

Demonstrações Contábeis Societárias

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2016	31/12/2015
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	783.818	576.416
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	541.572	638.856
Tributos a compensar	7	36.247	52.134
Derivativos	30	-	143.356
Ativo financeiro setorial	8	-	399.540
Estoques		2.104	1.738
Outros créditos	11	102.355	124.941
Total do circulante		1.466.096	1.936.980
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	13.504	11.480
Depósitos judiciais	19	209.178	197.354
Tributos a compensar	7	19.179	18.431
Derivativos	30	130.940	253.392
Ativo financeiro setorial	8	-	128.500
Créditos fiscais diferidos	9	52.320	-
Ativo financeiro da concessão	10	860.979	784.893
Outros créditos	11	6.324	6.251
Intangível	12	897.678	897.902
Total do não circulante		2.190.102	2.298.203
Total do ativo		3.656.198	4.235.183

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	31/12/2016	31/12/2015
Circulante			
Fornecedores	13	466.360	645.582
Encargos de dívidas	14	11.004	10.283
Encargos de debêntures	15	21.301	21.631
Empréstimos e financiamentos	14	137.207	504.554
Debêntures	15	32.920	-
Entidade de previdência privada	16	6.437	27
Taxas regulamentares	17	68.849	183.793
Impostos, taxas e contribuições	18	114.314	177.062
Dividendo e juros sobre capital próprio	21	72.080	199.323
Obrigações estimadas com pessoal		15.857	12.971
Derivativos	30	4.257	-
Passivo financeiro setorial	8	260.642	-
Outras contas a pagar	20	103.745	117.539
Total do circulante		1.314.974	1.872.766
Não circulante			
Encargos de dívidas	14	17.213	14.353
Empréstimos e financiamentos	14	1.155.774	1.180.231
Debêntures	15	311.425	344.158
Entidade de previdência privada	16	133.653	10.806
Débitos fiscais diferidos	9	-	45.602
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	19	233.869	198.117
Derivativos	30	16.257	4.041
Passivo financeiro setorial	8	93.787	-
Outras contas a pagar	20	23.490	27.440
Total do não circulante		1.985.468	1.824.747
Patrimônio líquido			
	21		
Capital social		235.556	178.574
Reserva de capital		60.493	111.255
Reserva legal		-	6.220
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		173.644	177.610
Dividendo adicional proposto		-	68.324
Resultado abrangente acumulado		(113.939)	(4.314)
Total do patrimônio líquido		355.755	537.670
Total do passivo e do patrimônio líquido		3.656.198	4.235.183

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	2016	2015 (Reapresentado*)
Receita operacional líquida	23	3.132.760	3.817.267
Custo do serviço de energia elétrica			
Custo com energia elétrica	24	(2.186.823)	(2.734.588)
Custo de operação	25	(224.058)	(201.004)
Custo do serviço prestado a terceiros	25	(203.884)	(187.605)
Lucro operacional bruto		517.995	694.070
Despesas operacionais	25		
Despesas com vendas		(136.908)	(114.424)
Despesas gerais e administrativas		(146.393)	(130.689)
Outras despesas operacionais		(10.259)	(4.800)
Resultado do serviço		224.435	444.156
Resultado financeiro	26		
Receitas financeiras		160.011	149.769
Despesas financeiras		(266.890)	(265.500)
		(106.879)	(115.731)
Lucro antes dos tributos		117.556	328.425
Contribuição social	9	(13.002)	(31.297)
Imposto de renda	9	(36.440)	(85.491)
		(49.442)	(116.788)
Lucro líquido do exercício		68.114	211.637
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	22	1,23	3,82
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	22	1,35	4,20

(*) Contempla os efeitos da nota explicativa 2.6.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

	2016	2015
Lucro líquido do exercício	68.114	211.637
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	(109.625)	32.263
Resultado abrangente do exercício	(41.511)	243.900

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

	Reserva de lucros						Lucros acumulados	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	Dividendo	Resultado abrangente acumulado		
Saldos em 31 de dezembro de 2014	156.610	117.708	6.220	87.207	148.518	(36.577)	-	479.686
Resultado abrangente total								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	211.637	211.637
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	32.263	-	32.263
Mutações internas do patrimônio líquido								
Aumento de capital	6.453	(6.453)	-	-	-	-	-	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	90.403	-	-	(90.403)	-
Transações de capital com os acionistas								
Juros sobre o capital próprio intermediário	-	-	-	-	-	-	(14.030)	(14.030)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	68.324	-	(68.324)	-
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	(38.879)	(38.879)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	(148.518)	-	-	(148.518)
Capitalização AFAC - AGO/E 28/04/2014	15.511	-	-	-	-	-	-	15.511
Saldos em 31 de dezembro de 2015	178.574	111.255	6.220	177.610	68.324	(4.314)	-	537.670
Resultado abrangente total								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	68.114	68.114
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	(109.625)	-	(109.625)
Mutações internas do patrimônio líquido								
Aumento de capital	56.981	(50.761)	(6.220)	-	-	-	-	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	8.198	-	-	(8.198)	-
Absorção do prejuízo com reserva	-	-	-	(12.164)	-	-	12.164	-
Transações de capital com os acionistas								
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	(68.324)	-	-	(68.324)
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	(72.080)	(72.080)
Saldos em 31 de dezembro de 2016	235.556	60.493	-	173.644	-	(113.939)	-	355.755

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Lucro antes dos tributos	117.556	328.425
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	92.661	93.556
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	48.115	28.581
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	59.516	39.408
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	219.252	(3.558)
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	8.791	8.745
Perda (ganho) na baixa de não circulante	10.325	4.889
PIS e COFINS diferidos	(5.459)	10.645
	<u>550.757</u>	<u>510.691</u>
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	35.481	(303.872)
Tributos a compensar	24.742	(4.745)
Depósitos judiciais	3.518	14.025
Ativo financeiro setorial	706.967	(212.468)
Contas a receber - Eletrobrás	(7.656)	26.890
Outros ativos operacionais	53.411	(10.043)
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	(179.222)	181.053
Outros tributos e contribuições sociais	(65.023)	97.048
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(13.797)	(22.867)
Taxas regulamentares	(114.944)	176.778
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(31.513)	(51.359)
Passivo financeiro setorial	169.045	-
Contas a pagar CDE	-	(1.785)
Outros passivos operacionais	(34.599)	29.008
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	<u>1.097.167</u>	<u>428.354</u>
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(98.427)	(100.354)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(124.593)	(24.657)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	<u>874.147</u>	<u>303.343</u>
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	(751)	(2.634)
Adições de intangível	(171.819)	(153.336)
Venda de ativo não circulante	-	10.363
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	<u>(172.570)</u>	<u>(145.607)</u>
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	240.046	659.868
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(437.975)	(504.217)
Liquidação de operações com derivativos	(28.599)	(48.449)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(267.647)	-
Operações de mútuo com a controladora	-	(874)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	<u>(494.175)</u>	<u>106.328</u>
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	<u>207.402</u>	<u>264.064</u>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	<u>576.416</u>	<u>312.352</u>
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	<u>783.818</u>	<u>576.416</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

