos contabilmente na medida em que haja expectativa de lucros tributáveis futuros para a realização dos mesmos.

Este assunto é significativo para nossa auditoria em função da relevância dos tributos diferidos registrados e pela complexidade e subjetividade envolvida no processo de preparação e revisão das projeções de lucros tributáveis futuros para suportar o registro desses créditos fiscais, uma vez que as mesmas requerem a aplicação de julgamento por parte da Administração, incluindo utilização de premissas complexas.

Como nossa conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos de auditoria consistiram, entre outros, na revisão das premissas críticas incluídas nas projeções de resultados, incluindo a avaliação da metodologia utilizada e a revisão dos cálculos que suportam a análise de recuperabilidade dos créditos tributários registrados. Adicionalmente envolvemos nossos especialistas das áreas tributária e de avaliação de projeções para nos auxiliar nos procedimentos de avaliação da integridade e razoabilidade das bases projetadas, comparação de dados disponíveis, informações históricas e prospectivas da Companhia e análise da recuperabilidade dos valores registrados.



Building a better
working world

Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto, incluídas na Nota Explicativa nº 9.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos aceitáveis as políticas para reconhecimento e mensuração dos créditos fiscais diferidos da Companhia para suportar os julgamentos, estimativas e informações incluídas, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, 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 são consistentes em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor

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 do auditor 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.





Building a better
working world

- 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.

Porto Alegre, 7 de março de 2018.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC-2SP015199/O-6

Américo F. Ferreira Neto
Contador CRC-1-SP 192.685/O-9

Demonstrações Contábeis Regulatórias

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

Balanço Patrimonial em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2017	31/12/2016 Reapresentado
Ativo			
Ativo Circulante		1.301.220	1.087.277
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	179.243	145.925
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	504.173	641.108
Tributos Compensáveis	7	24.374	17.839
Almoxarifado Operacional		11.627	12.755
Ativos Financeiros Setoriais	8	477.410	173.375
Despesas Pagas Antecipadamente		9.257	7.105
Outros Ativos Circulantes	10	95.136	89.170
Ativo Não Circulante		3.683.439	3.127.608
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	113.340	117.908
Tributos Compensáveis	7	31.673	20.770
Depósitos Judiciais e Cauções	18	65.465	49.051
Tributos Diferidos	9	390.004	239.380
Ativos Financeiros Setoriais	8	191.180	29.482
Bens e Direitos para Uso Futuro		5.091	4.260
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	12	300.905	325.880
Imobilizado	11	2.518.256	2.303.855
Intangível	11	67.525	37.022
Total do Ativo		4.984.659	4.214.885

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

Balanço Patrimonial em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2017	31/12/2016 Reapresentado
Passivo			
Passivo Circulante		1.269.203	1.052.877
Fornecedores	13	405.418	442.112
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	32.133	47.295
Obrigações Sociais e Trabalhistas		29.846	33.117
Benefício Pós-Emprego	15	34	-
Tributos	17	76.443	81.963
Provisão para Litígios	18	87.565	53.729
Encargos Setoriais	16	127.861	86.014
Passivos Financeiros Setoriais	8	456.742	269.004
Outros Passivos Circulantes	19	53.161	39.643
Passivo Não Circulante		2.157.715	1.798.716
Fornecedores	13	128.438	129.148
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	1.342.197	1.133.553
Benefício Pós-Emprego	15	77.589	74.830
Tributos	17	18.839	26.814
Provisão para Litígios	18	82.813	32.990
Encargos Setoriais	16	38.939	34.805
Passivos Financeiros Setoriais	8	139.719	62.931
Outros Passivos Não Circulantes	19	73.964	45.352
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	20	255.217	258.293
Total do Passivo		3.426.918	2.851.593
Patrimônio Líquido			
Capital Social		1.495.084	1.386.558
Reservas de Capital		103.545	3.564
Outros Resultados Abrangentes		(36.314)	(27.331)
Reservas de Lucros		70.781	96.003
Prejuízos Acumulados		(67.299)	(87.446)
Ações em Tesouraria		(8.056)	(8.056)
Total do Patrimônio Líquido	21	1.557.741	1.363.292
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		4.984.659	4.214.885

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

Demonstrações do Resultado para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2017	2016 Reapresentado
Receita / Ingresso	22	5.046.573	4.760.305
Fornecimento de Energia Elétrica		2.187.388	2.500.257
Suprimento de Energia Elétrica		13.667	20.533
Energia Elétrica de Curto Prazo		321.906	151.138
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		1.951.073	2.127.579
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		221.791	(359.979)
Serviços Cobráveis		20.160	19.815
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		302.239	281.989
Outras Receitas Vinculadas		28.349	18.973
Tributos		(1.469.855)	(1.612.196)
ICMS		(1.034.730)	(1.142.298)
PIS-PASEP		(77.615)	(83.813)
COFINS		(357.499)	(386.076)
ISS		(11)	(9)
Encargos - Parcela "A"		(617.246)	(651.301)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(14.669)	(12.359)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(14.669)	(12.358)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(449.615)	(543.017)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(3.094)	(2.930)
Outros Encargos		(135.199)	(80.637)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		2.959.472	2.496.808
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	23	(2.235.224)	(1.862.347)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(2.002.027)	(1.613.176)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(233.197)	(249.171)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		724.248	634.461
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(676.808)	(689.866)
Pessoal e Administradores	24	(168.223)	(171.883)
Material		(20.373)	(19.783)
Serviços de Terceiros		(115.876)	(109.297)
Arrendamento e Aluguéis		(15.362)	(22.779)
Seguros		(783)	(1.133)
Provisões		(118.626)	(132.952)
(-) Recuperação de Despesas		2.066	713
Tributos		(689)	(1.796)
Depreciação e Amortização		(160.534)	(150.689)
Depreciação		(127.462)	(117.272)
Amortização		(33.072)	(33.417)
Gastos Diversos		(22.092)	(32.021)
Outras Receitas Operacionais		3.196	1.435
Outras Despesas Operacionais		(59.512)	(49.681)
Resultado da Atividade		47.440	(55.405)
Resultado Financeiro	25	(106.863)	(197.588)
Receitas Financeiras		113.203	177.749
Despesas Financeiras		(220.066)	(375.337)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		(59.423)	(252.993)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	9	44.796	(196.174)
Resultado Líquido do Exercício		(14.626)	(449.167)
Atribuível aos Acionistas Controladores		(14.626)	(449.167)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

Demonstração do Resultado Abrangente para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Resultado Líquido do Exercício	(14.626)	(449.167)
Outros Resultados Abrangentes		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	568	(32.488)
Reavaliação Regulatória Compulsória BRR Líquida dos Impostos	(9.551)	(11.930)
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(8.983)	(44.418)
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>(23.609)</u>	<u>(493.585)</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	(23.609)	(493.585)

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

**Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)**

	Resultado Abreangente acumulado				Reservas de lucros				Total
	Capital social	Reserva de Capital	Reserva de Reavaliação	Outros Resultados Abreangentes	Reserva Legal	Reserva Esstatutária - Reforço de Capital de Giro	Ações em tesouraria	Prejuízos acumulados	
Saldo em 31 de dezembro de 2015	463.235	5.761	41.038	(23.950)	59.302	438.470	(8.056)	(54.175)	521.625
Resultado abreangente total	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	-	-	-	(449.167)	(449.167)
Outros resultados abreangentes: ganhos (perdas) atuarias	-	-	-	(32.489)	-	-	-	-	(32.489)
Outros resultados abreangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(11.930)	-	-	-	-	11.930	-
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reversão da outorgada de ações controladora The AES Corporation	-	(2.197)	-	-	-	2.197	-	-	-
Absorção de prejuízo	-	-	-	-	-	(403.966)	-	403.966	-
Transações do capital com os acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capitalização de dividendos declarados	627.868	-	-	-	-	-	-	-	627.868
Aumento de capital	295.455	-	-	-	-	-	-	-	295.455
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.386.558	3.564	29.108	(56.439)	59.302	36.701	(8.056)	(87.446)	1.363.292
Resultado abreangente total	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	-	-	-	(14.626)	(14.626)
Benefício do Ágio mais valia na incorporação	-	99.981	-	-	-	-	-	-	99.981
Outros resultados abreangentes: ganhos (perdas) atuarias	-	-	-	568	-	-	-	-	568
Outros resultados abreangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(9.551)	-	-	-	-	9.551	-
Mutações internas do patrimônio líquido	-	-	-	-	-	(25.222)	-	25.222	-
Absorção de prejuízo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transações do capital com os acionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de capital	45.000	-	-	-	-	-	-	-	45.000
Aumento de capital por incorporação (AGE de 15/12/2017)	63.526	-	-	-	-	-	-	-	63.526
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.495.084	103.545	19.557	(55.871)	59.302	11.479	(8.056)	(67.299)	1.557.741

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

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

**Demonstração dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)**

	31/12/2017	31/12/2016
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	(14.626)	(449.167)
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	33.072	33.417
Depreciação	127.462	117.272
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	(6.545)	32.620
Imposto de renda e Contribuição social	(44.796)	196.174
Juros e variações monetárias	214.908	219.142
Obrigações pós-emprego	9.822	6.432
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	28.515	66.653
Provisões para litígios	78.329	59.345
	426.141	281.888
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	112.987	(76.427)
Depósitos vinculados a litígios	(21.112)	(8.176)
Tributos compensáveis	785	(6.172)
Ativos financeiros setoriais	(47.694)	385.734
Outros ativos operacionais	7.019	21.177
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	25.603	(59.180)
Fornecedores	(38.129)	(8.785)
Passivos financeiros setoriais	(169.358)	76.092
Obrigações pós-emprego	(6.168)	(10.330)
Tributos e contribuição social	(20.610)	(9.792)
Provisões para litígios	(19.074)	(27.290)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	-	(22.604)
Outros passivos operacionais	43.736	(33.594)
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	294.126	502.541
Encargos de dívidas pagos	(140.762)	(226.176)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(14.521)	(2.180)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	138.843	274.185
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(411.980)	(276.606)
Títulos e valores mobiliários adquiridos	-	(1.158)
Aplicações e resgates de investimentos de curto prazo	-	80.741
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(411.980)	(197.023)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	219.887	1.100.000
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(19.834)	(1.307.918)
Aumento de capital por acionistas controladores	45.000	-
Dividendos	-	295.456
Outros	-	(41.077)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	245.053	46.461
Saldo de caixa oriundo de Incorporação	61.402	
Varição líquida do caixa e equivalentes de caixa	33.318	123.623
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	145.925	22.302
No fim do exercício	179.243	145.925

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

Relatório da Administração Regulatório

Senhores Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2017, em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul" ou "Companhia") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais – Em 2017, a RGE Sul cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 1,3 milhão de clientes, em 118 municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 8,2% em relação ao exercício de 2016. Destaca-se a classe industrial, que registrou redução de 37,5% ante 2016.

Em fevereiro de 2018 a Aneel divulgou o resultado do Prêmio IASC (Índice Aneel de Satisfação do Consumidor), que premiou a RGE Sul como a melhor concessionária de energia elétrica de todo o Rio Grande do Sul.

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

Perfil – A RGE Sul distribui energia elétrica para aproximadamente 3,4 milhões de pessoas, numa área que abrange 118 municípios do Estado do Rio Grande do Sul, entre a região metropolitana de Porto Alegre e a fronteira com o Uruguai e a Argentina, respectivamente nos municípios de Santana do Livramento, Uruguiana e São Borja. Atende atualmente 1,3 milhão de consumidores cativos e 313 consumidores livres. Em 2017, a Concessionária distribuiu 6.769 GWh ao mercado cativo e 2.077 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – No ano de 2017 foram faturadas 16.911 unidades consumidoras a mais que em 2016. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente nas classes residencial e rural.

Número de Consumidores					
Consumidores	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial	1.055.942	1.082.787	1.100.385	1.110.815	1.121.941
Comercial	85.807	85.568	85.241	84.153	88.075
Industrial	8.035	7.839	7.590	7.183	7.221
Rural	110.628	109.270	104.771	107.108	109.005
Poderes Públicos	8.767	8.973	9.084	9.125	9.042
Iluminação Pública	111	111	111	111	110
Serviço Público	943	992	981	993	1.005
Total	1.270.233	1.295.540	1.308.163	1.319.488	1.336.399
Varição		2,0%	1,0%	0,9%	1,3%

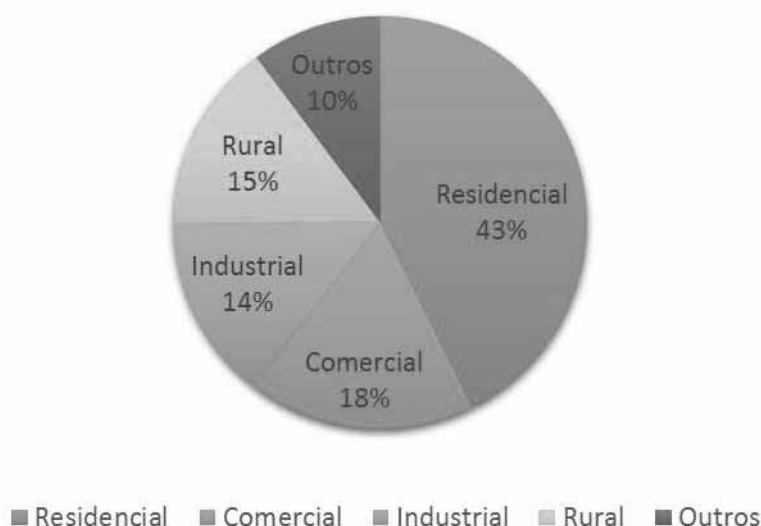
Comportamento do mercado – A distribuição de energia da RGE Sul, no período de janeiro a dezembro de 2017, totalizou 8.846 GWh, sendo 6.769 GWh para o mercado cativo (7.376 GWh em 2016) e 2.077 GWh para o mercado livre (1.408 GWh em 2016).

Na área de concessão o desempenho positivo reflete o crescimento das principais classes de consumo sendo Residencial, Comercial e Industrial. O desempenho da classe industrial reflete a recuperação de relevantes setores de atividade na área de concessão, sendo: Fabricação de produtos de Borracha e Plástico, com crescimento de 3,5%, fabricação de máquinas e equipamentos, com crescimento de 7,2% e Fabricação de produtos de fumo com crescimento de 17%.

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

Mercado Atendido					
Mercado Atendido - GWh	2013	2014	2015	2016	2017
Energia Faturada	7.925	8.419	7.811	7.376	6.769
Fornecimento	7.853	8.345	7.746	7.304	6.717
Residencial	2.516	2.812	2.594	2.648	2.657
Comercial	1.228	1.340	1.255	1.192	1.120
Industrial	2.086	2.062	1.886	1.429	893
Rural	1.393	1.477	1.370	1.394	1.408
Poderes Públicos	197	210	202	205	203
Iluminação Pública	222	221	223	224	225
Serviço Público	211	224	216	213	211
Suprimento p/ agentes de dist	72	74	65	72	52
Uso da Rede de Distribuição	1.049	1.108	1.057	1.408	2.077
Consumidores Livres/Dist./Ger	1.049	1.108	1.057	1.068	1.733
Consumidores Rede Básica	-	-	-	341	344
Total	8.974	9.527	8.868	8.784	8.846
Variação		6,2%	-6,9%	-0,9%	0,7%

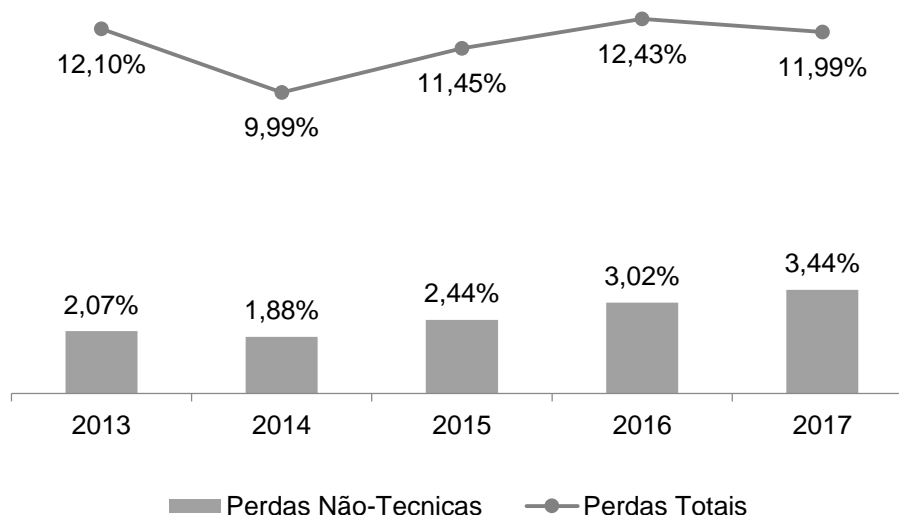
Consumo por classe de consumidores - 2017



Perdas – A RGE Sul tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate às fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2016 e 2017 foram respectivamente 12,43% e 11,99%, considerando perdas na rede básica.

Desconsiderando as perdas na rede básica, não gerenciáveis pela distribuidora, o nível de perdas de distribuição para os anos de 2016 e 2017, foram respectivamente, 9,96% e 11,01%. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2017 recuperou 119,2 GWh, por intermédio de 69 mil inspeções.

Balanço Energético					
Energia Requerida	2013	2014	2015	2016	2017
Venda de Energia	7.927	8.422	7.814	7.378	6.802
Fornecimento	7.855	8.348	7.748	7.307	6.772
Suprimento p/ agentes de distribuição	72	74	65	71	31
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.079	1.103	1.023	1.471	1.729
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	372
Mercado Atendido	9.006	9.526	8.837	8.850	8.903
Perdas na Rede Básica	181	192	207	205	197
Perdas na Distribuição	1.058	865	936	1.052	1.016
Perdas Técnicas	847	666	693	747	669
Perdas não Técnicas - PNT	212	199	243	305	348
PNT / Energia Requerida %	2,07%	1,88%	2,44%	3,02%	3,44%
Perdas Totais - PT	1.240	1.058	1.143	1.256	1.213
PT / Energia Requerida %	12,10%	9,99%	11,45%	12,43%	11,99%
Total	10.246	10.584	9.980	10.106	10.116



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

Receita – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 2.947.187 mil, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2017	2016	%
Residencial	1.247.334	1.279.918	-2,55%
Industrial	560.716	623.730	-10,10%
Comercial	540.965	568.970	-4,92%
Rural	355.192	346.852	2,40%
Outros	242.980	266.520	-8,83%
Total	2.947.187	3.085.989	-4,50%

Receita líquida por classe de consumidores - 2017



Importante ressaltar que a variação observada na Receita aqui apresentada, contempla não somente os reajustes tarifários observados, mas também o adicional de bandeira tarifária, cuja aplicação começou em 2015.