	2016	2015 (Reapresentado*)
1 - Receita	5.682.191	6.933.276
1.1 Receita de venda de energia e serviços	5.538.244	6.785.584
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	203.463	187.101
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(59.516)	(39.408)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(2.868.676)	(3.426.034)
2.1 Custo com energia elétrica	(2.448.498)	(3.050.375)
2.2 Material	(136.455)	(128.599)
2.3 Serviços de terceiros	(187.221)	(159.416)
2.4 Outros	(96.502)	(87.644)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	2.813.515	3.507.242
4 - Retenções	(92.791)	(93.648)
4.1 Amortização	(92.791)	(93.648)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	2.720.725	3.413.594
6 - Valor adicionado recebido em transferência	170.873	155.584
6.1 Receitas financeiras	170.873	155.584
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	2.891.598	3.569.179
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	143.737	132.082
8.1.1 Remuneração direta	86.964	81.497
8.1.2 Benefícios	49.494	43.970
8.1.3 F.G.T.S	7.280	6.615
8.2 Impostos, taxas e contribuições	2.407.681	2.956.770
8.2.1 Federais	1.304.590	1.847.831
8.2.2 Estaduais	1.100.970	1.107.286
8.2.3 Municipais	2.121	1.652
8.3 Remuneração de capital de terceiros	272.066	268.691
8.3.1 Juros	267.851	264.746
8.3.2 Aluguéis	4.215	3.944
8.4 Remuneração de capital próprio	68.114	211.637
8.4.1 Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	-	14.030
8.4.2 Dividendo (incluindo adicional proposto)	72.080	107.203
8.4.3 Lucros (prejuízos) retidos	(3.966)	90.403
	2.891.598	3.569.179

(*) Contempla os efeitos da nota explicativa 2.6.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Piratininga de Força e Luz (“CPFL Piratininga” 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 2016. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2015, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

Em 2016, a CPFL Piratininga cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 1,7 milhão de clientes, em 27 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 7,0%. Destaca-se a classe residencial, que registrou uma redução de 3,9% ante 2015.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes, o que também fez com que a CPFL Piratininga, em 2016, fosse eleita pelo Prêmio Abradee, na categoria de Melhor Gestão Operacional de distribuidoras com mais de 500 mil consumidores.

2. Comentário sobre a conjuntura

Ambiente macroeconômico

Apesar da frustração em relação à atividade econômica em 2015, os resultados globais se mostraram mais promissores em 2016, especialmente no segundo semestre. Mesmo que abaixo do potencial, na sondagem PMI – *Purchasing Managers Indexes* – os dados apontaram uma aceleração nas principais economias avançadas, bastante baseada na redução de estoques e recuperação da manufatura. A ligeira melhora das economias avançadas e o desempenho dentro do esperado da China transformaram indicadores de conjuntura até então sem brilho em expectativas mais promissoras para 2017 e 2018.

A mudança da administração nos Estados Unidos e seus desdobramentos é o principal elemento de incerteza do cenário externo. No curto prazo, os estímulos fiscais prometidos pela nova administração podem trazer elevação da confiança privada e expectativas de normalização monetária menos gradual – com juros mais

elevados e dólar mais valorizado. Por outro lado, ainda permanecem os riscos de protecionismo e isolacionismo político que, se levados a cabo, poderiam impactar negativamente no comércio e economia mundiais – desequilibrando as condições financeiras globais e o desempenho dos países emergentes.

As projeções do FMI para o crescimento global em 2017 e 2018 permaneceram em 3,4% e 3,6%, respectivamente – acima da perspectiva de 3,1 % esperada para 2016 – puxadas pela possibilidade de recuperação das economias emergentes e em desenvolvimento.

Em 2016, a economia brasileira seguiu penalizada, com instabilidades na esfera política, continuidade do processo de ajuste fiscal e indicadores de atividade econômico muito fracos. Tais resultados negativos resultaram em queda de, aproximadamente, 7,3% do PIB nos últimos dois anos. A produção industrial caiu 6,6%¹ ao longo de 2016, gerando desemprego e prejuízos em relevantes cadeias industriais, como o segmento automotivo e metal-mecânico. Em 2017, espera-se uma discreta recuperação da atividade industrial, dinamizada, principalmente, pela indústria extrativa (derivados de petróleo e minério de ferro).

Os efeitos negativos da crise foram também amplamente sentidos no mercado de trabalho, com, aproximadamente, 3 milhões de postos formais² eliminados, expressiva queda da renda dos trabalhadores e desemprego em alta. A defasagem dos indicadores de emprego e renda em relação ao ciclo econômico são responsáveis pelo terceiro ano consecutivo de renda negativa – penalizando a contribuição do consumo no crescimento econômico.

Apesar da continuidade do clima de incertezas, principalmente no cenário político, a inflação projetada para 2017³ está no centro da meta definida pelo governo, o Copom (Comitê de Política Monetária do Banco Central) deve reduzir consideravelmente a taxa básica juros ao longo do ano, estimulando a atividade econômica e aliviando o elevado endividamento privado.

Com base no cenário de fraqueza da atividade econômica e desafios para a retomada do crescimento, a expectativa de mercado é de pequeno crescimento em 2017³ (+0,5%) e 2,4% em 2018³.

Tarifas de energia elétrica

Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2016:

Em 21 de outubro de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.157, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Piratininga em -12,54%, sendo -5,35% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -7,19% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -24,21% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de -7,02% e da Parcela B de 1,67%. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2016.

3. Desempenho operacional

¹ IBGE.

² Cadastro Geral de Empregados (Caged).

³ Boletim Focus – 03/março/17.

Clientes: a CPFL Piratininga encerrou o ano com 1,7 milhão de clientes, com acréscimo de 36 mil consumidores, representando um crescimento de 2,1%.

Vendas de energia

Em 2016, as vendas para o mercado cativo totalizaram 8.594 GWh, uma redução de 7,0% em relação a 2015, reflexo das migrações de clientes para o mercado livre e do cenário macroeconômico adverso, que vem resultando na queda da produção industrial, no menor volume de vendas do comércio varejista e na redução da massa de renda real.

Destacam-se as classes residencial e comercial, que, juntas, representam 67,7% do total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora:

- **Classes Residencial e Comercial:** reduções de 3,9% e de 5,1%, respectivamente. Esse desempenho reflete a piora no mercado de trabalho, com o aumento do desemprego e a diminuição da massa de renda real, e o menor volume de vendas do comércio varejista.
- **Classe Industrial:** redução de 16,7%, refletindo o fraco resultado da atividade industrial do país e as migrações de clientes para o mercado livre.

Qualidade dos serviços prestados

Atendimento ao cliente: a CPFL Piratininga obteve em 2016 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 78,2%, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica-Abradee. O índice foi superior à média nacional de 74,4%.

Fornecimento de energia: a CPFL Piratininga 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 2016, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 6,97 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 3,80 vezes, entre os menores do setor.

4. Desempenho econômico-financeiro

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

Receita operacional: Em 2016, a CPFL Piratininga alcançou receita líquida de R\$ 3.133 milhões, uma redução de 17,9% (R\$ 685 milhões), em decorrência principalmente do fraco desempenho do mercado e da constituição de um passivo financeiro setorial, que começou a ser amortizado com o reajuste tarifário negativo (-24,21%) aplicado em outubro/16.

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>		
	2016	2015
Lucro Líquido	68.114	211.637
Amortização	92.661	93.556
Resultado Financeiro	106.879	115.731
Contribuição Social	13.002	31.297
Imposto de Renda	36.440	85.491
EBITDA	317.096	537.712

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 317 milhões, uma redução de 41,0% (R\$ 221 milhões), devido principalmente a: (i) a redução de 17,9% (R\$ 685 milhões) na receita líquida; (ii) o aumento de 18,9% (R\$ 68 milhões) no PMSO (Despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Outros custos/despesas operacionais e Entidade de Previdência Privada); e (iii) o aumento de 8,7% (R\$ 16 milhões) nos custos com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor. Já o custo com energia elétrica registrou redução de 20,0% (R\$ 548 milhões).