Número de consumidores – O número de consumidores faturados em dezembro de 2017 apresentou um crescimento de 1,3% sobre o mesmo mês de 2016, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2017	2016	%
Residencial	1.121.941	1.110.815	1,0%
Industrial	7.221	7.183	0,5%
Comercial	88.075	84.153	4,7%
Rural	109.005	107.108	1,8%
Outros	10.157	10.229	-0,7%
Total	1.336.399	1.319.488	1,3%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2017, atingiu R\$ 439,47/MWh, com aumento de 1,8% com relação a 2016. Tal variação decorre do efeito do Reajuste Tarifário Anual (RTA), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.218, de 12 de abril de 2017, vigente de 19 de abril de 2017 a 18 de abril de 2018.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	471,13
Industrial	392,51
Comercial	453,99
Rural	445,94
Outros	378,39

Para o cálculo das tarifas médias de fornecimento por classe foi considerado a Receita do Consumo e Demanda Ativa líquida de tributos (ICMS, PIS e COFINS) e o mercado apurado para cada classe de consumo, conforme quadro mostrado no item “Comportamento de Mercado”.

Tarifa por faixa de consumo	Até 50 kWh	Acima de 50 kWh
Tarifas brutas - R\$	524,87	663,56

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

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

Ano	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
2013	14,08	7,42
2014	17,76	8,88
2015	19,11	8,42
2016	19,45	9,41
2017	15,58	7,62

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

As Agências além de possibilitarem aos consumidores o atendimento às suas necessidades relativas aos serviços de distribuição de energia elétrica, realizam negociações de débitos de contas regulares e de irregularidade, recebem solicitações de ressarcimento de danos ou encaminham, bem como são responsáveis pelo relacionamento com imobiliárias e outros parceiros que também prestam serviços aos clientes.

Como resultado dessa intensa interação com o consumidor e com presença em todos os municípios da área de concessão, no ano de 2017 houve negociação de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de R\$ 7 milhões.

Na RGE Sul, essa estrutura é composta por 20 agências de atendimento, 82 agentes credenciados (rede conveniada) e 143 imobiliárias, responsáveis por 748.238 mil atendimentos em 2017.

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

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

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

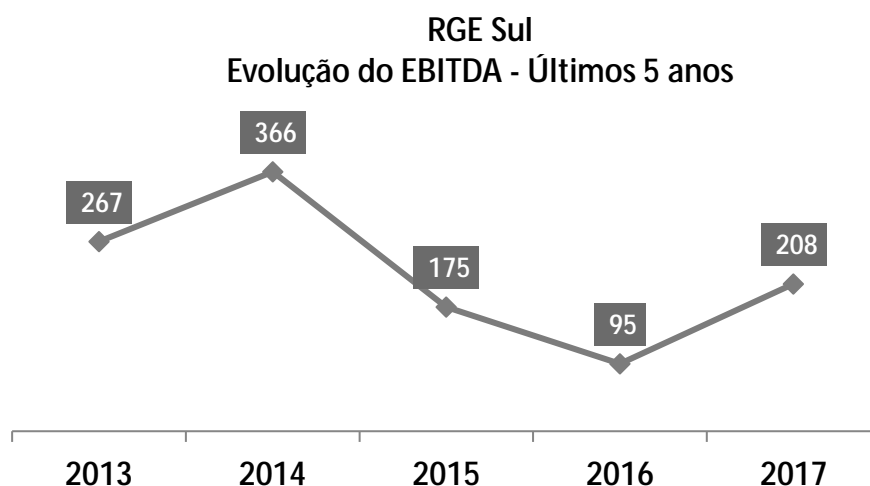
Em 2017, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: **(i)** Tarifa Branca **(ii)** Contingência para Canais de Comunicação de Dados.

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

Em 2017, a RGE Sul alcançou receita líquida de R\$ 2.959.472 mil, um aumento de 18,5% (R\$ 462.664 mil), em decorrência principalmente da constituição de um ativo financeiro setorial de R\$ 221.791 mil, em oposição ao passivo financeiro setorial de R\$ 359.979 mil registrado no ano de 2016, uma variação de R\$581.770 mil.

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</i>		
Em R\$ mil	2017	2016
Lucro Líquido	(14.626)	(449.167)
Depreciação e Amortização	160.534	150.689
Resultado Financeiro	106.863	197.588
Impostos sobre o Lucro	(44.796)	196.174
EBITDA	207.975	95.284

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 207.975 mil em 2017, um aumento de 118,3% (R\$ 112.691 mil) em relação a 2016 e sua evolução pode ser observada conforme gráfico abaixo:



Em 2017, a RGE Sul apurou prejuízo líquido de R\$ 14.626 mil, uma redução de 96,7% (R\$ 434.541 mil), refletindo principalmente a redução de 41,1% (R\$ 155.271 mil) nas despesas financeiras e o efeito positivo dos impostos sobre o lucro (R\$ 240.970 mil).

Investimentos - Em 2017, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na RGE Sul, totalizaram R\$ 457.962 mil, um aumento de 62,4% em relação à 2016. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 2.233.960 mil (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

Evolução e Projeção dos Investimentos

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	2015	2016	2017	R\$ Mil em moeda constante de 31/dez/2017				
				2018(p)	2019(p)	2020(p)	2021(p)	2022(p)
AIS Bruto	208.071	281.981	457.962	367.366	424.632	423.200	515.770	502.992
Transformador de Distribuição	29.425	37.510	45.111	17.737	19.239	19.174	19.236	20.166
Medidor	22.582	20.048	30.163	49.733	35.114	24.785	26.786	28.049
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	29.714	60.335	66.676	71.146	80.418	84.544	83.699	87.712
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	86.871	106.371	217.500	187.014	188.737	190.958	206.772	218.962
Redes Alta Tensão (69 kV)	8.807	10.658	46.132	9.466	21.463	20.800	23.369	41.180
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	809	25.723	774	1.671	1.899	10.927	18.207	28.354
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	1.549	-	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	14.252	6.571	28.774	10.738	52.246	18.151	55.486	41.950
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	6.866	9.448	15.183	1.054	2.220	29.543	56.763	9.946
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	88	-	3.457	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	8.660	3.767	4.193	18.807	23.295	24.319	25.453	26.673
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(9.809)	(14.933)	(99.901)	(1.743)	(1.782)	(1.860)	(1.897)	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(9.517)	(7.564)	(25.026)	(1.743)	(1.782)	(1.860)	(1.897)	-
Outros	(293)	(7.369)	(74.875)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	(293)	(7.369)	(74.875)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	-	-	(28.163)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	-	-	(45.792)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	(293)	(7.369)	(919)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2017R	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P
Plano de Investimentos 2017	457.962	367.366	424.632	423.200	515.770	502.992
R\$ Mil	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	
Plano de Investimentos 2016	350.134	339.633	357.640	384.068	391.781	
Diferença	30,8%	8,2%	18,7%	10,2%	31,6%	

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2017 e de 2016 da RGE Sul, é importante ressaltar que as obras previstas no PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição) são orientativas e, devido às variações de mercado ou de outros eventos, podem sofrer deslocamento no tempo e/ou alterações em seus escopos.

Adicionalmente, as justificativas dos desvios referentes ao ano de 2016 podem ser obtidas em detalhes através das críticas de obras do banco de dados do PDD disponível na ANEEL.

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

Captações de recursos – Para viabilizar o programa de investimentos do ano de 2017, a RGE Sul emitiu debêntures (R\$ 220 milhões).

Valor adicionado – Em 2017, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela RGE Sul foi de R\$ 2.158.588 mil, representando 43% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	2017	
	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	185.398	8,6%
Remuneração direta	109.280	5,1%
Benefícios	64.099	3,0%
F.G.T.S.	12.019	0,6%
Impostos, taxas e contribuições	1.795.790	83,2%
Federais	760.018	35,2%
Estaduais	1.035.208	48,0%
Municipais	564	0,0%
Remuneração de capital de terceiros	202.622	9,4%
Juros	187.175	8,7%
Aluguéis	15.447	0,7%
Remuneração de capital próprio	(25.222)	-1,2%
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	-	0,0%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	-	0,0%
Prejuízos retidos	(25.222)	-1,2%
Total	2.158.588	100,0%

Importante ressaltar que a distribuição apresentada na tabela acima, segue o que foi reportado nas Demonstrações Financeiras Societárias e que a Receita Operacional Bruta utilizada para calcular a representatividade do Valor Adicionado é a reportada nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, que em 2017 foi de R\$ 5.046.573 mil.

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

Nos exercícios de 2017 e 2016 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no prejuízo por ação.

Para maiores detalhes, ver o relatório das Demonstrações Financeiras de 2017 em www.cpfl.com.br/ri.

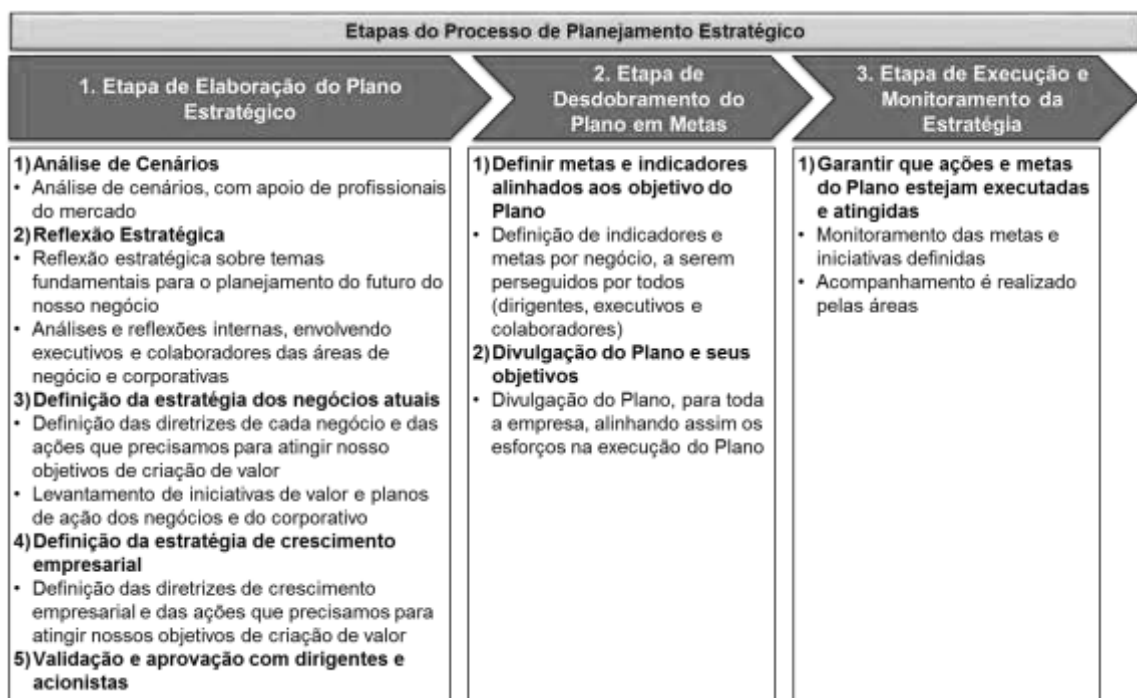
Composição acionária – A RGE Sul é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia. Em 31 de dezembro de 2017, o capital social da RGE Sul era de R\$ 1.495.084 mil, composto por 527.266 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.

Em 15 de dezembro de 2017, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a incorporação pela Companhia da controladora CPFL Jaguariúna Participações Ltda.

Na AGE foi aprovado: (i) aumento de capital com a capitalização do adiantamento para futuro aumento de capital (“AFAC”) no montante de R\$ 45.000 mil e (ii) aumento de capital com acervo líquido da CPFL Jaguariúna no montante de R\$ 63.526 mil.

Em 26 de dezembro de 2017 através da AGE, foi efetuado alteração no estatuto social da Companhia para a conversão das ações preferenciais em ordinárias, na relação de conversão de ações em que, para cada 1 (uma) ação preferencial, será entregue 1 (uma) ação ordinária, por meio do cancelamento das ações preferenciais e da emissão de 122.812 (cento e vinte e duas mil, oitocentas e doze) ações ordinárias.

Planejamento empresarial – Planejamento Empresarial é realizado desde 2002 pela Diretoria de Estratégia e Inovação, que coordena a formulação das estratégias para o grupo CPFL Energia, a aprovação do Conselho de Administração e o desdobramento nas Vice-Presidências (VPs), incluindo a Vice-Presidência de Operações Reguladas (VPR), que contempla o Negócio Distribuição. O desdobramento possibilita a visão de desempenho dos processos sob a responsabilidade de cada uma das VPs e Negócios. O processo de Planejamento Estratégico engloba três etapas (figura abaixo).



A “Elaboração do Plano Estratégico” ocorre em paralelo ao processo de planejamento orçamentário plurianual, coordenado pela Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores e submetido ao Conselho de Administração.

A análise do macroambiente e suas tendências é realizada por meio da análise de cenários, durante a elaboração do plano estratégico, com seminários, palestras e fóruns de discussões, para mapear direcionadores do macroambiente, tendências do setor elétrico, do mercado e dos acionistas.

O desdobramento das estratégias e metas para o negócio inicia-se após a aprovação do Plano Estratégico, quando são divulgados os resultados do ano anterior, bem como o planejamento, metas e planos de ação para o próximo ano, alinhados ao orçamento aprovado, com compromissos de cumprimento e acompanhamento dos planos.

Em seguida, cada diretoria desdobra e envolve suas respectivas equipes nos planos de ação para alcançar os resultados propostos, acompanhados nas Reuniões mensais de acompanhamento dos

negócios.



A disseminação das principais diretrizes da estratégia para todos os colaboradores é realizada de diversas formas permeando todas as áreas da companhia e motivando o colaborador a engajar-se. O profissional é instigado a criar valor e descobrir como sua área pode ajudar no crescimento organizacional.

Estes são os canais formais de divulgação:

- Campanhas internas: direcionadores em *banners* e cartazes em diferentes locais;
- Apresentação de vídeo: com as principais diretrizes do plano estratégico da companhia;
- Apresentações formais nas áreas: reuniões com grupos de liderança para reforço do plano;
- Portal de Planejamento Estratégico (*intranet*): local onde é disponibilizado um resumo com o processo de planejamento estratégico e com os principais direcionadores estratégicos do grupo e dos negócios.

Completando a divulgação para todos os *stakeholders*, a CPFL Energia também faz divulgação externa das principais diretrizes do grupo. Na página de Relações com Investidores, há o resumo com as principais diretrizes estratégicas dos negócios do grupo.

Em adição à análise de cenários, a Diretoria de Estratégia e Inovação acompanha e monitora ao longo do ano eventuais mudanças de cenário que impactem o planejamento estratégico do grupo e dos negócios.

De 2016 para 2017 o número de clientes atendidos pelo grupo CPFL passa de 9,1 milhões para 9,4 milhões em 679 municípios. O *market share* do Grupo CPFL no segmento de distribuição é de 14%.

Gestão pela qualidade total – Em 2017, as atividades compreenderam: (i) a manutenção das certificações do Sistema de Gestão Integrado, que compreende as normas NBR ISO 9001 e ISO/IEC 27001; (ii) upgrade para a versão 2015 da norma NBR ISO 9001; (iii) criação da plataforma “ColaborAtivo” para gerenciamento do programa de 5S da companhia.

Recursos humanos – Em 2017, a RGE Sul investiu R\$ 1.850 mil em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

Nosso Compromisso é Formar e desenvolver pessoas. A Universidade Corporativa é responsável por viabilizar projetos de Educação Corporativa e Gestão do Conhecimento, buscando sempre manter o mesmo padrão, mas não deixando de atender necessidades específicas de cada negócio, sempre com base no plano estratégico, bem como cultura, valores e competências.

Acreditamos no modelo híbrido de desenvolvimento, baseado na metodologia 70:20:10. Desta forma os colaboradores possuem diversas ferramentas de desenvolvimento como atividades on the job, treinamentos formais, acompanhamentos, PDIs, palestras, entre outros.

Nossos treinamentos formais são realizados em diversas modalidades, podendo ser ministrados por educadores, instrutores ou instituições externas, conforme já mencionado.

No ano de 2017, atingimos 5.512 participações em treinamentos (o colaborador pode ter realizado mais de um treinamento), representando 17.166 horas de treinamento.

Sustentabilidade – A RGE Sul mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável, por meio de iniciativas que buscam fortalecer a governança e a gestão integrada, considerando aspectos econômico-financeiros e socioambientais, evitar ou mitigar impactos negativos de suas operações e gerar valor compartilhado com seus públicos de relacionamento. Mais informações sobre como atuamos, nossos resultados e desafios estão disponíveis no Relatório Anual da CPFL Energia em www.cpf.com.br/relatorioanual e www.cpf.com.br/ri.