O aumento de 18,9% (R\$ 68 milhões) no PMSO da CPFL Piratininga deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 7,0% (R\$ 10 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 17,9% (R\$ 3 milhões) nas despesas com material;
- ✓ Aumento de 23,9% (R\$ 23 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 32,4% (R\$ 32 milhões) nos outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Aumento de 0,5% (R\$ 0,05 milhão) no item Entidade de Previdência Privada.

Lucro líquido: Em 2016, a CPFL Piratininga apurou lucro líquido de R\$ 68 milhões, redução de 67,8% (R\$ 144 milhões), refletindo principalmente a redução de 41,0% (R\$ 221 milhões) no EBITDA. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela (i) redução de 7,6% nas despesas financeiras líquidas (R\$ 9 milhões), (ii) redução de 1,0% (R\$ 1 milhão) nos gastos com amortização, e (iii) o efeito positivo do Imposto de Renda e da Contribuição Social (R\$ 67 milhões).

Endividamento: no final de 2016, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Piratininga atingiu R\$ 1.576 milhões, representando uma redução de 6,3%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 172 milhões na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

6. Sustentabilidade e responsabilidade corporativa

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

Plataforma de sustentabilidade: consiste na ferramenta de gestão da sustentabilidade, integrada ao planejamento estratégico do Grupo CPFL. Contempla: a) Temas relevantes para a condução dos negócios, definidos junto a públicos de relacionamento; b) Alavancas de valor relacionadas aos temas; c) Indicadores estratégicos corporativos, com metas de desempenho para o curto e médio prazo.

Comitê de Sustentabilidade: principal órgão interno de governança da sustentabilidade, também responsável pelo monitoramento da Plataforma.

Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE): em 2015 foi concluída a revisão do Código de Ética e Conduta Empresarial. A versão atualizada do Código de Conduta Ética (nova denominação) foi aprovada pela Diretoria Executiva em novembro de 2015, sendo, na sequência, aprovada pelo Conselho de Administração de sua controladora, a CPFL Energia, em janeiro de 2016, com abrangência em todas as empresas controladas diretas do Grupo. O SGDE foi revisado, incluindo a reestruturação do Comitê de Ética e Conduta Empresarial, que passou a ser formado por cinco membros, sendo dois membros externos independentes. A revisão contemplou o Regimento Interno do Comitê, a implantação de uma Secretaria Executiva de apoio ao Comitê e a contratação de um Canal Externo de Ética, para receber consultas, sugestões e denúncias de natureza ética, que passaram a ser apuradas por uma Comissão de Processamento de Denúncias (CPD). A CPFL também implantou um plano de divulgação e disseminação das diretrizes éticas e um programa de capacitação sobre o SGDE, baseado em *e-learning*, disponível para todos os profissionais, e workshops presenciais com os ocupantes de cargos de gestão e liderança. O Comitê realizou 13 reuniões em 2016 para tratar de temas relacionados à gestão da ética, bem como para analisar as sugestões, denúncias e consultas recebidas no período.

Relacionamento com a comunidade: entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a CPFL Piratininga atua, destacam-se: **(i) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente** – CMDCA (1% I.R.) – Em 2016, a CPFL Piratininga destinou R\$ 260 mil para o Fundo Municipal da Criança e Adolescente de 2 municípios da área de concessão. O repasse irá apoiar o desenvolvimento de diagnósticos situacionais; **(ii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos do Idoso** – CMDI (1% I.R.) –

Em 2016, a CPFL Piratininga destinou R\$ 365.600 mil ao Fundo Municipal da Pessoa Idosa de 1 município para apoiar o Projeto piloto "Cidade para Toda as Idades"; **(iii) Voluntariado** – Em 2016, foram desenvolvidas 6 ações que envolveram cerca de 243 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em 1 cidade da área de concessão beneficiou aproximadamente 350 pessoas diretamente e cerca de 1000 mil indiretamente; **(iv) Eficiência Energética (0,5% da ROL)** - foram investidos mais de R\$ 19,1 milhões, sendo mais de R\$ 8,7 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na regularização de 1.200 clientes, troca de 1.202 geladeiras, 20.000 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED) e instalação de 1.491 aquecedores solares, projeto bônus residencial com substituição de 1.600 geladeiras e 12.600 lâmpadas LED com um investimento de mais R\$ 2,3 milhões, eficientizados 17 Prédios Públicos, 7 Hospitais e 1 Instituição Filantrópica com um investimento de mais R\$ 1,1 milhão, também 1 indústria sendo investidos mais de R\$ 3,2 milhões, 1 projeto comercial sendo investidos mais de R\$ 963,8 mil, realizados projetos educacionais CPFL nas Escolas com aquisição de carreta com um investimento de mais R\$ 835,0 mil, 1 projeto Iluminação de pública com substituições de 416 luminárias com um investimento de mais R\$ 90,0 mil. Deste total, R\$ 17,2 milhões (0,4%) foram investidos em clientes e R\$ 1,9 milhões (0,1%), foram provisionados, conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL; e **(v) Escola de Eletricista** – visa formar um banco de eletricitas capacitados e mitigar riscos advindos do apagão de mão de obra. Constitui um investimento social por oferecer qualificação gratuita para o mercado de trabalho, além de capacitar futuros colaboradores em fase de pré-contratação. Até 2016, concluímos a formação de 199 novos eletricitas, sendo que 129 deles foram contratados.

Gestão ambiental: (i) a empresa possui certificação ISO 14001 no escopo "Convivência da rede de distribuição urbana de energia elétrica com o meio ambiente e serviços da transmissão de energia elétrica"; (ii) suas Estações Avançadas são periodicamente avaliadas quanto aos riscos ambientais e requisitos legais, com estabelecimento de um ranking e de um plano de ação para melhorias; (iii) para situações de emergências ambientais, a distribuidora possui contrato com empresa especializada, além de um seguro. Para ocorrências de menor extensão, kits de emergência estão disponíveis para uso imediato; (iv) em 2016, a empresa realizou o inventário de emissões de gases de efeito estufa relativas a 2015, integrante do inventário da CPFL Energia, premiado com medalha de ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol; (v) deu continuidade ao Programa de Arborização Urbana, com doações de mudas a prefeituras.

7. Auditores independentes

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (Deloitte) foi contratada pela CPFL Piratininga 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 Deloitte prestou, em 2016, serviços não-relacionados à auditoria externa cujos honorários fossem superiores a 5% do total de honorários recebidos por esse serviço.

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016, a Deloitte prestou além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços relacionados à auditoria:

Natureza	Data do contrato	Duração	Valor	Percentual do total do contrato de auditoria
Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR)	16/04/2015	Anos calendários 2015 e 2016	155.658,42	24%
Procedimentos previamente acordados - Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	27/11/2015	Anos calendários 2015 e 2016	56.036,35	9%
Revisão tributária - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	22/04/2015	Anos calendários 2015 e 2016	54.957,74	8%
			266.652,51	41%

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

A Administração da CPFL Piratininga 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 não representaram situações que poderiam afetar a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa pela Deloitte.

8. Agradecimentos

A Administração da CPFL Piratininga agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na companhia no ano de 2016. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

A Administração

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

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

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

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, 1755 - Km 2,5, CEP 13088-140 – Parque São Quirino - Campinas – São Paulo.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 22 de outubro de 2028, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 27 municípios do interior e litoral do Estado de São Paulo, atendendo a 1,7 milhões de consumidores (informações não examinadas pelos auditores independentes). Entre os principais municípios estão Santos, Sorocaba e Jundiaí.

(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 de 28 de abril de 2017.

A autorização para a conclusão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 13 de março de 2017.

2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo, 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;
- Nota 9 – Créditos e débitos fiscais diferidos;
- Nota 10 – Ativo financeiro da concessão;
- Nota 12 – Intangível e redução ao valor recuperável;
- Nota 16 – Entidade de previdência privada;
- Nota 19 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais;
- Nota 23 – Receita operacional líquida; e
- Nota 30 – Instrumentos financeiros.

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

2.5 Demonstração do valor adicionado

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

2.6 Reapresentações nas demonstrações financeiras de 2015

Após revisão de suas práticas contábeis, a Companhia objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluiu que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, deve ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao seu desempenho. Tal conclusão está suportada no fato de que:

i. Investir em infraestrutura é a atividade indispensável do negócio de distribuição de energia elétrica, cujo modelo de gestão está suportado em construir, manter e operar essa infraestrutura;

ii. O retorno sobre o investimento em infraestrutura no negócio de distribuição é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura, seja a parcela amortizável durante o horizonte do contrato (ativo intangível), seja a parcela indenizável ao seu final (ativo financeiro), mais a taxa média ponderada do custo de capital – “WACC regulatório”; e

iii. Dessa forma, as receitas tarifárias representam tanto o retorno do ativo intangível quanto uma parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato de ambos integrarem a base regulatória de remuneração. As receitas tarifárias estão totalmente registradas como parte da “Receita Operacional Líquida”.

Conforme as orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia alterou sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia (pelos argumentos acima mencionados) e, portanto, procedeu as reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado, originalmente emitidas em 07 de março de 2016.

As reclassificações efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido e o lucro líquido, nem a Demonstração do Fluxo de Caixa.

As Demonstrações do Resultado e do Valor Adicionado, para fins de comparabilidade, estão apresentadas a seguir:

- Demonstração do Resultado do Exercício

Conciliação da Demonstração do resultado	2015		
	2015	Reclassificações	(Reapresentado)
Receita operacional líquida	3.676.868	140.399	3.817.267
Custo do serviço de energia elétrica			
Custo com energia elétrica	(2.734.588)	-	(2.734.588)
Custo de operação	(201.004)	-	(201.004)
Custo do serviço prestado a terceiros	(187.605)	-	(187.605)
Lucro operacional bruto	553.671	140.399	694.070
Despesas operacionais			
Despesas com vendas	(114.424)	-	(114.424)
Despesas gerais e administrativas	(130.689)	-	(130.689)
Outras despesas operacionais	(4.800)	-	(4.800)
Resultado do serviço	303.757	140.399	444.156
Resultado financeiro			
Receitas financeiras	293.038	(143.269)	149.769
Despesas financeiras	(268.370)	2.870	(265.500)
	24.668	(140.399)	(115.731)
Lucro antes dos tributos	328.425	-	328.425
Contribuição social	(31.297)	-	(31.297)
Imposto de renda	(85.491)	-	(85.491)
	(116.788)	-	(116.788)
Lucro líquido do exercício	211.637	-	211.637

- Demonstração do Valor adicionado

	2015	Reclassificações	2015 (Reapresentado)
1 - Receita	6.792.877	140.399	6.933.276
1.1 Receita de venda de energia e serviços	6.645.185	140.399	6.785.584
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	187.101	-	187.101
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(39.408)	-	(39.408)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(3.426.034)	-	(3.426.034)
2.1 Custo com energia elétrica	(3.050.375)	-	(3.050.375)
2.2 Material	(128.599)	-	(128.599)
2.3 Serviços de terceiros	(159.416)	-	(159.416)
2.4 Outros	(87.644)	-	(87.644)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	3.366.843	140.399	3.507.242
4 - Retenções	(93.648)	-	(93.648)
4.1 Amortização	(93.648)	-	(93.648)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	3.273.195	140.399	3.413.594
6 - Valor adicionado recebido em transferência	298.853	(143.269)	155.584
6.1 Receitas financeiras	298.853	(143.269)	155.584
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	3.572.048	(2.870)	3.569.179
8 - Distribuição do valor adicionado			
8.1 Pessoal e encargos	132.082	-	132.082
8.2 Impostos, taxas e contribuições	2.956.770	-	2.956.770
8.3 Remuneração de capital de terceiros	271.560	(2.870)	268.691
8.3.1 Juros	267.616	(2.870)	264.746
8.3.2 Aluguéis	3.944	-	3.944
8.4 Remuneração de capital próprio	211.637	-	211.637
	3.572.048	(2.870)	3.569.179

(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 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. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e as mudanças nos fluxos de caixa têm como contrapartida as contas de receita operacional no resultado do exercício (notas 2.6 e 4).

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.

3.2 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. Mantidos até o vencimento: são ativos para os quais a Companhia possui intenção e capacidade de manter até o vencimento. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após seu reconhecimento inicial, mensurados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável. A Companhia não possui ativos financeiros classificados nesta categoria.
- iii. 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.
- iv. 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.

3.3 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 de concessão, de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.1.

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 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.

3.4 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. As perdas são reconhecidas 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.

Para fins de teste de *impairment* a Administração utiliza o valor em uso. Para estes casos, 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*.

3.5 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.

3.6 Benefícios a empregados

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos pelo regime de 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.

3.7 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 contabilizado a débito no patrimônio líquido quando de sua proposição pela Administração, por atenderem, neste momento, o critério de obrigação.

3.8 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.

3.9 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 de ágios incorporados, 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.

3.10 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.

3.11 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 já incorridos com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato, nos termos do CPC 07.

3.12 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 quatro 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.

3.13 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 2016:

a) IFRS 14 - Contas regulatórias diferidas

A IFRS 14 determina a contabilização de saldos de contas regulatórias diferidas referente ao mercado em que a tarifa é regulada apenas para adotantes iniciais das IFRSs, permitindo aos adotantes iniciais manterem suas políticas e práticas contábeis sobre ativos e passivos regulatórios contabilizadas conforme os GAAP anteriores.

Considerando que a Companhia não é adotante inicial do IFRS, a IFRS 14 não foi aplicável.

b) Alterações à IAS 16/CPC 27 e ao IAS 38/CPC 04 (R1) – Esclarecimento sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização

As alterações à IAS 16/CPC 27 proíbem as empresas de usarem o método de depreciação baseada na receita para itens do imobilizado. As alterações ao IAS 38/CPC 04 (R1) introduzem a premissa refutável de que a receita não é uma base apropriada para determinar a amortização de um ativo intangível. Essa premissa pode ser refutada apenas nas duas condições abaixo:

- (i) quando o ativo intangível for expressamente mensurado pela receita; ou
- (ii) quando for possível demonstrar que a receita e os benefícios econômicos do ativo intangível são altamente correlacionados.

Com o início da vigência das alterações, a Companhia passou a adotar prospectivamente o método linear de amortização do ativo intangível da concessão, pelo prazo remanescente da concessão.

c) Alterações ao IAS 1/CPC 26 – Iniciativa de Divulgações

As alterações ao IAS 1/CPC 26 oferecem orientações com relação à aplicação da materialidade na prática. A aplicação das alterações ao IAS 1/CPC 26 não causou impactos relevantes sobre as divulgações ou valores reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

d) Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2012 – 2014

A aplicação das alterações não causou impacto relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

3.14 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 2016. A Companhia não adotou as IFRS novas ou revisadas a seguir:

a) CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros

O CPC 48/IFRS 9 será aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, com adoção antecipada permitida.