RGE Sul em números

Atendimento	2017	2016	%
Número de consumidores	1.336.399	1.319.488	1,3%
Número de empregados ¹	58	157	-63,1%
Número de consumidores por empregado	23.041	8.404	174,2%
Número de localidades atendidas	118	118	0,0%
Número de agências	20	20	0,0%
Número de postos de atendimento	82	86	-4,7%
Número de postos de arrecadação	-	-	-

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

Mercado	2017	2016	%
Área de concessão (Km ²)	99.512	99.512	0,0%
Demanda máxima (MWh/h)	2.019	2.068	-2,4%
Mercado atendido (GWh)	8.846	8.782	0,7%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.368	2.383	-15,3%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	439,47	431,72	1,8%
Residencial	471,13	493,38	-4,5%
Comercial	392,51	330,68	18,7%
Industrial	453,99	453,41	0,1%
Rural	445,94	449,22	-0,7%
DEC (horas)	15,58	19,45	-19,9%
FEC (número de interrupções)	7,62	9,41	-19,0%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	94,30	310,93	-69,7%

Operacionais	2017	2016	%
Número de subestações	63	62	1,6%
Linhas de transmissão (Km)	2.183	2.058	6,1%
Linhas de distribuição (Km)	66.128	65.552	0,9%

Financeiros	2017	2016	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	5.046.573	4.760.305	6,0%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	2.959.472	2.496.808	18,5%
Resultado da atividade (R\$ mil)	47.440	(55.405)	-185,6%
Margem operacional do serviço líquida (%)	1,60%	-2,22%	-172,2%
EBITDA OU LAJIDA	207.975	95.284	118,3%
Lucro líquido (R\$ mil)	(14.626)	(449.167)	-96,7%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	1.557.741	1.363.292	14,3%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	-0,94%	-32,95%	-97,2%
Endividamento (R\$ mil)	1.374.330	1.180.848	16,4%
Em moeda nacional (%)	100%	100%	0,0%
Em moeda estrangeira (%)	-	-	-

Agradecimentos

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

Porto Alegre, 27 de abril de 2018.

A Administração

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

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias em
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE Sul” 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.

Em 15 de dezembro de 2017, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a incorporação pela Companhia da controladora CPFL Jaguariúna Participações Ltda. A incorporação foi realizada visando racionalizar a atual estrutura societária dos ativos da CPFL Energia, otimizando custos administrativos e operacionais do grupo e melhoria da sinergia entre as sociedades integrantes do Grupo. No momento da incorporação, foram aplicados os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, de modo que uma provisão retificadora do intangível fosse registrada, gerando um crédito fiscal no montante de R\$ 99.981 (nota 9).

O acervo da CPFL Jaguariúna Participações Ltda. apurado na data base de 31 de julho de 2017, está demonstrado abaixo:

Ativo		Passivo	
Caixa e equivalentes de caixa	106.408	Impostos a recolher	142
Tributos a compensar	3.701	impostos taxas e contribuições a recolher	980
Intangível	10	Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	470
Investimentos	1.528.842	Total passivo	1.592
Total ativo	1.638.961	Acervo líquido contábil	1.637.369

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

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

A área de concessão da Companhia contempla 118 municípios do Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo e Santa Maria, atendendo a aproximadamente 1,3 milhões de consumidores.

1.1. Setor Elétrico no Brasil

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

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

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

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

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

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

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

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

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2.1 Base de preparação

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos e aprovados pela ANEEL e também seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – (“CPC”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas pela ANEEL.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis

adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa, podendo apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias, estas diferenças estão apresentadas e explicadas na nota explicativa 32, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas demonstrações contábeis regulatórias preparadas de acordo com estas práticas.

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

A autorização para a conclusão destas demonstrações contábeis regulatórias foi dada pela Administração de 16 de abril de 2018.

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

2.2 Base de mensuração

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo, e ii) instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1 e 2 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) estão apresentadas na nota 29 de Instrumentos Financeiros e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

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

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

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 8 – Ativos e passivos financeiros setoriais (determinados componentes financeiros que podem surgir sem metodologia prévia);
- Nota 9 – Tributos diferidos (reconhecimento de ativos: disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados);
- Nota 10 – Outros ativos circulantes (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 15 – Benefícios Pós-Emprego (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
- Nota 18 – Provisões para litígios (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos);
- Nota 22 – Receita/Ingresso (premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados); e;

- Nota 29 – Instrumentos financeiros (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos).

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

2.5 Reapresentação de informações relativas ao exercício de 2016

A Administração da Companhia efetuou reclassificações no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2016, e na demonstração do resultado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, para refletir a apresentação dessas demonstrações contábeis regulatórias no período corrente.

As reclassificações foram efetuadas para adequação do agrupamento e nomenclatura das classes contábeis à estrutura apresentada pela sua controladora.

Balanço Patrimonial – Ativo

	31/12/2016 Anteriormente apresentado	Reclassificações	31/12/2016 Reapresentado
Ativo			
Ativo Circulante	1.070.765	16.512	1.087.277
Caixa e Equivalentes de Caixa	145.925	-	145.925
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	641.108	-	641.108
Tributos Compensáveis	17.839	-	17.839
Almoxarifado Operacional	12.755	-	12.755
Ativos Financeiros Setoriais	173.375	-	173.375
Despesas Pagas Antecipadamente	7.105	-	7.105
Outros Ativos Circulantes	72.658	16.512	89.170
Ativo Não Circulante	3.127.608	-	3.127.608
Total do Ativo	4.198.373	16.512	4.214.885

Balço Patrimonial – Passivo

	31/12/2016 Anteriormente apresentado	Reclassificações	31/12/2016 Reapresentado
Passivo			
Passivo Circulante	1.036.366	16.512	1.052.877
Fornecedores	442.112	-	442.112
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	47.295	-	47.295
Obrigações Sociais e Trabalhistas	30.063	3.054	33.117
Tributos	81.963	-	81.963
Provisão para Litígios	53.729	-	53.729
Encargos Setoriais	51.825	34.189	86.014
Passivos Financeiros Setoriais	269.004	-	269.004
Outros Passivos Circulantes	60.375	(20.732)	39.643
Passivo Não Circulante	1.798.715	-	1.798.715
Fornecedores	129.148	-	129.148
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.133.553	-	1.133.553
Benefício Pós-Emprego	74.830	-	74.830
Tributos	26.814	-	26.814
Provisão para Litígios	32.990	-	32.990
Encargos Setoriais	-	34.805	34.805
Passivos Financeiros Setoriais	62.931	-	62.931
Outros Passivos Não Circulantes	80.156	(34.805)	45.352
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	258.293	-	258.293
Total do Passivo	2.835.081	16.512	2.851.592
Total do Patrimônio Líquido	1.363.292	-	1.363.292
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	4.198.373	16.512	4.214.885

Demonstração do Resultado do Exercício

	2016 Anteriormente apresentado	Reclassificações	2016 Reapresentado
Receita / Ingresso	4.765.752	(5.447)	4.760.305
Fornecimento de Energia Elétrica	2.505.717	(5.460)	2.500.257
Suprimento de Energia Elétrica	20.520	13	20.533
Energia Elétrica de Curto Prazo	151.138	-	151.138
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	2.127.579	-	2.127.579
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(359.979)	-	(359.979)
Serviços Cobráveis	19.815	-	19.815
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	281.989	-	281.989
Outras Receitas Vinculadas	18.973	-	18.973
Tributos	(1.617.643)	5.447	(1.612.196)
ICMS	(1.142.298)	-	(1.142.298)
PIS-PASEP	(83.813)	-	(83.813)
COFINS	(391.523)	5.447	(386.076)
ISS	(9)	-	(9)
Encargos - Parcela "A"	(651.301)	-	(651.301)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	2.496.808	-	2.496.808
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(1.862.347)	-	(1.862.347)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	634.461	-	634.461
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(689.866)	-	(689.866)
Resultado da Atividade	(55.405)	-	(55.405)
Resultado Financeiro	(197.588)	-	(197.588)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	(252.993)	-	(252.993)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(196.174)	-	(196.174)
Resultado Líquido do Exercício	(449.167)	-	(449.167)
Atribuível aos Acionistas Controladores	(449.167)	-	(449.167)

3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações contábeis regulatórias estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

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 a saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo e são utilizados pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

3.2. 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. A Companhia possui os seguintes principais ativos financeiros:

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

- Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

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

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

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

- Capital social

Ações ordinárias e preferenciais são classificadas como capital social no 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. Ações preferenciais não dão direito a voto e possuem preferência na liquidação da sua parcela do capital social. As ações preferenciais têm direito a um dividendo 10% superior ao pago a detentores de ações ordinárias.

Em 26 de dezembro de 2017 através da AGE, foi efetuado alteração no estatuto social da Companhia para a conversão das ações preferenciais em ordinárias, na relação de conversão de ações em que, para cada 1 (uma) ação preferencial, será entregue 1 (uma) ação ordinária, por meio do cancelamento das ações preferenciais e da emissão de 122.812 (cento e vinte e duas mil, oitocentas e doze) ações ordinárias.

3.3 Imobilizado em serviço

Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à Resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador.

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

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

3.4 Imobilizado em curso

A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos e financiamentos ao custo de construção do ativo imobilizado em curso, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção do ativo em curso; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização, ou o WACC regulatório quando este for menor; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativos aos quais foram incorporados.

3.5 intangível

Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear.

Os encargos financeiros, juros e atualizações monetárias incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, são apropriados às imobilizações intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

3.6 Obrigações especiais vinculadas à concessão

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

3.7 Reserva de reavaliação e Reavaliação regulatória compulsória

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

A constituição da reavaliação se dá por meio do processo de revisão tarifária periódica, que no caso da Companhia ocorre a cada cinco anos. Neste processo a Companhia prepara Laudo de Reavaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia no processo de revisão tarifária da data-base de 31 de outubro de 2012, que foi aprovado pelo Despacho nº 690 de março de 2013.

3.8 Redução ao valor recuperável (“impairment”)

- Ativos financeiros

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

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

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

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

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

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado como disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda ao valor recuperável é reconhecido em outros resultados abrangentes.

- Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros, basicamente Ativo Imobilizado e Intangível sujeitos à depreciação/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.

Para fins de teste de *impairment* a Administração utiliza o valor em uso. Para estes casos, os ativos 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 *goodwill* (ágio), em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

3.9 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 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. Os efeitos do desreconhecimento pelo desconto pela passagem do tempo são reconhecidos no resultado como despesa financeira.

3.10 Benefícios a empregados

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos por competência em conformidade com o CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados, 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.

3.11 Dividendos 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. De acordo com as práticas contábeis brasileiras, CPC 24 e ICPC 08 (R1), apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações contábeis regulatórias 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 contábeis regulatórias.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente, compete ao Conselho de Administração 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 contábeis regulatórias da Companhia após a data de deliberação do Conselho de Administração.

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 proposição pela Administração, por atenderem, neste momento, o critério de obrigação.

3.12 Reconhecimento de receita

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura 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. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço é efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas pelo método da percentagem completada, sendo as perdas, caso existam, reconhecidas na demonstração do resultado quando incorridas.

3.13 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. 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.

A Companhia registrou em suas demonstrações contábeis regulatórias os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social 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 S.A.. 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.

3.14 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 22.3) referem-se à compensação de descontos concedidos e despesas já incorridas com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato, nos termos do CPC 07.

3.15 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 orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

3.16 Novas normas e interpretações vigentes

Foram emitidas e/ou revisadas diversas normas pelo IASB e CPC, que entraram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2017:

a) Alterações ao CPC 32 – Reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas

Emitidas em 19 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 32 esclarecem as exigências de reconhecimento de ativos fiscais diferidos por perdas não realizadas em instrumentos de dívida e o método de avaliação da existência de lucros tributáveis futuros prováveis para a realização das diferenças temporárias dedutíveis, para endereçar a diversidade na prática.

A aplicação das alterações ao CPC 32 não causou impactos relevantes nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

b) Alterações ao CPC 03 (R2) – Demonstração dos Fluxos de Caixa

Emitidas em 29 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 03 (R2) da Iniciativa de Divulgação têm como objetivo levar as entidades a fornecerem divulgações que permitam aos usuários das demonstrações contábeis regulatórias avaliar as alterações nas responsabilidades decorrentes das atividades de financiamento.

A aplicação das alterações ao CPC 03 (R2) implicou em alterações na divulgação de movimentação de ativos e passivos financeiros cujos fluxos de caixa são classificados como atividade de financiamento. As mudanças destas alterações geraram divulgação adicional, refletidas nas notas 14 – Empréstimos, financiamentos e debêntures e 29 – Instrumentos Financeiros.

3.17 Novas normas e interpretações vigentes mas não adotadas

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. A Companhia não adotou as IFRS novas ou revisadas a seguir:

a) CPC 48 - Instrumentos financeiros

O CPC 48 será aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

Esta norma estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros serão classificados em três categorias: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; e (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais e; (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

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

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

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações contábeis regulatórias em função das alterações da norma sobre este tópico.

Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia estima que o impacto no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018 será uma redução da rubrica de “consumidores, concessionárias e permissionárias” em torno de R\$ 12.000 a R\$ 16.000.

b) CPC 47 e Esclarecimentos ao CPC 47 - Receita de contratos com clientes

O CPC 47 estabelece um modelo simples para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no CPC 30 (R1) - Receitas, CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduz um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco passos: (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.

Pelos novos requerimentos do CPC 47, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelecerá um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

O CPC 47 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018. Para os contratos que comecem e concluírem no mesmo período de apresentação comparativa, bem como contratos que são concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados. A Companhia analisou as cinco etapas de reconhecimento para os diversos tipos de receita da Companhia e não identificou nenhum impacto relevante da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis regulatórias. Desta forma, após as devidas análises a conclusão é de que o reconhecimento de receita atual está de acordo com a norma do CPC 47.

c) IFRIC 22 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

Emitida em 8 de dezembro de 2016, o IFRIC 22 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira. O IFRIC será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

As transações em moeda estrangeira da Companhia restringem-se, atualmente, aos instrumentos de dívida com instituições financeiras internacionais, mensuradas a valor justo, e à aquisição de energia de Itaipu. Uma vez que ativos e passivos mensurados ao valor justo estão fora do escopo do IFRIC e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a Administração da Companhia avalia que o IFRIC 22 não causará impactos relevantes em suas demonstrações contábeis regulatórias.

d) Melhorias Anuais às IFRS / Ciclo 2014 - 2016

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. Em 8 de dezembro de 2016 foram publicadas medidas referentes ao ciclo 2014-2016, com início a partir de 1º de janeiro de 2018:

Alterações à IFRS 1 – Adoção Inicial do IFRS: exclui da norma algumas exceções existentes para aplicação no período de transição das entidades recém-adotantes ao IFRS.

Como a Companhia não é adotante inicial ao IFRS, a Administração afirma que a aplicação dessas alterações não terá um efeito sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações contábeis regulatórias. 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 contábeis regulatórias

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.

Desta forma, a Companhia determinou o valor justo conforme CPC 46, o qual define o valor justo como a estimativa de preço pelo qual uma transação não forçada para a venda do ativo ou para a transferência do passivo ocorreria entre participantes do mercado sob condições atuais de mercado na data de mensuração.

- Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 29) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Saldos bancários	49.036	25.717
Aplicações financeiras	<u>130.207</u>	<u>120.208</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	-	12.036
Certificado de depósito bancário (b)	130.147	27.847
Fundos de investimento (c)	<u>61</u>	<u>80.325</u>
Total	<u>179.243</u>	<u>145.925</u>

a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente, que são remunerados diariamente através de uma aplicação em operações compromissadas com lastro em debêntures e remuneração de 15% da variação da taxa SELIC.

b) Corresponde a operações de curto prazo em CDB's e debêntures compromissadas 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 101,87% do CDI.

c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média, de 100,0% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDB's, letras financeiras e debêntures compromissadas de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Correntes a Vencer					Provisão p/ Devedores Duvidosos	Resgocados a Vencer				Total em 31/12/2017	Total em 31/12/2016
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Até 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos		
Fornecimento de Energia	436.049	83.495	7.834	10.831	7.195	(18.898)	93.956	2.414	9.533	(35.741)	598.629	630.985
Residencial	95.964	53.665	4.671	3.017	-	(7.648)	9.329	1.925	4.477	(5.502)	158.859	157.734
Industrial	5.556	7.500	543	1.015	4.267	(4.267)	3.213	75	823	(2.692)	20.137	25.221
Comercial	31.964	12.333	1.613	4.069	1.707	(5.778)	21.125	221	2.197	(16.358)	53.695	52.047
Rural	26.578	5.259	717	2.344	1.091	(1.091)	3.351	155	1.721	(2.778)	31.349	35.384
Pedagos Públicos	8.918	3.217	322	371	113	(113)	4.036	4	75	(425)	16.522	16.985
Iluminação Pública	70.917	639	-	-	3	(3)	47.487	33	236	(7.095)	112.236	129.938
Serviço Público	5.383	155	-	-	8	-	5.395	-	-	-	14.541	16.648
Serviço Taxado	187	87	8	11	7	-	-	-	-	-	300	315
Fornecimento Não Faturado	193.971	-	-	-	-	-	-	-	-	-	193.971	198.704
(-) Arrecadação Processo Classif	(3.381)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.381)	(1.992)
Encargos Tarifários	8.822	4.121	397	495	325	-	-	-	-	-	14.155	13.955
Suplemento Energia - Moeda Nacional	-	-	-	-	841	-	-	-	-	-	841	-
Encargos de Uso da Rede Elétrica	1.792	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.792	1.191
Suplemento/Encargo Rede Não Faturado	1.894	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.894	2.120
Energia Elétrica de Curto Prazo	192	-	-	-	2.024	(3.034)	-	-	-	-	192	110.765
Exposição de Preços Entre Submercados (nota 35)	-	-	-	-	437.800	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para Perda com Créditos Decorantes de Preços Entre Submercados (nota 35)	-	-	-	-	(437.800)	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	456.749	87.576	8.231	11.338	11.387	(21.922)	93.956	2.414	9.533	(35.741)	617.513	735.015
											Circulante	504.173
											Não Circulante	113.340
												617.513
												735.015

Precatórios – Refere-se a créditos advindos de precatórios judiciais junto a municípios. Em 06 de agosto de 2015 foi publicada a decisão do Supremo Tribunal Federal (STF) referente às Ações Diretas de Inconstitucionalidade (ADINs) n.º 4357 e n.º 4425, que buscavam impugnar a Emenda Constitucional nº 62 de 2009, cujo objeto era o estabelecimento da forma de pagamento dos precatórios judiciais emitidos até 25 de março de 2015. Dentre outros, tal decisão estabeleceu os seguintes pontos:

- Ratificação de todos os procedimentos e todas as operações anteriormente realizadas para a quitação dos precatórios, não restando mais nenhum risco aos credores quanto a eventual discussão da validade dos recebimentos ocorridos entre 2009 e março de 2015;
- Definição de um prazo certo e determinado para a quitação dos precatórios pendentes de pagamento até 25 de março de 2015 (até janeiro de 2020);
- Na hipótese de impontualidade da Fazenda Pública no repasse dos valores necessários para o pagamento dos Precatórios, o Presidente do respectivo Tribunal de Justiça fica compelido a realizar sequestro das verbas necessárias, sob pena de crime de responsabilidade.