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 IAS 39/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, a IFRS 9/CPC 48 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no IAS 39/CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessas expectativas a cada data de reporte para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial. Em outras palavras, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

No que tange as modificações relacionadas a contabilização de *hedge*, a IFRS 9/CPC 48 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos na IAS 39/CPC 38. Por outro lado, esta nova norma 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 IAS 39/CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorre em função da não classificação nas outras três categorias descritas no IAS 39/CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). A opinião preliminar da Administração é que, caso estes ativos sejam classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma, os efeitos da mensuração subsequente deste ativo seria registrado no resultado do exercício. Assim, não haverá impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Adicionalmente, como 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 no que tange às alterações da norma sobre este tópico. Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia está avaliando os eventuais impactos da adoção desta norma.

b) CPC 47/IFRS 15 e Esclarecimentos ao IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

O CPC 47/IFRS 15 estabelece um modelo simples e claro para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, quando se tornar efetivo, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/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.

Em suma, pelos novos requerimentos da IFRS 15, 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.

A IFRS 15 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, sendo permitida sua adoção antecipada. A Companhia está avaliando os potenciais impactos da adoção deste novo pronunciamento, e preliminarmente, avalia que tendem a não ser relevantes em suas demonstrações financeiras.

c) Alterações ao IAS 12/CPC 32 – Reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas

Emitidas em 19 de janeiro de 2016, as alterações ao IAS 12 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.

As alterações ao IAS 12 serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2017, sendo permitida sua adoção antecipada. A administração da Companhia avalia que a aplicação das alterações ao IAS 12 tende a não causar impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

d) Alterações ao IAS 7/CPC 03 – Iniciativa de divulgação

Emitidas em 29 de janeiro de 2016, as alterações ao IAS 7 da Iniciativa de Divulgação têm como objetivo que as entidades forneçam divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as alterações nas responsabilidades decorrentes das atividades de financiamento.

Para tanto, o IASB exige que sejam divulgadas as seguintes variações nos passivos decorrentes de atividades de financiamento: (i) alterações de fluxos de caixa de atividades

de financiamento; (ii) variações decorrentes da obtenção ou perda do controle de subsidiárias ou de outros negócios; (iii) efeito de variações cambiais; (iv) variações de valores justos; e (v) outras variações.

O IASB define passivos decorrentes de atividades de financiamento como passivos "para os quais os fluxos de caixa foram ou serão classificados nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa como fluxos de caixa das atividades de financiamento". Saliencia também que as novas exigências de divulgação referem-se similarmente às alterações nos ativos financeiros, caso estes atendam à mesma definição. Por último, as alterações indicam que as variações dos passivos decorrentes de atividades de financiamento devem ser divulgadas separadamente das alterações de outros ativos e passivos.

As alterações ao IAS 7 serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2017, sendo permitida sua adoção antecipada. Uma vez que as alterações foram divulgadas em um intervalo de tempo menor que um ano antes do período obrigatório de adoção, as entidades ficam desobrigadas de publicação de informações comparativas na adoção inicial das alterações. A administração da Companhia avalia que a aplicação das alterações ao IAS 7 implicará em alterações na abertura de classificação de valores das demonstrações de fluxo de caixa da Companhia para os períodos futuros, sem outros impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

e) Alterações à IFRS 4 – Aplicação da IFRS 9 - Instrumentos financeiros com a IFRS 4 – Contratos de seguros

Emitida em 12 de setembro de 2016, as alterações abordam as preocupações decorrentes da implementação da IFRS 9 – Instrumentos Financeiros antes da implementação da nova norma que substituirá a IFRS 4, por potenciais volatilidades temporárias nos resultados reportados.

Uma vez que a Companhia não aplica o pronunciamento de seguros, a administração da Companhia avalia que as alterações à IFRS 4 não causarão impactos em suas demonstrações financeiras.

f) 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, sendo permitida sua adoção antecipada.

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.

g) Alterações ao CPC 28/IAS 40 - Propriedade de investimento

Emitidas em 8 de dezembro de 2016, as alterações ao IAS 40 esclarecem os requisitos relativos às transferências de ou para propriedades de investimento. As alterações serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, sendo permitida sua adoção antecipada.

A administração da Companhia está avaliando os eventuais impactos destas alterações em suas demonstrações financeiras.

h) Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2014 – 2016

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. As melhorias emitidas em 8 de dezembro de 2016 tratam do seguinte tema:

h.1) 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.

Com base em avaliação preliminar, a Administração da Companhia 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 determina 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 BM&FBOVESPA 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.

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 quatro 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 justo nas datas subsequentes, em consonância com o processo de revisão tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Saldos bancários	8.146	17.600
Aplicações financeiras	<u>775.672</u>	<u>558.816</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	4.499	4.760
Certificado de depósito bancário (b)	290.956	209.410
Fundos de investimento (c)	<u>480.217</u>	<u>344.646</u>
Total	<u>783.818</u>	<u>576.416</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 do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI").

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, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101,7% do CDI.

c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média de 100,4% 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.

(6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2016	31/12/2015
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	65.623	87.362	23.856	176.840	212.164
Industrial	16.149	14.758	13.479	44.385	73.743
Comercial	24.537	14.268	8.216	47.021	61.865
Rural	1.459	830	119	2.408	3.041
Poder público	8.015	1.325	20	9.361	15.494
Iluminação pública	8.179	1.998	-	10.177	15.268
Serviço público	8.396	1.596	2.316	12.308	13.914
Faturado	132.358	122.137	48.006	302.500	395.489
Não faturado	183.771	-	-	183.771	231.865
Parcelamento de débito de consumidores	20.969	3.540	4.774	29.283	36.731
Operações realizadas na CCEE	72.157	-	-	72.157	12.180
Concessionárias e permissionárias	3.817	-	-	3.817	2.282
	413.072	125.677	52.780	591.528	678.546
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(49.956)	(39.690)
Total				541.572	638.856
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	8.113	-	-	8.113	6.008
Operações realizadas na CCEE	8.208	-	-	8.208	8.208
	16.321	-	-	16.321	14.216
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(2.818)	(2.736)
Total				13.504	11.480

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 31/12/2014	(29.923)	(3.294)	(33.217)
Provisão revertida (constituída)	(59.099)	771	(58.328)
Recuperação de receita	18.920	-	18.920
Baixa de contas a receber provisionadas	27.676	-	27.676
Saldo em 31/12/2015	(42.426)	(2.523)	(44.949)
Provisão revertida (constituída)	(85.970)	263	(85.707)
Recuperação de receita	26.191	-	26.191
Baixa de contas a receber provisionadas	49.431	-	49.431
Saldo em 31/12/2016	(52.774)	(2.260)	(55.034)
Circulante	(49.956)	(2.260)	(52.216)
Não Circulante	(2.818)	-	(2.818)

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	1.810	7.348
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	7.792	14.201
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.186	5.519
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	5.611	4.493
ICMS a compensar	13.742	13.073
Programa de integração social - PIS	848	560
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.812	2.536
Instituto nacional de seguridade social - INSS	1.365	4.325
Outros	79	78
Total	36.247	52.134
<u>Não circulante</u>		
ICMS a compensar	19.179	18.431
Total	19.179	18.431

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

ICMS a compensar – No não circulante, refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos intangíveis e ativos financeiros.