Com base em tal decisão, a Administração da Companhia entende que tais créditos, emitidos até 25 de março de 2015, são praticamente certos de realização.

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. Com base na melhor estimativa da Administração, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa.

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias
Saldo em 31/12/2015	(58.540)
Provisão revertida (constituída)	(52.235)
Baixa de contas a receber provisionadas	38.709
Saldo em 31/12/2016	(72.066)
Provisão revertida (constituída)	(28.515)
Baixa de contas a receber provisionadas	42.919
Saldo em 31/12/2017	(57.662)
Circulante	(43.486)
Não circulante	(14.176)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída considerando os principais critérios a seguir elencados:

- i) Valores correntes:
 - Residencial 90 dias;
 - Comercial 180 dias;
 - Demais classes 360 dias.

- ii) Valores renegociados:
 - Residencial 90 dias;
 - Demais classes 180 dias;
 - Provisão de 100% dos débitos de parcelamentos que não possuam garantia real;

7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	1.976	590
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	5.370	1.590
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.005	2.263
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	1.239	5.245
ICMS a compensar	13.311	7.959
Outros	473	192
Total	<u>24.374</u>	<u>17.839</u>
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	3.237	671
ICMS a compensar	24.202	16.076
PIS e COFINS a compensar	4.234	4.023
Total	<u>31.673</u>	<u>20.770</u>

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

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

PIS e COFINS a recuperar: O saldo refere-se a pedido de restituição de PIS e COFINS pago a maior no período de dezembro 2007, em análise na Receita Federal.

8. ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

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

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2016	Adição	Amortização	Remuneração	Transferências	Saldo em 31/12/2017	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	110.728	526.495	(107.151)	20.392	43.987	594.451	418.513	175.938
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	(45.383)	366.617	(57.252)	13.039	112.692	389.613	273.263	116.350
Custo de Energia Itaipu	106.676	161.127	(13)	2.135	(105.836)	164.089	115.087	49.002
Proinfa	1.128	-	(1.208)	79	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	11.366	1.867	(9.509)	809	(14)	4.519	4.519	-
Transporte de Energia - Itaipu	2.669	140	(2.198)	173	-	784	784	-
ESS/EER	-	(3.764)	-	1.965	37.246	35.447	24.861	10.585
CDE	34.272	508	(36.971)	2.191	-	-	-	-
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	92.129	94.997	(80.761)	5.710	(37.935)	74.140	58.896	15.243
Neutralidade da Parcela A	69.679	22.856	(35.665)	908	-	57.778	42.534	15.243
Sobrecontratação de Energia	20.344	34.260	(42.990)	4.748	-	16.362	16.362	-
Outros	2.106	37.881	(2.106)	54	(37.935)	-	-	-
Total Ativos Financeiros Setoriais	202.857	621.491	(187.912)	26.102	6.053	668.591	477.410	191.180

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

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2016	Adição	Amortização	Remuneração	Transferências	Saldo em 31/12/2017	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	(254.666)	(369.569)	244.331	(38.149)	(27.456)	(445.509)	(350.734)	(94.774)
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	(103.505)	(127.586)	91.926	(18.683)	17.535	(140.313)	(112.739)	(27.575)
Custo de Energia Itaipu	(281)	-	25.199	(2.247)	(43.921)	(21.250)	(21.250)	-
Proinfa	(5)	(2.766)	1.894	(199)	-	(1.076)	(1.074)	(2)
Transporte de Rede Básica	-	(4.427)	(14)	(659)	14	(5.086)	(3.567)	(1.519)
Transporte de Energia - Itaipu	-	(378)	-	(132)	-	(510)	(358)	(152)
ESS/EER	(100.513)	(173.709)	73.938	(10.387)	(1.084)	(211.754)	(159.492)	(52.262)
CDE	(50.362)	(60.704)	51.389	(5.841)	-	(65.518)	(52.253)	(13.264)
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	(77.269)	(141.571)	47.739	(1.257)	21.403	(150.955)	(106.009)	(44.945)
Sobrecontratação de Energia	(17.393)	(131.180)	(9.034)	804	15.578	(141.225)	(99.051)	(42.174)
Outros	(59.877)	(10.391)	56.773	(2.060)	5.825	(9.729)	(6.958)	(2.771)
Total Ativos Financeiros Setoriais	(331.935)	(511.140)	292.070	(39.406)	(6.053)	(596.463)	(456.742)	(139.719)

O Acordo Geral do Setor Elétrico, assinado em 2001, e a nova regulamentação do setor de energia elétrica implicaram na constituição de diversos ativos e passivos financeiros setoriais.

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

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

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

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

Os itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela - CVA” são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, no período de 19 de abril de 2017 a 18 de abril de 2018, entre os valores dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

A recuperação CVA foi iniciada em 19 de abril de 2017, logo após o final da vigência da Reajuste Tarifário anual de abril de 2017 - RTA/17, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação.

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

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

b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

i) Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A

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

ii) Sobrecontratação

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007.

iii) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que a partir do 4º ciclo de revisão tarifária periódica (base out/17), passou a ser um componente financeiro que somente será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica, (ii) garantias financeiras, relacionadas à compensação do custo do aporte prévio de garantias exigido das distribuidoras para a realização de transações comerciais entre os agentes do setor, (iii) componentes financeiros referente a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores e (iv) Liminar Abrace conforme Despacho nº 1.576/2016.

9. TRIBUTOS DIFERIDOS

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

	31/12/2017		31/12/2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Benefício Fiscal do Ágio	26.465	73.516	-	-
Benefício fiscal do intangível incorporado	26.465	73.516	-	-
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	49.966	138.795	42.564	118.235
Bases negativas	49.966	-	42.564	-
Prejuízos fiscais	-	138.795	-	118.235
Diferenças temporariamente indedutíveis	21.853	60.702	17.075	47.428
Provisões para litígios	14.229	39.526	8.863	24.620
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6.583	18.287	7.881	21.890
Perdas atuariais (CPC)	(636)	(1.766)	(962)	(2.671)
Outros	1.676	4.654	1.293	3.589
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado	4.952	13.756	3.727	10.352
Reavaliação regulatória compulsória	(2.667)	(7.407)	(3.969)	(11.026)
Perdas atuariais (CPC)	7.619	21.163	7.696	21.378
Total	103.235	286.769	63.365	176.015

9.1 - Benefício fiscal do ágio incorporado:

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o intangível de aquisição da antiga controladora CPFL Jaguariuna (nota 1) incorporado em 15 de dezembro de 2017 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. Em 2017 não houve realização deste benefício.

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

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

	31/12/2017		31/12/2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	(59.423)	(59.423)	(252.993)	(252.993)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	16.538	16.538	-	-
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(517)	(517)	8.635	8.635
Base de cálculo	(43.402)	(43.402)	(244.358)	(244.358)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Imposto de renda e contribuição social no resultado	3.906	10.851	21.992	61.089
Incentivos fiscais (PAT/Rouanet)	-	129	-	-
Incorporação Jaguariuna	(83)	(220)	-	-
Crédito/(Débito) fiscal constituído, líquido	8.234	22.870	(74.070)	(205.739)
Ajuste diferido no resultado regulatório	(656)	(1.822)	138	383
Ajustes de bases anteriores - outros	429	1.158	8	24
Total	11.830	32.966	(51.932)	(144.242)

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2017 e 2016 foram os seguintes:

	2017		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	(860)	(860)	(5.413)	(5.413)
Ajuste de avaliação patrimonial	14.471	14.471	(43.274)	(43.274)
Base de cálculo	13.611	13.611	(48.687)	(48.687)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(1.225)	(3.403)	4.382	12.172

Para a reserva de reavaliação também é constituído o imposto de renda e contribuição social diferidos que estão registrados no patrimônio líquido, cujo o montante de 2017 é negativo de R\$ 10.075 e (R\$ 14.995 em 2016).

10. OUTROS ATIVOS CIRCULANTES

	31/12/2017	31/12/2016 Reapresentado
Adiantamentos - fornecedores	30	159
Cauções, fundos e depósitos vinculados	1.024	1.386
Ordens em curso	28.124	16.574
Convênios de arrecadação	459	456
Ressarcimento geradoras	-	7.611
Contas a receber - CDE	48.051	45.952
Adiantamentos a funcionários	4.084	1.318
Desativação em curso	7.896	12.142
Arrendamentos, alugueis de postes e outras receitas	18.905	17.464
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(15.495)	(15.495)
Outros	2.058	1.603
Total	95.136	89.170

Contas a receber – CDE: Referem-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 3.091 (R\$ 3.429 em 31 de dezembro de 2016) e (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 44.960 (R\$ 42.523 em 31 de dezembro de 2016) (nota 23).

Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE (nota 16) e o contas a receber - CDE no valor de R\$ 98.736 (nota 22.3).

Arrendamento, alugueis de postes e outras receitas: Refere-se, basicamente, a contatos de compartilhamento de infra-estrutura de postes junto a prestadoras de serviços de telecomunicações.

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

	Outros ativos circulantes e não circulantes
Saldo em 31/12/2015	(1.077)
Provisão revertida (constituída)	(14.418)
Baixa de contas a receber provisionadas	-
Saldo em 31/12/2016	(15.495)
Provisão revertida (constituída)	-
Saldo em 31/12/2017	(15.495)

11. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Imobilizado	2017			2016	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação e amortização acumulada	Valor líquido em 31/12/2017	Valor líquido em 31/12/2016
Em serviço					
Distribuição	4,11%	4.319.956	(1.936.881)	2.383.075	2.081.945
Custo histórico		3.592.130	(1.245.120)	2.347.011	2.031.119
Reavaliação		727.826	(691.761)	36.065	50.826
Administração	7,89%	30.478	(18.836)	11.642	11.126
Custo histórico		25.763	(14.480)	11.283	10.656
Reavaliação		4.715	(4.356)	359	471
Subtotal		4.350.434	(1.955.717)	2.394.718	2.093.071
Em curso		123.538	-	123.538	210.784
Distribuição		122.880	-	123.629	209.765
Administração		658	-	(91)	1.019
Subtotal		123.538	-	123.538	210.784
Total		4.473.972	(1.955.717)	2.518.256	2.303.855

A composição do intangível é como segue:

Intangível	2017			2016	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação e amortização acumulada	Valor líquido em 31/12/2017	Valor líquido em 31/12/2016
Em serviço					
Distribuição	20,00%	29.788	(10.389)	19.399	13.699
Custo histórico		29.010	(7.574)	21.437	15.734
Reavaliação		778	(2.816)	(2.038)	(2.035)
Administração	20,00%	109.391	(100.787)	8.605	6.589
Custo histórico		68.911	(60.320)	8.591	6.542
Reavaliação		40.480	(40.466)	14	48
Subtotal		139.179	(111.176)	28.003	20.288
Em curso		39.522	-	39.522	16.734
Distribuição		1.788	-	1.788	5.450
Administração		37.733	-	37.733	11.285
Subtotal		39.522	-	39.522	16.734
Total		178.701	(111.176)	67.525	37.022

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros	Valor bruto em 31/12/2017	Adições líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31/12/2017	Valor líquido em 31/12/2016
Distribuição	4.020.318	3.748	(95.433)	462.035	(73.611)	2.899	4.319.956	370.350	(1.936.881)	2.383.075	2.081.945
Terrenos	15.411	-	-	2.530	-	-	17.941	2.529	-	17.941	15.411
Edificações, obras civis e benfeitorias	61.706	-	(67)	1.599	(130)	-	63.108	1.532	(36.297)	26.811	26.911
Máquinas e equipamentos	3.854.551	769	(86.744)	457.193	(66.065)	2.893	4.162.598	371.218	(1.851.263)	2.311.344	2.006.058
Veículos	67.458	2.979	(3.091)	-	(877)	-	66.469	(111)	(42.880)	23.589	30.498
Móveis e utensílios	21.193	-	(5.531)	713	(6.540)	6	9.840	(4.818)	(6.450)	3.390	3.068
Administração	34.025	-	(3.255)	2.298	(2.581)	(9)	30.478	(957)	(18.836)	11.642	11.126
Edificações, obras civis e benfeitorias	3.370	-	-	-	-	1	3.371	(1.428)	1.943	1.943	2.055
Máquinas e equipamentos	22.486	-	(2.882)	1.726	(2.162)	-	19.168	(1.156)	(11.519)	7.648	7.188
Veículos	3.088	-	-	-	-	(9)	3.079	-	(2.949)	530	708
Móveis e utensílios	5.081	-	(373)	573	(419)	-	4.861	199	(3.341)	1.521	1.174
Subtotal	4.054.343	3.748	(98.688)	464.333	(76.192)	2.890	4.350.434	369.394	(1.955.717)	2.394.718	2.093.071
Ativo Imobilizado em Curso	Valor bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros	Valor bruto em 31/12/2017	Adições líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31/12/2017	Valor líquido em 31/12/2016
Distribuição	209.765	385.734	-	(462.035)	-	(10.484)	122.880	(76.301)	-	122.880	209.765
Máquinas e equipamentos	136.561	220.783	-	(457.193)	-	159.286	59.437	(236.410)	-	59.437	136.561
Doutos	73.204	164.951	-	(4.842)	-	(169.869)	63.443	160.109	-	63.443	73.204
Administração	1.019	2.069	-	(2.441)	-	11	658	(372)	-	658	1.019
Máquinas e equipamentos	969	1.929	-	(2.254)	-	-	644	(325)	-	644	969
Doutos	50	140	-	(188)	-	11	13	(47)	-	13	50
Subtotal	210.784	387.803	-	(464.476)	-	(10.573)	173.538	(76.673)	-	173.538	210.784
Total do Ativo Imobilizado	4.265.127	391.551	(98.688)	(143)	(76.192)	(7.682)	4.473.972	292.720	(1.955.717)	2.518.256	2.303.855

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

Adições do Ativo Imobilizado em Curso	Material / equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra prima	Juros capitalizados	Outros gastos	Total
Terrenos	83	1.461	-	-	-	1.544
Edificações, obras civis e benfeitorias	82	2.210	-	116	-	2.408
Máquinas e equipamentos	40.521	127.081	41.735	2.965	10.410	222.712
Móveis e utensílios	1.714	10	-	-	-	1.724
Outros- Estoque						
Transformação, fabricação e reparo de materiais	24.446	-	-	-	-	24.446
Material em depósito	128.644	-	-	-	-	128.644
Compras em andamento	8.562	-	-	-	-	8.562
Adiantamentos a fornecedores	(2.236)	-	-	-	-	(2.236)
Total de imobilizado em curso	201.815	130.762	41.735	3.081	10.410	387.803

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

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros	Valor bruto em 31/12/2017	Adições líquidas (A)-(B)+(C)
AFS Bruto	3.854.552	769	(86.744)	457.193	(66.069)	2.896	4.162.598	371.218
Transformador de distribuição	548.764	-	(14.023)	45.111	(17.662)	-	562.189	31.088
Medidor	357.590	-	(6.339)	30.163	(3.748)	-	377.666	23.824
Redes baixa tensão (< 2,3 KV)	673.828	-	(15.639)	66.676	(12.389)	-	712.496	51.036
Redes média tensão (2,3 KV a 44 KV)	1.388.261	-	(30.736)	217.500	(26.962)	-	1.548.074	186.764
Redes alta tensão (69 KV)	320.966	-	(2.945)	48.132	468	-	364.612	43.187
Redes alta tensão (88 KV a 138 KV)	65.413	-	(135)	774	-	-	66.051	638
Redes alta tensão (>= 230 KV)	8.734	-	-	-	-	-	8.734	-
Subestações média tensão (primário 30 KV a 44 KV)	16	-	-	-	-	-	16	-
Subestações alta tensão (primário 69 KV)	283.744	-	(5.353)	28.774	(2.153)	-	305.011	23.421
Subestações alta tensão (primário 88 KV a 138 KV)	99.372	-	(6.214)	15.183	(1.510)	-	106.830	8.969
Subestações alta tensão (primário >= a 230 KV)	7.970	-	(37)	3.457	-	-	11.389	3.419
Demais máquinas e equipamentos	99.893	769	(5.321)	3.423	(2.132)	2.896	99.528	(1.128)
Obrigações Especiais do Serviço Bruto	(226.013)	-	-	(99.901)	-	6	(325.908)	(99.901)
Participações, doações, subvenções, PEE, P&D, universalização	(205.897)	-	-	(25.026)	-	-	(230.923)	(25.026)
Outros	(20.116)	-	-	(74.875)	-	6	(94.985)	(74.875)

A composição do intangível é como segue:

Intangível em Serviço	Valor bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Transferências (B)	Valor bruto em 31/12/2017	Adições líquidas (A)-(B)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31/12/2017	Valor líquido em 31/12/2016
Distribuição	22.999	-	6.790	29.788	6.790	(10.389)	19.399	13.699
Serviços	11.431	-	4.342	15.773	4.342	(314)	15.459	11.117
Softwares	11.568	-	2.448	14.016	2.448	(10.075)	3.941	2.582
Administração	103.770	-	5.621	109.391	5.621	(100.787)	8.605	6.589
Serviços	1.582	-	-	1.582	-	-	1.582	1.582
Softwares	102.188	-	5.621	107.809	5.621	(100.787)	7.022	5.007
Subtotal	126.768	-	12.411	139.179	12.411	(111.176)	28.003	20.288
Ativo Intangível em Curso	Valor bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Transferências (C)	Valor bruto em 31/12/2017	Adições líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31/12/2017	Valor líquido em 31/12/2016
Distribuição	5.450	3.129	(6.792)	1.788	(3.662)	-	1.788	5.450
Serviços	4.729	1.326	(4.342)	1.713	(3.016)	-	1.713	4.729
Softwares	721	1.804	(2.450)	75	(646)	-	75	721
Administração	11.285	31.863	(5.415)	37.733	26.448	-	37.733	11.285
Outros	11.285	31.863	(5.415)	37.733	26.448	-	37.733	11.285
Subtotal	16.735	34.993	(12.207)	39.520	22.786	-	39.522	16.734
Total do Ativo Intangível	143.503	34.993	204	178.700	35.197	-	67.525	37.022

As principais taxas anuais de depreciação por macro atividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2012, são as seguintes:

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

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

12. BENS E ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Aquisição de direito de concessão	802.164	802.164
Amortização	(522.611)	(494.183)
Intangível Não Vinculado à Concessão	279.553	307.981
Propriedade para investimento - Imobilizado	16.784	16.849
Benfeitoria em propriedade de terceiros	4.568	1.050
Total	300.905	325.880

13. FORNECEDORES

	31/12/2017	31/12/2016
Circulante		
Encargos de uso da rede elétrica	41.161	45.562
Suprimento de Energia Elétrica	288.375	330.081
Materiais e serviços	75.882	66.469
Total	405.418	442.112
Não circulante		
Suprimento de energia elétrica	128.438	129.148
Total	128.438	129.148

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 35).

14. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

A composição de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures é como segue:

	Encargos		Principal		31/12/2017	31/12/2016
	Circulante		Circulante	Não Circulante		
Empréstimos e financiamentos	24		19.984	31.093	51.100	67.028
Debêntures	12.125		-	1.311.104	1.323.229	1.113.820
Total	12.149		19.984	1.342.197	1.374.329	1.180.848

14.1 Encargos de Dívidas, Empréstimos e Financiamentos

	Saldo em 31/12/2016	Amortização principal	Encargos, atualização monetária	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2017
Mensuradas ao custo					
Moeda nacional					
Investimento	15.319	(5.395)	691	(647)	9.968
Outros	51.709	(14.439)	5.142	(1.280)	41.132
Total ao custo	67.028	(19.834)	5.833	(1.927)	51.100
Total	67.028	(19.834)	5.833	(1.927)	51.100

Mensuradas ao custo	Remuneração a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2017			31/12/2016			
				Circulante		Não circulante	Circulante		Não circulante	
				Encargos	Principal	Principal	Encargos	Principal	Principal	
Moeda nacional										
Eletrôbras - Luz para todos 035/2994	Pré fixado 5%	129 parcelas mensais a partir de julho de 2007	Recebíveis	-	-	-	-	94	-	94
Eletrôbras - Luz para todos	Pré fixado 5%	parcelas mensais a partir de dezembro de 2008 a março de 2013	Finança bancária	-	8.855	12.136	-	7.701	21.936	28.367
FINEP - 02.11.0364-00	Pré fixado 5%	81 parcelas mensais a partir de setembro de 2013	Finança bancária	12	2.265	3.229	4.487	16	2.539	2.768
FINEP - 02.13.0257-00	TALP	73 parcelas mensais a partir de maio de 2015	Finança bancária	12	1.912	3.458	4.491	20	1.730	3.649
Arrendamento Mercantil	14%	130 meses a partir de dezembro 2015	-	-	9.852	12.310	22.762	-	9.179	16.581
Total moeda nacional - mensuradas ao custo				24	19.984	31.893	51.100	36	21.200	56.345
Salvação governamental								(1.481)	(3.765)	(4.646)
Total				24	19.984	31.893	51.100	36	19.812	47.589

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2019	16.069
2020	9.654
2021	3.865
2022	1.388
2023	117
Total	31.093

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento estão abaixo demonstrados:

Index	Variação acumulada		% da dívida	
	2017	2016	31/12/2017	31/12/2016
TJLP	7,00	7,50	8,77	10,48
Pré-fixados	5,00	5,00	91,23	89,52
			<u>100,00</u>	<u>100,00</u>

14.2 Debêntures e Encargos de Debêntures

	Saldo em 31/12/2016	Captação	Encargos, atualização monetária,	Encargos pagos	Gastos com emissão	Saldo em 31/12/2017
Debentures	1.132.058	220.000	123.753	(138.836)	-	1.336.974
Gastos com emissão	(18.238)	(113)	-	-	4.605	(13.746)
Total	1.113.820	219.887	123.753	(138.836)	4.605	1.323.229

	Quantidade em circulação	Remuneração a.a.	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2017			31/12/2016		
						Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
4ª Emissão											
4ª Emissão - Série Única - AESL14	110.000	114,50% de CDI	8,00%	02 Parcelas anuais a partir de outubro de 2019	Fiança da CPFL Energia	16.652	1.100.000	1.116.652	32.058	1.100.000	1.132.058
6ª Emissão											
6ª Emissão - Série Única - AESL16	220.000	CDI + 0,48%	7,50%	Parcela única em dezembro de 2020	Fiança da CPFL Energia	312	220.000	220.312	-	-	-
Gastos com emissão (*)						(4.642)	(8.896)	(13.745)	(4.611)	(13.827)	(18.238)
Total						12.125	1.311.104	1.323.229	27.447	1.086.373	1.113.820

(*) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis à emissão das respectivas dívidas.

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2019	541.104
2020	770.000
Total	1.311.104

Adições no exercício

6ª emissão RGE Sul

Em 12 de dezembro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a sexta emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, em série única, no montante total de R\$ 520.000. Em 2017, foram subscritas e integralizadas 220.000 debêntures, nominativas e escriturais em uma única série, da espécie quirografária, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 220.000 (R\$ 219.887 líquida dos gastos de emissão). Os recursos líquidos obtidos serão destinados para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Condições restritivas

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas que contemplam, cláusulas que requerem da garantidora (controladora CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos de debêntures contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais estão atendidas conforme o último período de apuração. Os índices financeiros são os seguintes:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA menor ou igual a 3,75, e
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

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

As debêntures estavam sujeitas à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora ou da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas (Camargo Corrêa e Previ) permanecessem de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

Em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da controladora CPFL Energia e suas controladas diretas e indiretas bem como empreendimentos controlados em conjunto, a não decretação dos vencimentos antecipados das referidas debêntures, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

O não cumprimento das restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência (cross default) dependendo de cada contrato.

A Administração da Companhia e da controladora CPFL Energia monitoram 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 estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

14.3 Composição do Endividamento e Dívida Líquida

	Encargos Circulante e Não Circulante	Principal		Total em 31/12/2017	Total em 31/12/2016
		Circulante	Não Circulante		
Dívida Bruta	12.149	19.984	1.342.197	1.374.329	1.180.848
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	24	19.984	31.093	51.100	67.028
Debêntures	16.974	-	1.311.104	1.328.078	1.113.820
Gastos com Captação	(4.849)	-	-	(4.849)	-
Dívida Líquida	12.149	19.984	1.342.197	1.374.329	1.180.848

15. BENEFICIO PÓS-EMPREGO

A Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados com as seguintes características:

15.1 – Características

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários. A Fundação CEEE de Seguridade Social – Eletroceee é a entidade responsável pela administração do plano de benefícios patrocinado pela Companhia e tem como objetivo principal a suplementação dos benefícios previdenciários dos participantes. O plano de benefícios (Plano Único da RGE Sul), constituído de acordo com as características de “benefício definido”, encontra-se fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011.

A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos empregados beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação.

Ao final do exercício de 2017 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.

15.2 - Movimentações do plano de benefício definido

	31/12/2017	31/12/2016
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	524.293	480.081
Valor justo dos ativos do plano	(446.670)	(405.251)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	77.623	74.830

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

	Passivo	Ativo
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2015	379.252	(349.748)
Custo do serviço corrente bruto	1.406	-
Rendimento esperado no ano	-	(41.273)
Juros sobre obrigação atuarial	46.299	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	1.114	(1.114)
Contribuições de patrocinadoras	-	(10.330)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(36.326)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas demográficas	4.003	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	67.105	-
Perda (ganho) atuarial: efeito da experiência do plano	14.442	-
Benefícios pagos no ano	(33.540)	33.540
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2016	480.081	(405.251)
Custo do serviço corrente bruto	2.153	-
Rendimento esperado no ano	-	(43.258)
Juros sobre obrigação atuarial	50.927	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	990	(990)
Contribuições de patrocinadoras	-	(6.169)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	-	(25.503)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas demográficas	16.490	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	8.153	-
Benefícios pagos no ano	(34.501)	34.501
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2017	524.293	(446.670)

15.3 - Movimentações dos passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2017	31/12/2016
Passivo atuarial líquido no início do exercício	74.830	29.504
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	9.822	6.432
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(6.203)	(10.330)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	16.490	4.003
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(17.350)	45.221
Passivo atuarial líquido no final do exercício	77.589	74.830
Outras contribuições	34	-
Total passivo atuarial	77.623	74.830
Circulante	34	-
Não circulante	77.589	74.830

15.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2018 estão estimadas no montante de R\$ 6.370.

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação CEEE de Seguridade Social nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

<u>Ano de pagamento</u>	
2018	34.547
2019	36.367
2020	38.047
2021	39.680
2022 a 2027	274.712
Total	423.353

Em 31 de dezembro de 2017, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 11,0 anos.

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

A estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2018 e as despesas reconhecidas em 2017 e 2016, são como segue:

	2018	2017	2016
	<u>Estimadas</u>	<u>Realizadas</u>	<u>Realizadas</u>
Custo do serviço	2.790	2.153	1.406
Juros sobre obrigações atuariais	48.218	50.927	46.299
Rendimento esperado dos ativos do plano	(41.166)	(43.258)	(41.273)
Total da despesa (receita)	9.842	9.822	6.432

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

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,51% a.a.	10,99% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,51% a.a.	10,99% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,10% a.a.	7,29% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	5,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	4,00% a.a.	5,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BREMS sb v.2015	AT-2000
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light média	Light média
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo plano	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo plano

15.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2017 e 2016, administrados pela Fundação CEEE de Seguridade Social. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2018, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2017.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	<u>Cotados em mercado ativo</u>		<u>Não cotados em mercado ativo</u>	
	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Renda fixa	78%	74%	-	-
Títulos públicos federais	65%	60%	-	-
Títulos privados (instituições financeiras)	8%	8%	-	-
Títulos privados (instituições não financeiras)	3%	4%	-	-
Fundos de investimento multimercado	1%	3%	-	-
Renda variável	18%	16%	-	-
Fundos de investimento em ações	18%	16%	-	-
Investimentos estruturados	2%	8%	-	-
Fundos de participação	1%	7%	-	-
Fundos de imobiliários	1%	1%	-	-
Imóveis	-	-	1%	1%
Operações com participantes	-	-	2%	2%
	98%	98%	3%	3%

	<u>Meta para 2018</u>
Renda fixa	80,00%
Renda variável	16,00%
Imóveis	0,50%
Empréstimos e financiamentos	2,00%
Investimentos estruturados	1,50%
	100,00%

A meta de alocação para 2018 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CEEE, efetuada ao final de 2017 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2018, 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. A Fundação CEEE realizam estudos de Asset Liability Management (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos, ou “ALM”) no mínimo uma vez ao ano, para um horizonte superior a 10 anos. O estudo de ALM representa também importante ferramenta para a gestão do risco de liquidez dos planos previdenciários, posto que considera o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos.

A base utilizada para determinar as premissas do retorno geral estimado sobre os ativos é suportada por ALM. As principais premissas são projeções macroeconômicas pelas quais são obtidas as rentabilidades esperadas de longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais dos planos de benefícios. O ALM processa a alocação média ideal dos ativos do plano para o longo prazo e, baseado nesta alocação e nas premissas de rentabilidade dos ativos, é apurada a rentabilidade estimada para o longo prazo.

15.7 - Análise de sensibilidade

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

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação 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 fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 14.800 (aumento de R\$ 14.103).
- Se a tábua de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 8.990 (aumento de R\$ 9.244).

15.8 - 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, o qual 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 CEEE o que ocorre ao menos trimestralmente.

Além do controle do risco de mercado através da metodologia da divergência não planejada exigida pela legislação, a Fundação CEEE utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: VaR, Tracking Risk, Tracking Error e Stress Test.

A Política de Investimentos da Fundação CEEE impõe restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

16. ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	262	245	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE	36.863	44.102	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	40.303	7.478	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	33.354	24.586	11.169	11.834
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	13.548	6.668	27.770	22.971
EPE/FNDCT/PROCEL	3.531	2.935	-	-
Total	127.861	86.014	38.939	34.805

Conta de desenvolvimento energético – CDE: Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2017 no montante de R\$ 17.582 (R\$ 28.617 em 31 de dezembro de 2016), (ii) quota destinada à devolução do aporte CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 7.389 (R\$ 15.485 em 31 de dezembro de 2016) e (iii) quota destinada à devolução do aporte da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (“conta ACR”) do período de fevereiro a dezembro de 2014, no montante de R\$ 11.892. Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas do montante a pagar e o contas a receber – CDE (nota 10) no montante de R\$ 98.736.

Bandeiras tarifárias: Refere-se ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”), cujo valor a receber foi registrado através da emissão das faturas de energia (nota 22.4).

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.

17. TRIBUTOS

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<u>Circulante</u>		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	37.572	37.915
Programa de integração social - PIS	3.560	5.925
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	16.479	21.399
PIS/COFINS parcelamento	10.349	9.507
Outros impostos taxas e contribuições a recolher	8.483	7.217
Total Circulante	<u>76.443</u>	<u>81.963</u>
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS parcelamento	18.839	26.814
Total não circulante	<u>18.839</u>	<u>26.814</u>

(a) Em novembro de 2015 a Receita Federal do Brasil deferiu o pedido de parcelamento do PIS e COFINS relativo aos meses de agosto e setembro de 2015, no valor total consolidado de R\$ 34.253.

O pagamento do parcelamento foi feito em 60 (sessenta) parcelas mensais e consecutivas, com incidência de juros (i) Selic, acumulados mensalmente, calculados a partir da data do deferimento até o mês anterior ao do pagamento, e de (ii) 1% relativo ao mês em que o pagamento estiver sendo efetuado, conforme artigo 13 da Lei nº 10.522 de julho de 2002. Até 31 de dezembro de 2017 foram liquidadas 26 parcelas e realizada a compensação parcial da parcela 60, no montante total de R\$ 20.428.

18. PROVISÃO PARA LITÍGIOS

	<u>31/12/2017</u>		<u>31/12/2016</u>	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	Depósitos judiciais
Trabalhistas	64.185	45.499	28.148	29.942
Cíveis	52.200	7.716	12.267	6.637
Fiscais	21.847	12.039	14.290	12.244
Regulatórios	31.778	-	31.517	-
Outros	368	212	497	228
Total	<u>170.378</u>	<u>65.465</u>	<u>86.719</u>	<u>49.051</u>
Circulante	87.565	-	53.729	-
Não circulante	82.813	65.465	32.990	49.051

A movimentação das provisões para litígios está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2016	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Incorporação	Saldo em 31/12/2017
Trabalhistas	28.148	44.665	(16.384)	(6.049)	13.782	23	64.185
Cíveis	12.268	54.082	(6.366)	(12.357)	4.572	-	52.200
Fiscais	14.290	8.972	(4.416)	-	2.401	600	21.847
Regulatórios	31.517	83	(2.460)	(540)	3.178	-	31.778
Outros	496	-	-	(128)	-	-	368
Total	86.719	107.802	(29.625)	(19.074)	23.933	623	170.378

As provisões para litígios 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, classificados com risco de perda provável, 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 - A Companhia possui processos fiscais relativos ao Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISSQN, COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, cuja discussão é mantida em âmbito administrativo, pré-judicial.

d) Regulatórios

Auto de Infração nº 0001/2015 (AGERGS-SFE) - A Companhia recebeu, em 02 de junho de 2015 o Auto de Infração nº 0001/2015- AGERGS-SFE – TN 0008/2014, em virtude não conformidades na apuração de indicadores de continuidade individuais e coletivos para o ano de 2013, no montante de R\$ 21.683. A Companhia manifestou-se tempestivamente sobre o AI em 15 de junho de 2015 e aguarda pela análise do recurso apresentado. Durante o exercício de 2017 com base em parecer atualizado de seus consultores jurídicos, a Companhia provisionou o montante referente às não conformidades com prognóstico de perda provável, cujo valor atualizado até 31 de dezembro de 2017 corresponde a R\$ 20.012.

Termo de Notificação nº 0017/2015 (AGERGS) - A Companhia recebeu em 10 de dezembro de 2015 o Termo de Notificação nº 0017/2015 – AGERGS - Auto de Infração 0008/2016 – ANEEL referente à Fiscalização Comercial Periódica ocorrida no período de 19 a 23 de outubro de 2015, em relação aos processos comerciais da Distribuidora no ano de 2014, resultando em 11 constatações, 14 não conformidades, 01 recomendação e 01 determinação. Importante destacar que das 14 não conformidades, 4 foram canceladas, 3 resultaram em advertências e 7 foram mantidas. Em 25 de abril de 2016 a Companhia protocolou recurso que ainda está pendente de julgamento. O valor provisionado em até 31 de dezembro de 2017 monta em R\$ 4.041.

Auto de Infração nº 0006/2016 (AGERGS) - A Companhia recebeu em 30 de março de 2016 o Auto de Infração nº 0006/2016- AGERGS-SFE – TN 0009/2015, referente aos indicadores de continuidade individuais para o ano de 2014, no montante de R\$ 9.007. A Companhia manifestou-se tempestivamente e aguarda pela análise do recurso apresentado. Com base em parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia provisionou o montante referente às não conformidades com prognóstico de perda provável, cujo valor atualizado até 31 de dezembro de 2017 corresponde a R\$ 7.725.