(8) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

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

	Saldo em 31/12/2015			Receita operacional		Resultado financeiro	Recebimento Via bandeira tarifária	Saldo em 31/12/2016		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	(nota 23.4)	Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	210.661	330.533	541.196	(230.732)	(321.486)	9.944	(161.008)	(36.362)	(125.725)	(162.087)
CVA (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CDE (**)	60.163	89.652	149.815	(266.199)	(80.062)	(8.569)	-	(57.470)	(147.546)	(205.016)
Custos energia elétrica	(91.571)	165.501	73.930	159.752	(155.156)	42.542	(114.475)	21.156	(14.563)	6.593
ESS e EER (***)	(8.779)	(68.169)	(76.948)	(24.326)	74.671	(15.444)	(46.533)	(57.082)	(31.499)	(88.581)
Proinfa	(427)	(4.500)	(4.926)	24.291	(677)	2.299	-	171	20.815	20.986
Rede básica	(2.606)	14.368	11.762	7.979	(15.354)	874	-	3.883	1.379	5.261
Repasse de Itaipu	170.959	94.267	265.226	(233.617)	(79.430)	(6.278)	-	10.190	(64.288)	(54.098)
Transporte de Itaipu	860	2.282	3.142	1.212	(2.620)	341	-	513	1.561	2.075
Neutralidade dos encargos setoriais	10.622	5.336	15.958	109.631	(26.477)	6.879	-	16.898	89.094	105.991
Sobrecontratação	71.440	31.797	103.237	(9.454)	(36.382)	(12.699)	-	25.380	19.322	44.702
Outros componentes financeiros	(46.314)	33.160	(13.154)	(183.906)	21.120	(16.401)	-	(67.584)	(124.757)	(192.342)
Devolução referente liminares (nota 23.3.2)	-	-	-	(152.096)	31.419	(11.734)	-	-	(132.410)	(132.410)
Outros	(46.314)	33.160	(13.154)	(31.811)	(10.300)	(4.667)	-	(67.584)	7.653	(59.932)
Total	164.347	363.693	528.040	(414.638)	(300.367)	(6.457)	(161.008)	(103.947)	(250.482)	(354.429)
Ativo circulante	-	-	399.540	-	-	-	-	-	-	-
Ativo não circulante	-	-	128.500	-	-	-	-	-	-	-
Passivo circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(260.642)
Passivo não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(93.787)

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

(**) Conta de desenvolvimento energético

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

a) CVA

Referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.12. 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) 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) CRÉDITOS (DÉBITOS) FISCAIS DIFERIDOS

9.1 - Composição dos créditos (débitos) fiscais:

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Crédito (Débito) de contribuição social</u>		
Bases negativas	5.330	18.636
Benefício fiscal do ágio incorporado	12.251	13.286
Diferenças temporariamente indedutíveis	(5.792)	(44.700)
Subtotal	11.789	(12.778)
<u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	14.838	51.709
Benefício fiscal do ágio incorporado	42.044	45.597
Diferenças temporariamente indedutíveis	(16.350)	(124.670)
Subtotal	40.531	(27.364)
<u>Crédito (Débito) de PIS e COFINS</u>		
Diferenças temporariamente indedutíveis	-	(5.459)
Total	52.320	(45.602)

9.2 – Benefício fiscal do ágio incorporado:

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – “Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial”. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos ágios incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. No exercício de 2016, a taxa anual de amortização aplicada foi de 3,86% (4,03% no exercício de 2015).

9.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis:

	31/12/2016		31/12/2015		
	C.SLL	IRPJ	C.SLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis					
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	8.441	23.448	6.183	17.176	-
Entidade de previdência privada	1.711	4.753	1.867	5.185	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	4.953	13.758	4.045	11.237	-
Provisão energia livre	1.704	4.733	1.494	4.151	-
Programas de P&D e eficiência energética	3.370	9.361	2.965	8.236	-
Provisão relacionada a pessoal	498	1.383	404	1.123	-
Derivativos	(9.150)	(25.415)	(38.892)	(108.033)	-
Registro da concessão - ajuste do intangível (CPC)	(1.298)	(3.605)	(1.407)	(3.909)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (CPC)	(25.338)	(70.382)	(24.220)	(67.277)	(5.459)
Perdas atuariais (CPC)	3.541	9.835	3.541	9.835	-
Instrumentos financeiros (CPC)	(1.260)	(3.499)	(1.613)	(4.481)	-
Outros	(74)	(472)	345	452	-
Diferenças temporariamente indedutíveis - resultado abrangente acumulado					
Perdas atuariais (CPC)	7.109	19.750	587	1.634	-
Total	(5.792)	(16.350)	(44.700)	(124.670)	(5.459)

9.4 – Expectativa de recuperação

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis, benefício fiscal do ágio incorporado estão baseada no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido e 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

2017	35.294
2018	24.764
2019	15.786
2020	11.542
2021	11.542
2022 a 2024	28.389
2025 a 2027	21.435
2028	44.060
Total	192.811

9.5 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2016 e 2015:

	2016		2015	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	117.556	117.556	328.425	328.425
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(1.039)	(1.039)	-	-
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	26.677	26.677	30.160	30.160
Juros sobre o capital próprio	-	-	(14.030)	(14.030)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	1.270	2.567	3.185	(2.589)
Base de cálculo	144.464	145.761	347.739	341.966
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Total	(13.002)	(36.440)	(31.297)	(85.491)
Corrente	(31.047)	(86.220)	7.494	22.432
Diferido	18.045	49.780	(38.791)	(107.924)

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2016 e 2015 foram os seguintes:

	2016		2015	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas/ (ganhos) atuariais	134.263	134.263	(48.884)	(48.884)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(12.084)	(33.566)	4.400	12.221
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	5.562	15.450	-	-
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(6.522)	(18.116)	4.400	12.221

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2014	589.299
Adições	52.786
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	143.269
Baixas	(461)
Saldo em 31/12/2015	784.893
Adições	71.660
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	8.259
Baixas	(3.833)
Saldo em 31/12/2016	860.979

O saldo refere-se ao 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.

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, conforme valor justo (valor novo de reposição “VNR”) é registrada como contrapartida na conta de receita operacional (nota 23) no resultado do exercício.

(11) OUTROS CRÉDITOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Adiantamentos - Fundação CESP	1.430	2.142	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	3.310	-	4.607	6.243
Ordens em curso	38.887	53.561	-	-
Serviços prestados a terceiros	1.354	908	-	-
Convênios de arrecadação	-	14.167	-	-
Despesas antecipadas	10.729	11.706	1.717	-
Contas a receber - Eletrobrás	33.716	26.060	-	-
Adiantamentos a funcionários	2.623	2.372	-	-
Arrendamentos e aluguéis de postes	4.234	4.562	-	-
Faturas diversas	2.661	6.857	-	-
Outros	5.670	5.129	-	8
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(2.260)	(2.523)	-	-
Total	102.355	124.941	6.324	6.251

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

Ordens em curso - Compreende custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética (“PEE”) e Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”). Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em outras contas a pagar (nota 20).

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. A partir de 2016 a Companhia passou a efetuar o encontro de contas com o passivo (nota 20).

Contas a receber – Eletrobrás – Referem-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.688 (R\$ 2.184 em 31 de dezembro de 2015) (nota 23.3.1), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 14.839 (R\$ 23.876 em 31 de dezembro de 2015) (nota 23.3.1) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 17.189 (nota 23.3.2).

Em 2016 a Companhia efetuou o encontro de contas do contas a receber - Eletrobrás e do contas a pagar de CDE (nota 17) no montante de R\$ 190.250, sendo (i) R\$ 40.314 com base na liminar obtida em maio 2015 e (ii) R\$ 149.936 autorizado por meio do despacho nº 1.576/2016.