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, ou seja, é mais provável do que não (“*more likely than not*”) de que não haja desembolso para estes casos 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 2017 e 2016, estavam assim representadas:

	31/12/2017	31/12/2016	Principais causas
Trabalhistas	82.024	-	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	273.113	171.243	Danos pessoais, impactos ambientais, majoração tarifária e outros
Fiscais	111.209	20.752	Débitos fiscais de ICMS e processos administrativos e impostos fiscais
Regulatórias	21.239	16.691	Processos de fiscalização técnicas e comerciais e outros
Total	487.585	208.686	

Processos cíveis relevantes:

- i. A empresa Transformadores São Miguel, prestadora de serviço de instalação e manutenção de redes elétricas, ajuizou ação em face da Companhia, requerendo a indenização de R\$ 24.300, atualizado até 31 de dezembro de 2016, sob a alegação de que, para fazer frente à expectativa de obras a serem realizadas durante a execução do contrato firmado com a Companhia, realizou grandes investimentos em pessoal e equipamentos. Porém, segundo a empresa, durante o curso do contrato não houve a confirmação das expectativas de volume de obras, gerando prejuízo de receitas e o conseqüente encerramento das atividades da empresa. O caso encontra-se no início da fase de instrução.
- ii. A Companhia e a AES Florestal estão envolvidas em um único caso relativo a passivos ambientais, localizado em uma Unidade de Tratamento de Madeira (UTM). Durante o período em que esteve na posse da Unidade de Tratamento de Madeira (UTM) de Barreto, no município de Triunfo - RS, identificou-se a existência de passivo ambiental na área da Fábrica, relativo à época em que a CEEE havia operado a UTM, decorrente de produtos químicos usados no processo produtivo.

Em outubro de 2011, foi deferida medida liminar exclusivamente contra a CEEE determinando a contenção e remoção dos focos de contaminação. Em 18 de outubro de 2012, mediante inspeção na área pelo perito designado pelo Juiz, acompanhado do assistente técnico e dos assessores jurídicos da Companhia, foi possível constatar que a empresa contratada pela CEEE iniciou efetivamente os trabalhos de contenção e remoção do passivo ambiental. Diante deste fato, os assessores jurídicos emitiram parecer legal entendendo pela probabilidade de perda possível do caso.

Estima-se que o custo da contenção e remoção do passivo ambiental realizado pela CEEE foi de R\$ 60.000. Portanto, o risco total envolvido para a RGE Sul é de R\$ 30.000. Em 31 de dezembro de 2016, a ação encontra-se em fase de instrução, aguardando a conclusão da perícia judicial.

Processos fiscais relevantes:

- i. As ações anulatórias de autos de infração ICMS têm relevância para a Companhia (R\$15.800), são Autuações Fiscais (Autos de Lançamento Fiscal), no qual a Autoridade Fiscal Estadual constitui crédito tributário contra a Companhia, pelo pretenso descumprimento de ordens judiciais exaradas nos autos de processos judiciais, que determinaram que houvesse incidência do ICMS em relação apenas à energia efetivamente consumida (kWh). Em suma, o fisco estadual pretendeu fazer a Companhia tributar o ICMS sobre rubrica de demanda (kW) e não sobre consumo (kWh).

Os fundamentos de defesa da Companhia são no sentido de reafirmar o estrito cumprimento da ordem judicial, sendo impossibilitada de agir em sentido diverso, por expressa vedação legal. Ainda, a Companhia ressalta em suas defesas a expressa manifestação pretérita do próprio fisco estadual no sentido de tributação do ICMS apenas sobre a energia efetivamente consumida (em kWh), em relação a outros clientes, bem como a tentativa do fisco de aplicar ordem judicial proferida em processo diverso, ao caso dos processos judiciais que originaram os autos de lançamento.

Processos trabalhistas relevantes:

No tocante às contingências trabalhistas, a Companhia informa que 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, que entrou em vigor em 11 de novembro de 2017, aponta em seu artigo n.º 879, § 7º, que a TR é o índice de correção da justiça do Trabalho a partir da vigência da norma.

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

19. OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Consumidores e concessionárias	10.068	16.398	44.473	44.711
Folha de pagamento	48	31	-	-
Convênios de arrecadação	10.682	10.507	-	-
Convênio de devolução	1.955	5.095	-	-
Descontos tarifários - CDE	25.208	1.395	-	465
Outros	5.199	6.217	29.491	176
Total	53.161	39.643	73.964	45.352

Consumidores e concessionárias: 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 de R\$ 44.473 no passivo não circulante refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 35).

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

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

20. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Valor Bruto em 31/12/2016	Adição	Transferências	Outras	Valor Bruto em 31/12/2017
Em serviço	(226.006)	-	(99.901)	-	(325.908)
Participação da União, Estados e Municípios	(62.774)	-	-	-	(62.774)
Participação Financeira do Consumidor	(127.056)	-	(24.928)	-	(151.985)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(2.281)	-	-	-	(2.281)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(1.493)	-	-	-	(1.493)
Pesquisa e Desenvolvimento	(12.291)	-	(98)	-	(12.389)
Outros	(20.112)	-	(74.875)	-	(94.987)
Ultrapassagem de demanda	-	-	(28.163)	-	(28.163)
Excedente de reativos	-	-	(45.792)	-	(45.792)
Outros	(20.112)	-	(919)	-	(21.032)
(-) Amortização Acumulada - AIS	64.373	9.726	-	-	74.099
Participação da União, Estados e Municípios	19.246	2.411	-	-	21.657
Participação Financeira do Consumidor	35.601	5.339	-	-	40.940
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	718	88	-	-	805
Programa de Eficiência Energética - PEE	543	57	-	-	601
Pesquisa e Desenvolvimento	1.418	475	-	-	1.892
Outros	6.848	1.356	-	-	8.203
Em curso	(96.660)	(48.866)	99.901	42.217	(3.408)
Participação da União, Estados e Municípios	(8)	-	-	-	(8)
Participação Financeira do Consumidor	(4.116)	(22.513)	24.928	1	(1.700)
Pesquisa e Desenvolvimento	(109)	(65)	98	-	(76)
Outros	(92.426)	(26.289)	74.875	42.216	(1.625)
Ultrapassagem de demanda	(34.954)	(8.492)	28.163	15.282	-
Excedente de reativos	(55.855)	(13.675)	45.792	23.739	-
Outros	(1.617)	(4.123)	919	3.195	(1.625)
Total	(258.293)	(39.141)	-	42.217	(255.217)

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

	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo histórico	Reavaliação	Total em 31/12/2017
Obrigações Especiais 2017				
Em serviço	4,11%	(325.908)	-	(325.908)
Participação da União, Estados e Municípios		(62.774)	-	(62.774)
Participação Financeira do Consumidor		(151.985)	-	(151.985)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido		(2.281)	-	(2.281)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(1.493)	-	(1.493)
Pesquisa e Desenvolvimento		(12.389)	-	(12.389)
Outros		(94.987)	-	(94.987)
(-) Amortização Acumulada		67.437	6.662	74.099
Participação da União, Estados e Municípios		21.657	-	21.657
Participação Financeira do Consumidor		40.940	-	40.940
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido		805	-	805
Programa de Eficiência Energética - PEE		601	-	601
Pesquisa e Desenvolvimento		1.892	-	1.892
Outros		1.541	6.662	8.203
Em curso		(3.408)	-	(3.408)
Participação da União, Estados e Municípios		(9)	-	(9)
Participação Financeira do Consumidor		(1.699)	-	(1.699)
Pesquisa e Desenvolvimento		(76)	-	(76)
Outros		(1.625)	-	(1.625)
Total		(261.879)	6.662	(255.217)

21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia está assim distribuído em 31 de dezembro de 2017 e 2016:

31/12/2017 - Quantidade de ações			
Acionistas	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S/A	402.775	402.775	76,39
CPFL Brasil	123.676	123.676	23,46
Ações em tesouraria	815	815	0,15
Total	527.266	527.266	100,00

31/12/2016 - Quantidade de ações				
Acionistas	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
CPFL Jaguariúna Participações Ltda.	403.644	122.807	526.451	99,85
Ações em tesouraria	810	5	815	0,15
Total	404.454	122.812	527.266	100,00

21.1 - Aumento de capital

Na AGE de 15 de dezembro de 2017 foi aprovado: (i) aumento de capital com a capitalização do adiantamento para futuro aumento de capital ("AFAC") no montante de R\$ 45.000 e (ii) aumento de capital com acervo líquido da CPFL Jaguariúna no montante de R\$ 63.526.

21.2 Reserva de Capital

O saldo em 31/12/2017 está assim composto:

- (a) Ágio na emissão de ações R\$ 1.089;
- (b) Remuneração de bens e direitos R\$ 2.475, e;
- (c) Benefício Fiscal do Intangível Incorporado, oriundo da incorporação da controladora CPFL Jaguariúna, conforme mencionado na nota 9.1.

21.3 – Reservas de lucros

O saldo em 31/12/2017 está assim composto:

- (d) Reserva legal no montante de R\$ 59.302;
- (e) 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 do exercício de 2017.

21.4 - Resultado abrangente acumulado:

21.4.1 - Reserva de Reavaliação:

O saldo credor de R\$ 19.558 corresponde aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010.

21.4.2 - Entidade de previdência privada:

O saldo devedor de R\$ 55.872 corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R2).

22. RECEITA/INGRESSO

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2017	2016 (*)	2017	2016	2017	2016
Fornecimento - Faturado	1.336.399	1.319.488	6.717.174	7.304.241	3.918.927	4.485.720
Residencial	1.121.941	1.110.815	2.656.892	2.647.547	1.883.540	1.997.155
Industrial	7.221	7.183	893.143	1.428.533	521.384	847.366
Comercial	88.075	84.153	1.120.277	1.191.569	791.586	890.142
Rural	109.005	107.108	1.408.047	1.394.457	382.207	387.546
Poder público	9.042	9.125	203.107	204.546	140.469	149.201
Iluminação pública	110	111	224.692	224.203	80.383	83.518
Serviço público	1.005	993	211.018	213.386	119.358	130.792
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo	-	3	1.008.000	71.676	13.667	20.520
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					1.951.073	2.127.579
Consumidores Cativos					1.712.092	1.938.381
Consumidores Livres					238.981	189.198
(-) Transferências					(1.731.172)	(1.963.207)
(-) Trsf p/ TUSD de Consumidores Cativos					(1.712.092)	(1.938.394)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Ultrapassagem Demanda					(16.939)	(10.212)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Excedente de Reativos					(2.141)	(14.614)
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					321.539	128.895
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					(221.667)	(359.979)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					(221.667)	(359.979)
Outras Receitas Vinculadas					794.206	320.777
Serviços Cobráveis					20.160	19.815
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					297.495	281.990
Outras Receitas					476.551	18.972
Total	1.336.399	1.319.491	7.725.174	7.375.917	5.046.573	4.760.305

(*) Não auditado

22.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

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

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 passivos financeiros setoriais e em obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas, apresentados líquidos no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

22.2 – Revisão Tarifária Anual (“RTA”) e Ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) de Angra III.

Em 13 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.218, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 18 de abril de 2017, em -0,20%, sendo 2,95% referentes ao reajuste tarifário econômico e -3,15% relativos aos componentes financeiros em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2016). O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de -6,43%. (conforme divulgado na Resolução Homologatória) quando comparado ao RTA ocorrido em abril de 2016. As novas tarifas têm vigência de 19 de abril de 2017 a 18 de abril de 2018.

A ANEEL aprovou por meio da REH nº 2.214, de 28 de março de 2017 a republicação das Tarifas de Energia – TE e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com o objetivo de devolução da previsão do EER da central geradora UTN Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III). O efeito médio percebido pelos consumidores será negativo de -13,76% (conforme divulgado pela própria ANEEL). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente no mês de abril de 2017, no entanto, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide com o mês civil, essa

redução se dará na receita faturada de abril e maio de 2017, tendo seu impacto diluído entre os dois períodos.

Em 12 de abril de 2016, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) de 2016 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em +3,94%, sendo -1,89% relativos ao reajuste econômico e +5,83% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2015). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de -0,34% (conforme divulgado na Resolução Homologatória), quando comparado ao Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) ocorrida em abril de 2015. As novas tarifas têm vigência de 19 de abril de 2016 a 18 de abril de 2017.

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

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2017, foi registrada receita de R\$ 302.239 (R\$ 281.989 em 2016), sendo (i) R\$ 18.970 (R\$ 20.623 em 2016) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 278.525 (R\$ 246.971 em 2016) referentes a outros descontos tarifários e (iii) R\$ 4.744 (R\$ 14.395 em 2016) de desconto tarifário – liminares. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 10).

22.4 - Bandeiras tarifárias

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da REN nº 547/2013, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Tal mecanismo pode refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica. A bandeira verde indica condições favoráveis e a tarifa não sofre acréscimo. A bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a bandeira vermelha sendo segregada em dois patamares, é acionada em condições mais custosas, tendo acréscimo na tarifa de R\$ 1,00 e R\$ 3,00 e R\$ 5,00, (antes dos efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 KWh consumidos, reajustados conforme decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, a partir de 1º novembro de 2017.

No exercício de 2017 a Companhia faturou dos consumidores o montante de R\$ 117.831 (R\$ 67.493 em 2016) de Bandeira Tarifária, registrados na rubrica “

Em 2017, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de dezembro de 2016 a outubro de 2017. O montante faturado nesse período foi de R\$ 84.946, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”. Deste montante R\$ 4.615, foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 80.331, foram repassados para a conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias (“CCRBT”). O montante de R\$ 40.303, referente a bandeira tarifária faturada em novembro e dezembro de 2017 e não homologado, está registrado em taxas regulamentares (nota 19).

22.5 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio das REH nº 2.202, de 7 de fevereiro de 2017, alterada pela REH nº 2.204 de 07 de março de 2017, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE vigentes do ano de 2017. Essas quotas contemplam: (i) quota anual da conta CDE – USO; e (ii) quota CDE – Energia, referente a parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, que deverá ser recolhida dos consumidores e repassada à Conta CDE em até cinco anos a partir da RTE de 2015. Adicionalmente, por meio da REH nº 2004, de 15 de dezembro de 2015, a ANEEL estabeleceu mais uma quota destinada à amortização da Conta ACR, cujos valores foram atualizados pela REH nº 2.231 de 25 de abril de 2017, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período tarifário de abril de 2017 a março de 2018.

23. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2017	2016	2017	2016
<u>Energia comprada para revenda</u>				
Energia de Itaipu Binacional	1.963.864	2.003.000	391.939	383.888
Energia de curto prazo	257.953	7.000	60.958	797
PROINFA	175.733	189.000	44.505	58.036
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	6.541.075	7.481.000	1.704.286	1.328.029
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(199.661)	(157.574)
Subtotal	8.938.625	9.680.000	2.002.027	1.613.176
<u>Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição</u>				
Encargos da rede básica			262.711	160.097
Encargos de transporte de Itaipu			26.600	10.165
Encargos de conexão			38.276	36.847
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER			(66.084)	48.662
Encargos de energia de reserva - EER			-	21.523
Crédito de PIS e COFINS			(28.306)	(28.123)
Subtotal			233.197	249.171
Total			2.235.224	1.862.347

24. PESSOAL E ADMINISTRADORES

	2017	2016
Pessoal e Administradores		
<u>Pessoal</u>	167.085	170.284
Remuneração	105.593	110.671
Encargos	37.653	40.056
Previdência privada - Corrente	9.822	2.677
Despesas rescisórias	6.210	3.315
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	6.778	15.010
Outros benefícios - Corrente	47.234	50.499
Outros (a)	(46.205)	(51.945)
<u>Administradores</u>	1.138	1.600
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	98	1.476
Benefícios dos administradores	1.039	124
Total	168.223	171.883

(a) Capitalização de despesas com pessoal para ordens de investimentos "ODI"

25. RESULTADO FINANCEIRO

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	16.242	23.863
Acréscimos e multas moratórias	55.174	68.578
Atualização de depósitos judiciais	2.996	2.786
Atualizações monetárias e cambiais	9.612	21.055
Atualizações de ativo financeiro setorial	24.436	55.101
Outros	4.743	6.366
Total	113.203	177.749
Despesas		
Encargos de dívidas	(134.330)	(269.904)
Atualizações monetárias e cambiais	(32.157)	(37.908)
(-) Juros capitalizados	-	4.086
Atualização monetária, juros e multa sobre impostos	(83)	673
Atualizações do passivo financeiro setorial	(40.280)	(52.148)
Outros	(13.216)	(20.135)
Total	(220.066)	(375.337)
Resultado Financeiro	<u>(106.863)</u>	<u>(197.588)</u>

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 11,06% a.a. durante o exercício de 2017 (11,97% a.a. em 2016) sobre os ativos intangíveis qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2017 as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S/A.

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

- ESC Energia S.A.

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

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

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

a) 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.

Para zelar para que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, o Grupo possui um "Comitê de Partes Relacionadas", formado por representantes dos acionistas controladores, da controladora e por um membro independente, que analisa as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2017, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 111 (R\$ 3.354 em 2016). Este valor é composto por R\$ 111 (R\$ 1.706 em 2016) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 0 (R\$ 942 em 2016) de benefícios pós-emprego e R\$ 0 (R\$ 706 em 2016) 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
	31/12/2017	2017
Encargos de Rede Básica		
Entidades Sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	13.131	14.794

As informações comparativas abaixo referem-se ao período em que os acionistas controladores indiretos eram aqueles anteriores à mudança de controle para a State Grid Corporation of China.

	Ativo	Passivo	Receita	Despesa/Custo
	31/12/2016	31/12/2016	2016	2016
Saldo bancário e aplicação financeira				
Banco do Brasil S.A.	2.789	-	-	-
Banco Votorantim S.A.	8.040	-	111	-
Debêntures				
Banco do Brasil S.A.	-	250.082	-	6.075
Banco Votorantim S.A.	-	131.730	-	3.200

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

Empresas	Ativo		Passivo		Despesa/Custo	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	2017	2016
Compra e Venda de Energia e Encargos						
Paulista Lajeado Enegia S.A.	-	-	8	7	89	13
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	283	254	2.441	367
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	82	97	921	139
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	1.910	1.715	16.309	2.471
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	387	250	4.548	550
CPFL Geração de Energia S.A	-	-	8	-	113	-
Companhia Leste Paulista De Energia	-	-	-	6	-	13
Companhia Jaguari De Energia	-	-	-	2	-	3
Desa Morro dos Ventos II S.A	-	-	-	-	465	-
Rio Grande Energia S.A.	-	-	605	498	5.298	708
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	15	-
CPFL Transm. Morro Agudo	-	-	-	-	14	-
Contrato de Mútuo						
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	2.083	-
Arrendamento e Aluguel						
Companhia Paulista De Força E Luz	-	-	3	-	27	-
Intangível, materiais e prestação de serviço						
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	3.688	-	3.688	-
Ti Nect Serviços De Informática Ltda.	5.144	-	5.156	-	12	-
Outros						
Instituto CPFL	-	-	-	-	400	-

27. SEGUROS

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

Descrição	Ramo da apólice	31/12/2017
Ativo Imobilizado	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	212.224
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	75.544
Responsabilidade civil	Distribuidora de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	131.311
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	158.000
Total		612.079

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

28. 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, Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de

Gestão Corporativa de Riscos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

Compete ao Conselho de Administração da controladora 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 da controladora CPFL Energia, 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), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos.

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

À Diretoria Executiva da Companhia 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 controladora CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos na 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.

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.

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

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

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

Risco de sub/sobrecontratação: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD 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: 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.

As condições de armazenamento do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) permitiram a geração de energia ao longo de 2017 sem riscos de abastecimento, apesar do nível baixo do armazenamento no subsistema Nordeste. A melhora da condição do armazenamento do SIN, associada à entrada em operação de novas unidades geradoras hidrelétricas na região Norte e a disponibilidade de geração termelétrica, reduzem de forma importante a probabilidade de cortes de carga por razões energéticas.

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.

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. Em 31 de dezembro de 2017 e 2016 a Companhia não possuía transações envolvendo derivativos.

29. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os 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(*)	31/12/2017	
					Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	179.243	179.243
					<u>179.243</u>	<u>179.243</u>
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	(1)	Nível 2 (**)	51.101	50.957
Debêntures - principal e encargos	14	(c)	(1)	Nível 2 (**)	1.323.229	1.333.987
					<u>1.374.330</u>	<u>1.384.944</u>

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

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

Legenda

Categoria:

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

Mensuração:

- (1) - Mensurado ao custo amortizado
- (2) - Mensurado ao valor justo

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) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, (v) Empresa de Pesquisa Energética - EPE, (vi) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, (vii) convênios de arrecadação, (viii) descontos tarifários – CDE, e (ix) passivo financeiro setorial.

Adicionalmente, não houve em 2017 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.

O CPC 40 (R1) requer a classificação em uma hierarquia de três níveis para mensurações a valor justo dos instrumentos financeiros, baseada em informações observáveis e não observáveis referentes à valorização de um instrumento financeiro na data de mensuração.

O CPC 40 (R1) também define informações observáveis como dados de mercado obtidos de fontes independentes e informações não observáveis que refletem premissas de mercado.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

b) Análise de sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros estão expostos, basicamente representados por variação das taxas 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 (CDI, SELIC e TJLP), conforme demonstrado:

b.1) Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2017 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses para esta data base permaneçam estáveis (CDI 6,89% a.a; TJLP 7,00% a.a. e SELIC 9,70% a.a.), o efeito que seria registrado nas demonstrações contábeis regulatórias para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 75.516 (despesa de CDI R\$ 82.199, TJLP R\$ 314 e receita de SELIC R\$ 6.997). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Cenário provável (a)	Redução (aumento)	
				Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	130.207		(104)	2.113	4.329
Instrumentos financeiros passivos	(1.323.229)		1.059	(21.469)	(43.997)
	(1.193.022)	alta CDI	955	(19.356)	(39.668)
Instrumentos financeiros passivos	(4.481)		11	(64)	(140)
	(4.481)	alta TJLP	11	(64)	(140)
Ativos e passivos financeiros setoriais	72.129		(2.048)	(811)	426
	72.129	baixa SELIC	(2.048)	(811)	426
Total	(1.125.373)		(1.082)	(20.231)	(39.382)

(a) Os índices de CDI, TJLP e SELIC considerados de: 6,81%, 6,75% e 6,86% respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

c) 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 2017, considerando principal e juros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2017	Nota explicativa	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13		405.418	-	-	-	-	128.438	533.856
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	5,08%	1.764	3.892	15.538	26.731	5.427	118	53.470
Debêntures - principal e encargos	14	8,49%	-	-	80.648	1.462.337	-	-	1.542.984
Encargos setoriais	17		77.428	-	-	-	-	-	77.428
Outros	20		22.229	-	2.052	-	-	44.473	68.754
Consumidores e concessionárias			10.068	-	-	-	-	44.473	54.541
EPE / FNDCT / PROCEL			1.479	-	2.052	-	-	-	3.531
Convênio de arrecadação			10.682	-	-	-	-	-	10.682
Total			506.839	3.892	98.238	1.489.067	5.427	173.029	2.276.492

d) Risco de crédito

Caixa, equivalentes de caixa e derivativos são mantidos com bancos e instituições financeiras que possuem rating AA-.

O risco de crédito nas operações de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias é decorrente da exposição a perdas financeiras resultantes do descumprimento de obrigações financeiras pelas contrapartes. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

30. COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE

Nos exercícios de 2017 e 2016, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2017		2016	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	119.102	25.435	7.000	797
Compra estimada (*)	138.851	35.523	-	-
Total	257.953	60.958	7.000	797

	2017		2016	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	981.413	225.376	1.057.457	131.296
Venda estimada (*)	(24.804)	96.530	120.000	19.842
Total	956.609	321.906	1.177.457	151.138

(*) Referente ao período 01 de novembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017 (período de 01 de novembro de 2016 a 31 de dezembro de 2016).

Situação normal: Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pela Companhia que tiveram excedente/falta de energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foram determinados pela CCEE e referendados pela Companhia.

Situação excepcional: Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pela Companhia que tiveram excedente/falta de energia comercializados no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, são normalmente determinados pela CCEE. Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1 de novembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017, os valores foram estimados pela Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

31. REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

31.1. Revisão Tarifária Periódica

Entre 10 de setembro de 2010 e 20 de outubro de 2010, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 40/2010 as metodologias e os critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia.

Após análise das contribuições recebidas, a ANEEL aprimorou as propostas metodológicas e as submeteu à segunda etapa de Audiência Pública, no período de 16 de março a 03 de junho de 2011 de modo a proporcionar aos interessados a oportunidade de oferecer contribuições adicionais para a metodologia e critérios a serem adotados.

Por fim, a Resolução Normativa nº 457 de 08 de novembro de 2011 aprovou o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, o qual definiu a metodologia e os procedimentos gerais para realização do Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - CRTP.

Com base no laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e nos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, em 19 de abril de 2013, foi homologado, por meio da Resolução Homologatória 1.514/2013, o resultado da terceira Revisão Tarifária Periódica – RTP da RGE Sul Distribuidora de Energia – RGE Sul.

31.2. Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Extraordinária

31.2.1. Reajuste Tarifário Anual

No reajuste anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, as empresas distribuidoras de energia elaboram os pleitos para reajuste das tarifas de energia elétrica, com base em fórmula definida no contrato de concessão, que considera para os custos não gerenciáveis (Parcela A), as variações incorridas no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IGP-M, ajustado pela aplicação do Fator X, conforme mencionado no parágrafo anterior.

No exercício de 2016, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.059/2016, de 12 de abril de 2016, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da Outorgada resultantes do processo de reajuste tarifário de 2016, cujo efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores foi de -0,34%, sendo -0,33% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de -0,34% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT).

No caso do exercício de 2017, a ANEEL estabeleceu por meio da Resolução Homologatória nº 2.218, de 11 de abril de 2017, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição, resultantes do processo de reajuste tarifário de 2017. O efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores foi de -6,43%, sendo -7,59% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de -5,66% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT).

Adicionalmente a ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória nº 2.214, de 28 de março de 2017, um ajuste na tarifa das distribuidoras de energia elétrica com o objetivo de reverter os efeitos da inclusão da parcela de Encargo de Energia de Reserva – EER correspondente à usina de Angra III. Exclusivamente no mês de abril de 2017 a tarifa foi reduzida para reverter os valores incluídos da usina Angra III desde o processo tarifário anterior.

31.3. Composição da Base de Remuneração Regulatória

Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração no Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - CRTP vigente devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- a) A base de remuneração aprovada no CRTP anterior deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- b) As inclusões entre as datas-bases do CRTP vigente e anterior, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do CRTP vigente;
- c) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária - base incremental (item b);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do CRTP vigente; e
- e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória - BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, conforme Despacho nº 690 em abril de 2013:

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.402.255.537
(2) Índice de Aproveitamento Integral	1.621.752
(3) Obrigações Especiais Bruta	180.202.794
(4) Bens Totalmente Depreciados	694.269.370
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)-(13)	2.503.033.419
(6) Depreciação Acumulada	1.765.033.643
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.637.221.894
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	4.968.780
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	1.632.253.114
(10) Almoarifado em Operação	2.621.449
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	146.330.096
(13) Terrenos e Servidões	23.128.202
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)	1.488.544.467
(15) Saldo RGR PLPT	55.206.849
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	39.921.322
(17) Taxa de Depreciação	3,71%
(18) Quota de Reintegração Regulatória	92.862.540
(19) WACC real antes de impostos	11,36%
(20) Taxa RGR PLPT	1,35%
(21) Taxa RGR Demais Investimentos	3,62%
(22) Remuneração do Capital (15)*(20)+(16)*(21)+[(14)-(15)-(16)]*19	160.482.536

31.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI.

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

A remuneração dos ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) é determinada a partir de uma relação do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, conforme Despacho nº 690 em abril de 2012:

Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	156.631.780
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	39.157.945
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	39.157.945
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	78.315.890
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	3.627.682
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	7.818.163
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	19.224.926
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	30.670.771

31.5. Ajuste da Parcela B em Função de Investimentos Realizados

Conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 2006 de 31 de outubro de 2006, foi definido no Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - CRTP anterior, o mecanismo destinado a comparar os investimentos previstos no cálculo do Fator X com os efetivamente realizados pelas distribuidoras.

No CRTP vigente, quando da revisão tarifária de cada concessionária, são levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora entre o CRTP anterior e o CRTP vigente, calculados com base nos registros contábeis da distribuidora, deflacionados pelo IGP-M, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior.

Caso os investimentos efetivamente realizados sejam inferiores àqueles considerados no cálculo do Fator X do CRTP anterior, esse item é recalculado, com a substituição dos valores de investimento previstos pelos investimentos realizados, mantendo-se inalterados os demais parâmetros.

O recálculo do Fator X, de acordo com as condições anteriores, resulta em um diferencial de X (ΔX) Para a CPFL Paulista, como os investimentos realizados foram superiores ao considerado no cálculo do Fator X no segundo Ciclo de Revisão tarifária, o ΔX foi 1,12%.

32. CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

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

32.1. Balanço Patrimonial

	31/12/2017			31/12/2016		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativo						
Ativo Circulante	1.301.220	(464.640)	836.580	1.087.277	(185.518)	901.759
Caixa e Equivalentes de Caixa	179.243	-	179.243	145.925	-	145.925
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	504.173	-	504.173	641.108	-	641.108
Tributos Compensáveis	24.374	-	24.374	17.839	-	17.839
Depósitos Judiciais e Cauções	-	-	-	-	-	-
Almoxarifado Operacional	11.627	-	11.627	12.755	-	12.755
Ativos Financeiros Setoriais	477.410	(456.742)	20.668	173.375	(173.375)	-
Despesas Pagas Antecipadamente	9.257	-	9.257	7.105	-	7.105
Outros Ativos Circulantes	95.136	(7.898)	87.238	89.170	(12.143)	77.027
Ativo Não Circulante	3.683.439	(339.297)	3.344.142	3.127.608	(217.294)	2.910.314
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	113.340	-	113.340	117.908	-	117.908
Tributos Compensáveis	31.673	-	31.673	20.770	-	20.770
Depósitos Judiciais e Cauções	65.465	-	65.465	49.051	-	49.051
Tributos Diferidos	390.004	(22.643)	367.361	239.380	(31.855)	207.525
Ativos Financeiros Setoriais	191.180	(139.719)	51.461	29.482	(29.482)	-
Bens e Direitos para Uso Futuro	5.091	(5.091)	-	4.260	(4.260)	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	1.198.822	1.198.822	-	1.019.658	1.019.658
Outros Ativos Não Circulantes	-	22.114	22.114	-	21.109	21.109
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	300.905	(300.905)	-	325.880	(325.880)	-
Imobilizado	2.518.256	(2.494.217)	24.039	2.303.855	(2.278.792)	25.063
Intangível	67.525	1.402.342	1.469.867	37.022	1.412.208	1.449.230
Total do Ativo	4.984.659	(803.937)	4.180.722	4.214.885	(402.812)	3.812.073

	31/12/2017			31/12/2016		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Passivo						
Passivo Circulante	1.269.203	(456.742)	812.461	1.052.877	(173.375)	879.502
Fornecedores	405.418	-	405.418	442.112	-	442.112
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	32.133	-	32.133	47.295	-	47.295
Obrigações Sociais e Trabalhistas	29.846	-	29.846	33.117	-	33.117
Benefício Pós-Emprego	34	-	34	-	-	-
Tributos	76.443	-	76.443	81.963	-	81.963
Provisão para Litígios	87.565	-	87.565	53.729	-	53.729
Encargos Setoriais	127.861	-	127.861	86.014	-	86.014
Passivos Financeiros Setoriais	456.742	(456.742)	-	269.004	(173.375)	95.629
Outros Passivos Circulantes	53.161	-	53.161	39.643	-	39.643
Passivo Não Circulante	2.157.715	(394.936)	1.762.779	1.798.716	(287.775)	1.510.941
Fornecedores	128.438	-	128.438	129.148	-	129.148
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.342.197	-	1.342.197	1.133.553	-	1.133.553
Benefício Pós-Emprego	77.589	-	77.589	74.830	-	74.830
Tributos	18.839	-	18.839	26.814	-	26.814
Provisão para Litígios	82.813	-	82.813	32.990	-	32.990
Encargos Setoriais	38.939	-	38.939	34.805	-	34.805
Passivos Financeiros Setoriais	139.719	(139.719)	-	62.931	(29.482)	33.449
Outros Passivos Não Circulantes	73.964	-	73.964	45.352	-	45.352
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	255.217	(255.217)	-	258.293	(258.293)	-
Total do Passivo	3.426.918	(851.678)	2.575.240	2.851.593	(461.150)	2.390.443
Patrimônio Líquido						
Capital Social	1.495.084	-	1.495.084	1.386.558	-	1.386.558
Reservas de Capital	103.545	-	103.545	3.564	-	3.564
Outros Resultados Abrangentes	(36.314)	(19.558)	(55.872)	(27.331)	(29.108)	(56.439)
Reservas de Lucros	70.781	-	70.781	96.003	-	96.003
Prejuízos Acumulados	(67.299)	67.299	-	(87.446)	87.446	-
Ações em Tesouraria	(8.056)	-	(8.056)	(8.056)	-	(8.056)
Total do Patrimônio Líquido	1.557.741	47.741	1.605.482	1.363.292	58.338	1.421.630
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	4.984.659	(803.937)	4.180.722	4.214.885	(402.812)	3.812.073

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes nos balanços patrimoniais apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória nos exercícios de 2017 e 2016:

	31/12/2017										
	Reclassificações					Ajustes					
	Ativos / Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Bens não vinculados	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Expectativa de Fluxo de Caixa (32.3.2)	Depreciação e Amortização (32.3.3)	Custos de Desativação (32.3.4)	IR e CS Diferidos (32.3.5)	Societário
Ativo											
Ativo Circulante											
Ativos Financeiros Setoriais	477.410	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.668
Outros ativos circulantes	95.136	-	-	-	-	-	-	(7.898)	-	-	87.238
Ativo Não Circulante											
Tributos Diferidos	390.004	-	-	-	-	-	-	-	-	(22.643)	367.361
Ativos Financeiros Setoriais	191.180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51.461
Ativo Financeiro da Concessão	-	1.045.639	-	-	-	-	153.183	-	-	-	1.198.822
Bens e Direitos para Uso Futuro	5.091	-	-	-	(5.091)	-	-	-	-	-	-
Outros Créditos	-	-	-	-	22.114	-	-	-	-	-	22.114
Bens e Atividades não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	300.905	-	-	-	(300.905)	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	2.518.256	-	(2.464.385)	-	4.568	(34.400)	-	-	-	-	24.039
Intangível	67.525	(1.045.639)	2.464.385	(284.382)	279.314	-	(11.335)	-	-	-	1.469.867
	4.045.507			(284.382)		(34.400)	153.183		(7.898)	(22.643)	3.241.571
Passivo											
Passivo Circulante											
Passivos Financeiros Setoriais	456.742	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante											
Passivos Financeiros Setoriais	139.719	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	255.217	-	-	(284.382)	-	(4.767)	50.788	(16.856)	-	-	-
	851.670			(284.382)		(4.767)	50.788	(16.856)			
Total	3.193.829					(29.633)	102.395	5.521	(7.898)	(22.643)	3.241.571

31/12/2016

Regulatório	Reclassificações				Ajustes					Societário	
	Ativos / Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (e)	Obrigação Especial (b)	Bens não vinculados	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Expectativa de Fluxo de Caixa (32.3.2)	Depreciação e Amortização (32.3.3)	Custos de Desativação (32.3.4)		IR e CS Diferidos (32.3.5)
Ativo											
Ativo Circulante											
Ativos Financeiros Setoriais	173.375	(173.375)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros ativos circulantes	89.170	-	-	-	-	-	-	-	(12.143)	-	77.027
Ativo Não Circulante											
Tributos Diferidos	239.380	-	-	-	-	-	-	-	-	(31.855)	207.525
Ativos Financeiros Setoriais	29.482	(29.482)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	828.722	-	-	-	-	190.936	-	-	-	1.019.658
Bens e Direitos para Uso Futuro	4.260	-	-	-	(4.260)	-	-	-	-	-	-
Outros Créditos	-	-	-	-	21.109	-	-	-	-	-	21.109
Bens e Atividades não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	325.880	-	-	-	(325.880)	-	-	-	-	-	-
Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	2.303.855	-	(2.230.531)	-	1.048	(49.309)	-	-	-	-	25.063
Imobilizado	37.022	(828.722)	2.230.531	(289.234)	307.983	-	-	(8.350)	-	-	1.449.230
Intangível	3.202.424	(202.857)	-	(289.234)	-	(49.309)	190.936	(8.350)	(12.143)	(31.855)	2.799.612
Passivo											
Passivo Circulante											
Passivos Financeiros Setoriais	269.004	(173.375)	-	-	-	-	-	-	-	-	95.629
Passivo Não Circulante											
Passivos Financeiros Setoriais	62.931	(29.482)	-	-	-	-	-	-	-	-	33.449
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	258.293	-	-	(289.234)	-	(5.206)	46.349	(10.202)	-	-	-
	590.228	(202.857)	-	(289.234)	-	(5.206)	46.349	(10.202)	-	-	129.078
Total	2.612.196	-	-	-	-	(44.103)	144.587	1.852	(12.143)	(31.855)	2.670.534

(a) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão (apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios) seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível.