(12) INTANGÍVEL

	Direito de concessão		Outros ativos intangíveis	Total
	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso		
Saldo em 31/12/2014	833.099	64.344	-	897.443
Custo histórico	1.887.840	64.344	239	1.952.422
Amortização acumulada	(1.054.741)	-	(239)	(1.054.980)
Adições	-	155.610	-	155.610
Amortização	(93.556)	-	-	(93.556)
Transferência - intangíveis	79.990	(79.990)	-	-
Transferência - ativo financeiro	1.124	(53.910)	-	(52.786)
Baixa e transferência - outros ativos	(8.809)	-	-	(8.809)
Saldo em 31/12/2015	811.848	86.054	-	897.902
Custo histórico	1.919.997	86.054	-	2.006.051
Amortização acumulada	(1.108.149)	-	-	(1.108.149)
Adições	-	173.609	-	173.609
Amortização	(92.661)	-	-	(92.661)
Transferência - intangíveis	83.554	(83.554)	-	-
Transferência - ativo financeiro	(2.840)	(68.820)	-	(71.660)
Baixa e transferência - outros ativos	(9.512)	-	-	(9.512)
Saldo em 31/12/2016	790.389	107.289	-	897.678
Custo histórico	1.975.182	107.289	-	2.082.471
Amortização acumulada	(1.184.793)	-	-	(1.184.793)

Os valores de amortização dos ativos intangíveis de infraestrutura de distribuição (nota 25) estão registrados na demonstração do resultado na rubrica de “amortização”.

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia são capitalizados para os ativos intangíveis qualificáveis. No exercício de 2016 foram capitalizados R\$ 1.790 a uma taxa de 8,09% a.a. (R\$ 2.274 a uma taxa de 7,5% a.a. em 2015) (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>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Encargos de serviço do sistema	8.658	45.713
Suprimento de energia elétrica	334.357	496.521
Encargos de uso da rede elétrica	19.308	22.248
Materiais e serviços	68.722	50.128
Energia livre	35.314	30.972
Total	<u>466.360</u>	<u>645.582</u>

(14) ENCARGOS DE DÍVIDAS, EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Remuneração a.a.	Condições de amortização	Garantias	Encargos - circulante e não circulante	31/12/2016		31/12/2015		
					Principal		Encargos - circulante e não circulante	Principal	
					Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
Mensuradas ao custo									
Moeda nacional									
BNDES									
FINEM IV	TJLP + 2,12% a 3,3% (a)	72 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	75	18.365	1.530	140	18.105	19.614
FINEM IV	Pré fixado 5,5% (b)	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	38	3.918	12.079	48	3.918	15.997
FINEM IV	Pré fixado 8,0% (c)	90 Parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	4	561	608	6	561	1.169
FINEM V	TJLP + 2,06% a 3,08% (d)	72 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	159	14.559	29.118	210	14.353	43.058
FINEM V	Pré fixado 2,5% (e)	96 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	45	6.865	33.754	52	6.865	40.619
FINEM V	Pré fixado 2,5% (f)	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	2	395	1.942	3	395	2.337
FINEM VI	TJLP + 2,12% a 2,66% (g)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	236	12.484	53.058	248	8.600	60.206
FINEM VI	Pré fixado 6,0% (h)	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	73	3.879	24.246	78	2.849	27.536
FINEM VI	SELIC + 2,62% a 2,66% (i)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	47	7.919	33.654	45	4.945	34.615
FINAME	Pré fixado 4,5%	96 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia	23	4.000	8.000	31	4.000	12.000
Instituições financeiras									
Banco do Brasil-capital de giro	104,9% do CDI (j)	2 parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia	22.951	11.000	33.000	14.353	-	44.000
Outros									
ELETROBRÁS	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de agosto de 2006	Recebíveis e notas promissórias	-	-	-	-	88	-
Outros				-	-	-	764	-	257
Total moeda nacional - mensuradas ao custo				23.653	83.945	230.989	15.978	64.679	301.408
Mensuradas ao valor justo									
Moeda estrangeira									
Instituições financeiras									
Scotiabank	US\$ + 3,3125% (1)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	1.932	122.805	-
Santander	US\$ + 2,58% (2)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	2.282	174.985	-
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (3)	Parcela única em março de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	270	-	162.955	262	-	195.240
Sumitomo	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (4) (k)	Parcela única em abril de 2018	Aval da CPFL Energia e nota Promissória	757	-	162.955	698	-	195.240
BNP Paribas	EURO + 1,6350% (5)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.455	-	187.367	1.822	-	234.652
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,41% (6)	2 Parcelas anuais a partir de janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	792	-	203.694	728	-	244.050
Bank of America Merrill Lynch	US\$ + Libor 3 meses + 1,15% (7)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	154	48.810	-
Scotiabank	US\$ + 2,08% (8)	Parcela única em agosto de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória	460	53.775	-	551	-	64.429
Bank of America Merrill Lynch	US\$ + Libor 3 meses + 1,15% (9)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	229	97.620	-
Operação sindicalizada (**) - Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC-Export Development Canada	US\$ + Libor 3 meses + 2,7% (10)	5 Parcelas semestrais a partir de maio de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	831	-	217.273	-	-	-
Marcação a mercado									
				-	(182)	(5.049)	-	(4.291)	(53.061)
Total moeda estrangeira - mensuradas ao valor justo				4.565	53.593	929.195	8.658	439.929	880.550
Gastos com captação (*)									
				-	(331)	(4.410)	-	(53)	(1.726)
Total				28.217	137.207	1.155.774	24.636	504.554	1.180.231

Swap convertendo o custo da operação de variação de moeda para variação da taxa de juros em reais, correspondendo a:

(1) 104,9% do CDI a.a. (2) 105,8% do CDI a.a. (3) 109,5% do CDI a.a. (4) 105,7% e 105,9% do CDI a.a. (5) 103,6% do CDI a.a. (6) 108,6% do CDI a.a. (7) 102,9% do CDI a.a. (8) 103,5% do CDI a.a. (9) 102,5% do CDI a.a. (10) 108,15% a 116% do CDI a.a.

(a) taxa efetiva 60,7% a 68,82% do CDI

(b) taxa efetiva 45,68% do CDI

(c) taxa efetiva 65,91% do CDI

(d) taxa efetiva 88,55% a 100,53% do CDI

(e) taxa efetiva 30,35% do CDI

(f) taxa efetiva 30,65% do CDI

(g) taxa efetiva 68,69% a 72,65% do CDI

(h) taxa efetiva 48,39% do CDI

(i) taxa efetiva 122,33% do CDI

(j) taxa efetiva 109,47% do CDI

(k) taxa efetiva 107,3% do CDI

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

(**) Operação sindicalizada – empréstimos financeiros em moeda estrangeira, tendo como contraparte um grupo de instituições financeiras.

Conforme segregado no quadro acima, a Companhia, em consonância com os CPC's 38 e 39, classificou suas dívidas como (i) outros passivos financeiros (ou mensuradas ao custo amortizado) e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas

oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2016, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 987.352 (R\$ 1.329.137 em 31 de dezembro de 2015).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2016 os ganhos acumulados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas de R\$ 5.231 (ganho de R\$ 57.353 em 31 de dezembro de 2015), somados aos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 8.919 (perda de R\$ 35.740 em 31 de dezembro de 2015), contratados para proteção da variação cambial (nota 30), geraram um ganho total de R\$ 14.150 (ganho total líquido de R\$ 21.613 em 31 de dezembro de 2015).

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2018	439.185
2019	405.376
2020	222.790
2021	73.897
2022	14.859
2023 a 2024	4.717
Subtotal	1.160.824
Marcação a mercado	(5.049)
Total	1.155.774

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

Indexador	Varição acumulada		% da dívida	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
TJLP	7,50	6,21	9,81	9,63
CDI	13,63	13,18	79,80	81,17
Outros	-	-	10,39	9,21
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Moeda nacional:

FINEM VI – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2014, no montante de R\$ 194.862, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, visando financiar os investimentos em redes elétricas, previstos para os anos de 2014 e 2015. No exercício de 2016 houve liberações de R\$ 7.866 (R\$ 7.586 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 51.736 foi cancelado.