(b) Diferenças de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias.

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	1.605.482	1.421.630
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:	(47.742)	(58.339)
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	29.633	44.103
Atualização do ativo financeiro de concessão (32.3.2)	(102.395)	(144.587)
Ajustes do intangível (32.3.3 e 32.3.4)	2.377	10.290
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.5)	22.643	31.855
Patrimônio líquido regulatório	<u>1.557.741</u>	<u>1.363.292</u>

32.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2017			2016		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório Reapresentado	Ajustes	Societário Reapresentado
Receita / Ingresso	5.046.573	410.776	5.457.349	4.760.305	356.356	5.116.661
Fornecimento de Energia Elétrica	2.187.388	-	2.187.388	2.500.257	-	2.500.257
Suprimento de Energia Elétrica	13.667	-	13.667	20.533	(13)	20.520
Energia Elétrica de Curto Prazo	321.906	-	321.906	151.138	-	151.138
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	1.951.073	-	1.951.073	2.127.579	-	2.127.579
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	221.667	-	221.667	(359.979)	-	(359.979)
Serviços Cobráveis	20.160	(20.160)	-	19.815	(19.815)	-
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	302.239	-	302.239	281.989	-	281.989
Outras Receitas Vinculadas	28.473	430.936	459.409	18.973	376.183	395.156
Tributos	(1.469.855)	-	(1.469.855)	(1.612.196)	-	(1.612.196)
ICMS	(1.034.730)	-	(1.034.730)	(1.142.298)	-	(1.142.298)
PIS-PASEP	(77.615)	-	(77.615)	(83.813)	-	(83.813)
COFINS	(357.499)	-	(357.499)	(386.076)	-	(386.076)
ISS	(11)	-	(11)	(9)	-	(9)
Encargos - Parcela "A"	(617.246)	-	(617.246)	(651.301)	-	(651.301)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(14.669)	14.669	-	(12.359)	12.359	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(14.669)	(14.669)	(29.338)	(12.358)	(12.359)	(24.717)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(449.615)	-	(449.615)	(543.017)	-	(543.017)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(3.094)	3.094	-	(2.930)	2.930	-
Outros Encargos	(135.199)	(3.094)	(138.293)	(80.637)	(2.930)	(83.564)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	2.959.472	410.776	3.370.248	2.496.808	356.356	2.853.167
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(2.235.224)	-	(2.235.224)	(1.862.347)	-	(1.862.347)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.002.027)	-	(2.002.027)	(1.613.176)	-	(1.613.176)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(233.197)	-	(233.197)	(249.171)	-	(249.171)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	724.248	410.776	1.135.024	634.461	356.356	990.820
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(676.808)	(430.584)	(1.107.392)	(689.866)	(287.083)	(976.949)
Pessoal e Administradores	(168.223)	(2.770)	(170.993)	(171.883)	15	(171.868)
Material	(20.373)	(10.106)	(30.479)	(19.783)	(15.085)	(34.868)
Serviços de Terceiros	(115.876)	(18.887)	(134.763)	(109.297)	(5.566)	(114.863)
Arrendamento e Aluguéis	(15.362)	-	(15.362)	(22.779)	-	(22.779)
Seguros	(783)	783	-	(1.133)	1.133	-
Provisões	(118.626)	(3.003)	(121.629)	(132.952)	(3.928)	(136.880)
(-) Recuperação de Despesas	2.066	(2.066)	-	713	(713)	-
Tributos	(689)	689	-	(1.796)	1.796	-
Depreciação e Amortização	(160.534)	13.451	(147.083)	(150.689)	10.583	(140.106)
Depreciação	(127.462)	8.808	(118.654)	(117.272)	5.596	(111.676)
Amortização	(33.072)	4.643	(28.429)	(33.417)	4.987	(28.430)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(22.092)	22.092	-	(32.021)	32.021	-
Outras Receitas Operacionais	3.196	(3.196)	-	1.435	(1.435)	-
Outras Despesas Operacionais	(59.512)	(427.571)	(487.083)	(49.681)	(305.904)	(355.585)
Resultado da Atividade	47.440	(19.808)	27.632	(55.405)	69.276	13.871
Resultado Financeiro	(106.863)	-	(106.863)	(197.588)	-	(197.588)
Receitas Financeiras	113.203	(33.948)	79.255	177.749	(72.791)	104.958
Despesas Financeiras	(220.066)	33.948	(186.118)	(375.337)	72.791	(302.546)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	(59.423)	(19.808)	(79.231)	(252.993)	69.275	(183.718)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	44.796	9.214	54.009	(196.174)	(24.074)	(220.248)
Resultado Líquido do Exercício	(14.626)	(10.596)	(25.222)	(449.167)	45.201	(403.966)
Atribuído aos Acionistas Controladores	(14.626)	(10.596)	(25.222)	(449.167)	45.201	(403.966)

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes na demonstração do resultado do exercício apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória, nos exercícios de 2017 e 2016:

	2017							
	Reclassificações			Ajustes				
Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Outras receitas não vinculadas (a)	Depreciação e Amortização (32.3.1 e 32.3.3)	Ajustes do Intangível (32.3.1 e 32.3.3)	Atualização do Ativo Financeiro de Concessão (32.3.2)	Custos de Desativação (32.3.4)	IR e CS Diferidos (32.3.5)	Societário
Receita/Ingresso								
Ativos e passivos financeiros setoriais								
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido								
Outras receitas e rendas	48.633	410.775	-	-	-	-	-	459.408
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"								
Depreciação e Amortização	(160.534)	-	10.686	2.765	-	-	-	(147.083)
Outras receitas operacionais	3.196	(3.196)	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(519.470)	(410.775)	-	-	-	(33.258)	-	(960.307)
Resultado Financeiro								
Receitas Financeiras	113.203	-	-	-	-	-	-	79.255
Despesas Financeiras	(220.066)	-	-	-	-	-	-	(186.118)
Despesa com Impostos sobre o Lucro								
	44.796	-	-	-	-	-	9.213	54.009

31/12/2016

	Reclassificações			Ajustes					
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Outras receitas não vinculadas (a)	Depreciação e Amortização (32.3.1 e 32.3.3)	Ajustes do Intangível (32.3.1 e 32.3.3)	Atualização do Ativo Financeiro de Concessão (32.3.2)	Custos de Desativação (32.3.4)	IR e CS Diferidos (32.3.5)	Societário
Receita/Ingresso	38.788	304.252	(3)	-	-	52.106	-	-	395.143
Outras receitas e rendas									
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(150.689)	-	-	11.488	(905)	-	-	-	(140.106)
Depreciação e Amortização	1.435	-	(1.435)	-	-	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	(540.612)	(304.252)	1.438	-	-	-	6.583	-	(836.843)
Outras despesas operacionais									
Resultado Financeiro	177.749	-	(72.791)	-	-	-	-	-	104.958
Receitas Financeiras	(375.337)	-	72.791	-	-	-	-	-	(302.546)
Despesas Financeiras									
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(196.174)	-	-	-	-	-	-	(24.074)	(220.248)

(a) Diferenças de práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias.

Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Lucro líquido conforme contabilidade societária	(25.222)	(403.966)
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Depreciação e amortização (32.3.1 e 32.3.3)	(10.686)	(11.488)
Ajuste do Ativo Intangível (32.3.1. e 32.3.3)	(2.765)	905
Atualização do ativo financeiro de concessão (32.3.2)	-	(52.106)
Custos de desativação (32.3.4)	33.258	(6.583)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.5)	(9.213)	24.074
Lucro líquido regulatório	<u>(14.626)</u>	<u>(449.167)</u>

32.3. Composição dos Ajustes

32.3.1. Reavaliação compulsória e Reavaliação compulsória - Depreciação

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010 as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2017 e 2016, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível, bens destinados à alienação e obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nºs 11 e 20 deste relatório, estão assim apresentados:

<u>31/12/2017</u>			<u>31/12/2016</u>		
<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>
773.799	(739.399)	34.400	849.991	(800.682)	49.309
(11.429)	6.662	(4.767)	(11.429)	6.223	(5.206)
762.370	(732.737)	29.633	838.562	(794.459)	44.103
(259.206)	249.131	(10.075)	(285.111)	270.116	(14.995)
503.164	(483.606)	19.558	553.451	(524.343)	29.108

32.3.2. Atualização do Ativo Financeiro de Concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente do estorno do valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão. Esse ajuste refere-se a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição "VNR"), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional, no resultado do exercício societário. O mesmo é aceito na contabilidade societária e não é aceito na contabilidade regulatória.

32.3.3. Depreciação e Amortização

As diferenças na depreciação e amortização são oriundas das diferenças das bases dos bens depreciados, visto que na contabilidade societária é reconhecida a amortização do ativo intangível de concessão (já bifurcado), e na contabilidade regulatória é reconhecida a depreciação do ativo imobilizado, incluindo a reserva de reavaliação regulatória.

32.3.4. Desativações em Curso

A diferença na rubrica outros ativos circulantes é decorrente das desativações em curso. Na contabilidade

societária os custos de desativação não reconhecidos no resultado no momento da realização, enquanto que na contabilidade regulatória o reconhecimento no resultado ocorre somente após a conclusão da apuração de todos os custos e liquidação da referida ordem de desativação.

32.3.5. Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes são decorrentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes de diferenças entre práticas contábeis societárias e as regulatórias.

33. COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2017	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 10 anos	1.258.195	2.303.369	2.336.636	4.623.380	10.521.580
Compra de energia de Itaipu	até 10 anos	387.405	735.717	704.672	1.639.288	3.467.082
Encargos de Transmissão e Distribuição	até 10 anos	431.870	955.836	1.074.370	2.404.244	4.866.320
Total		2.077.470	3.994.922	4.115.678	8.666.912	18.854.982

34. TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possui no exercício de 2017, um valor de R\$ 3.011 (R\$ 4.086 em 2016) referente a juros capitalizados no intangível da concessão – infraestrutura de distribuição.

35. 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 (nota 6) e, 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 montante de R\$ 437.800 (nota 6).

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\$ 56.739 (R\$ 128.438 atualizados até 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, que atualizado até 31 de dezembro de 2017 corresponde a R\$ 44.473 (nota 19).

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 mandatária – 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.

36. FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

36.1 – Debêntures

Em 12 de dezembro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a sexta emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, em série única, no montante total de R\$ 520.000. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Em 09 de janeiro 2018, foram subscritas e integralizadas 300.000 debêntures, nominativas e escriturais em uma única série, da espécie quirografária, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 300.000 com vencimento em janeiro de 2021. Os juros serão pagos semestralmente a partir de julho de 2018, ao custo de 100% do CDI + 0,48%. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.



Building a better
working world

Centro Empresarial Neckerdeim
Av. Mostardiro, 122
10º andar - Moínhos de Venço
90430-000 - Porto Alegre - RS - Brasil

Tel: +55 51 3204-5500
Fax: +55 51 3204-5699
ey.com.br

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias

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

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 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, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa no 605, de 11 de março de 2014.

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 do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis regulatórias e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

1

© 2018 Empresa Auditora do Brasil & Young & Rubicam | aneel



Building a better
working world

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias", incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações contábeis regulatórias. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia.

Reconhecimento da receita não faturada

Parte das receitas reconhecidas pela Companhia referem-se a serviços prestados e não faturados aos consumidores finais ("receitas não faturadas"), uma vez que o faturamento é efetuado tomando como base ciclos de faturamento que em alguns casos não coincidem com o período de encerramento contábil. Dessa forma, a receita não faturada corresponde à energia elétrica já fornecida até a data do balanço e ainda não faturada ao consumidor, calculada em base estimada. O saldo de contas a receber derivadas do fornecimento não faturado totaliza R\$193 milhões em 31 de dezembro de 2017 e está divulgado na Nota Explicativa nº 6 às demonstrações contábeis regulatórias.

O cálculo da receita não faturada é significativo para a nossa auditoria devido à relevância dos valores envolvidos e as especificidades atreladas ao processo de estimativa, o qual leva em consideração dados históricos, além de julgamentos por parte da Administração sobre a estimativa de consumo por parte dos consumidores, a fim de garantir que a receita seja contabilizada na competência correta.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a avaliação do desenho e da eficácia dos controles internos implementados pela Administração sobre o cálculo da receita não faturada, a revisão da integridade e precisão dos dados utilizados, o recálculo do valor apurado, bem como a compreensão e documentação do processo de estimativa e das premissas utilizadas pela Administração.

Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos aceitáveis as políticas para reconhecimento e mensuração da receita não faturada da Companhia para suportar os julgamentos, estimativas e informações incluídas, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.



Building a better
working world

Provisões para litígios

Conforme divulgado na Nota Explicativa nº 18, a Companhia é parte em diversos processos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios decorrentes do curso normal de suas atividades cujo valor agregado totaliza R\$487 milhões cuja probabilidade de perda foi considerada possível pela Administração e, portanto, nenhuma provisão foi constituída em 31 de dezembro de 2017.

Devido à relevância dos valores envolvidos nos processos em andamento, ao julgamento envolvido na determinação de reconhecimento ou não de uma provisão pela Administração com base na opinião dos seus consultores jurídicos, e pela complexidade dos assuntos e do ambiente jurídico no Brasil, consideramos esse um principal assunto de auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros, a obtenção de cartas de confirmação junto aos consultores jurídicos externos da Companhia, bem como a realização de reuniões periódicas com a Administração para discutir a evolução dos principais processos judiciais em aberto, a fim de comparar suas avaliações acerca das causas em aberto com posições consideradas pelos consultores jurídicos externos. Também envolvemos nossos especialistas em tributos para nos auxiliar na análise da razoabilidade das expectativas de perdas das causas mais significativas de natureza tributária. Examinamos a adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre o assunto. Nos procedimentos realizados identificamos um ajuste de insuficiência na provisão para riscos regulatórios que não foi ajustada em razão de sua imaterialidade sobre as demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos aceitáveis as políticas para reconhecimento e mensuração das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios da Companhia para suportar os julgamentos, estimativas e informações incluídas, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Reconhecimento de tributos diferidos

Conforme divulgado na Nota Explicativa nº 9 às demonstrações contábeis regulatórias, em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possui registrado tributos diferidos no montante total de R\$390 milhões, decorrentes de diferenças temporárias na base de cálculo dos tributos e sobre prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social, que são reconhecidos contabilmente na medida em que haja expectativa de lucros tributáveis futuros para a realização dos mesmos.

Este assunto é significativo para nossa auditoria em função da relevância dos tributos diferidos registrados e pela complexidade e subjetividade envolvida no processo de preparação e revisão das projeções de lucros tributáveis futuros para suportar o registro desses tributos, uma vez que as mesmas requerem a aplicação de julgamento por parte da Administração, incluindo utilização de premissas complexas.



Building a better
working world

Como nossa conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria consistiram, entre outros, na revisão das premissas críticas incluídas nas projeções de resultados, incluindo a avaliação da metodologia utilizada e a revisão dos cálculos que suportam a análise de recuperabilidade dos tributos registrados. Adicionalmente envolvemos nossos especialistas das áreas tributária e de avaliação de projeções para nos auxiliar nos procedimentos de avaliação da integridade e razoabilidade das bases projetadas, comparação de dados disponíveis, informações históricas e prospectivas da Companhia e análise da recuperabilidade dos valores registrados.

Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto, incluídas na Nota Explicativa nº 9.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos aceitáveis as políticas para reconhecimento e mensuração dos tributos diferidos da Companhia para suportar os julgamentos, estimativas e informações incluídas, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Sem modificar nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa 2 às Demonstrações Contábeis Regulatórias, que descreve a base de preparação e apresentação dessas Demonstrações Contábeis. As Demonstrações Contábeis Regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia a cumprir os requisitos da ANEEL. Consequentemente, essas Demonstrações Contábeis Regulatórias podem não ser adequadas para outro fim.

Outros assuntos

A Companhia preparou um conjunto de Demonstrações Contábeis separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (demonstrações contábeis societárias), sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 07 de março de 2018.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

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



Building a better
working world

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

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

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

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



Building a better
working world

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

Porto Alegre, 16 de abril de 2018.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC-2SP015199/O-8

Américo F. Ferreira Neto
Contador CRC-1-SP192685/O-9

TERMO DE RESPONSABILIDADE

Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.


Campinas, 16 de abril de 2018

Concessionária: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.

José Carlos Saciloto Tadiello
Diretor Presidente
CPF: 227.455.640-72



Gustavo Estrella
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
CPF: 037.234.091-09



Sergio Luis Felício
Contador
CT CRC: 1SP192.767/O-6
CPF: 119.410.838-54

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004

Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:

X - fornecer informação falsa à ANEEL;

CÓDIGO PENAL

Art. 171 - Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.

Art. 299 - Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.