Moeda estrangeira

Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC (“Sindicalizada”) – No exercício de 2016, a Companhia através de Lei nº 4131/1962, efetuou a captação no montante de R\$ 236.127 (R\$ 232.461 líquidos de gastos com captação) com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro.

Condições restritivas

Os contratos de empréstimos e financiamentos estão sujeitos a certas condições restritivas, contemplando cláusulas, que requerem da Companhia e sua controladora CPFL Energia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos.

Adicionalmente, os referidos contratos contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais estão atendidas conforme o último período de apuração.

BNDES - Os financiamentos junto ao BNDES restringem a Companhia: (i) a somente realizar o pagamento de dividendo e juros sobre capital próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei, após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros pela Companhia em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo de 3,5;
- Dívida líquida dividida pela soma da dívida líquida e o patrimônio líquido - valor máximo 0,90.

Moeda estrangeira – Lei. N° 4.131 (BNP Paribas, Citibank, Sumitomo, Bank of Nova Scotia, HSBC, EDC e Bank of America Merrill Lynch)

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da controladora CPFL Energia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro mínimo de 2,25.

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

Diversos empréstimos e financiamentos da Companhia estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora CPFL Energia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse 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 suas controladas diretas e indiretas, a não decretação dos vencimentos antecipados dos referidos empréstimos e financiamentos, 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.

Adicionalmente o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2016.

(15) DEBÊNTURES E ENCARGOS DE DEBÊNTURES

	Quantidade em circulação	Remuneração a.a.	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2016			31/12/2015			
						Encargos	Circulante	Não circulante	Total	Encargos	Não circulante	Total
6ª Emissão												
Série única	110	CDI + 0,8% (1)	CDI + 0,91%	03 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia	7.846	33.000	77.000	117.846	7.882	110.000	117.882
7ª Emissão												
Série única	23.500	CDI + 0,83% (1)	CDI + 0,89%	04 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia	13.455	-	235.000	248.455	13.749	235.000	248.749
Gastos com emissão (*)						-	(80)	(575)	(655)	-	(842)	(842)
Total						21.301	32.920	311.425	365.646	21.631	344.158	365.789

(1) A Companhia possui swap convertendo o componente pré-fixado dos juros da operação para variação de taxa de juros em reais, correspondente a 107,85% a 107,88% do CDI.

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

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

Ano de vencimento

2018	91.455
2019	102.596
2020	58.642
2021	58.732
Total	311.425

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 principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

As debêntures estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da controladora ou da Companhia, exceto se ao menos um dos acionistas (Camargo Corrêa e Previ) permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle.

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 e 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 acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*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 financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2016.

(16) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

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

16.1 – Características

A Companhia, no contexto do processo de cisão da Bandeirante Energia S.A. (empresa predecessora da Companhia), assumiu a responsabilidade pelas obrigações atuariais correspondentes aos empregados aposentados e desligados daquela empresa até a data da efetivação da cisão, assim como pelas obrigações correspondentes aos empregados ativos que lhe foram transferidos.

Em 2 de abril de 1998, a Secretaria de Previdência Complementar - “SPC”, aprovou a reestruturação do plano previdenciário mantido anteriormente pela Bandeirante, dando origem a um “Plano de Benefícios Suplementar Proporcional Saldado - BSPS”, e um “Plano de Benefícios Misto”, com as seguintes características:

- (i) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de março de 1998 - plano de benefício saldado, que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”) na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- (ii) Plano de Benefício Definido - vigente após 31 de março de 1998 - plano do tipo BD, que concede renda vitalícia reversível em pensão relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998 na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é paritária entre a Companhia e os participantes.
- (iii) Plano de Contribuição Variável - implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a Companhia.

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

16.2 – Movimentações dos planos de benefício definido

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	1.202.596	961.329
Valor justo dos ativos do plano	<u>(1.062.638)</u>	<u>(951.021)</u>
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>139.958</u>	<u>10.308</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 31/12/2014	986.972	(913.589)
Custo do serviço corrente bruto	3.733	-
Rendimento esperado no ano	-	(105.413)
Juros sobre obrigação atuarial	110.425	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	1.842	(1.842)
Contribuições de patrocinadoras	-	(22.936)
Perda (ganho) atuarial	-	22.320
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(614)	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(70.590)	-
Benefícios pagos no ano	(70.439)	70.439
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2015	961.329	(951.021)
Custo do serviço corrente bruto	3.242	-
Rendimento esperado no ano	-	(115.608)
Juros sobre obrigação atuarial	121.158	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	2.020	(2.020)
Contribuições de patrocinadoras	-	(13.405)
Perda (ganho) atuarial	-	(59.389)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	193.652	-
Benefícios pagos no ano	(78.805)	78.805
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2016	1.202.596	(1.062.638)

16.3 Movimentações dos passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Passivo atuarial líquido no início do exercício	10.308	73.383
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	8.791	8.745
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(13.404)	(22.936)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	(614)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	134.263	(48.270)
Passivo atuarial líquido no final do exercício	139.958	10.308
Outras contribuições	133	526
Total	140.091	10.834
Circulante	6.437	27
Não circulante	133.653	10.806

16.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2017 estão estimadas no montante de R\$ 21.375.

A Companhia negociou com a Fundação CESP carência no valor de pagamento do principal das contribuições mensais do respectivo plano durante o período de setembro de 2015 a agosto de 2017, com retomada destes pagamentos a partir de setembro de 2017.

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

<u>Ano de pagamento</u>	
2017	83.797
2018	88.712
2019	94.257
2020	99.111
2021 a 2026	713.424
Total	1.079.301

Em 31 de dezembro de 2016, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 10,7 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 2017 e as despesas reconhecidas em 2016 e 2015, são como segue:

	2017	2016	2015
	Estimadas	Realizadas	Realizadas
Custo do serviço	3.153	3.242	3.733
Juros sobre obrigações atuariais	127.561	121.158	110.425
Rendimento esperado dos ativos do plano	(113.470)	(115.608)	(105.413)
Total da despesa (receita)	17.244	8.791	8.745

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

	31/12/2016	31/12/2015
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	10,99% a.a.	12,67% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	10,99% a.a.	12,67% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	7,00% a.a.	6,79% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR_2012*	ExpR_2012*
	100% na primeira	100% na primeira
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	elegibilidade a um benefício pelo Plano	elegibilidade a um benefício pelo Plano

** Experiência FUNCESP, agravada em 40%.

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 2016 e 2015, administrados pela Fundação CESP. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2017, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2016.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Cotados em mercado ativo		Não cotados em mercado ativo	
	2016	2015	2016	2015
Renda fixa	83%	84%	0%	0%
Títulos públicos federais	56%	54%	0%	0%
Títulos privados (instituições financeiras)	10%	10%	0%	0%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	1%	20%	0%	0%
Outros investimentos de renda fixa	15%	0%	0%	0%
Renda variável	12%	12%	0%	0%
Ações da CPFL Energia	6%	4%	0%	0%
Fundos de investimento em ações	7%	8%	0%	0%
Investimentos estruturados	1%	0%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	1%	0%	0%	0%
Imóveis	0%	0%	2%	2%
Operações com participantes	0%	0%	2%	2%
	97%	96%	3%	4%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano. O valor justo das ações apresentadas na linha "Ações da controladora CPFL Energia" nos ativos gerenciados pela Fundação CESP é de R\$ 63.920 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 37.567 em 31 de dezembro de 2015).

	Meta 2017
Renda fixa	80,4%
Renda variável	12,2%
Imóveis	1,6%
Empréstimos e financiamentos	1,8%
Investimentos estruturados	2,3%
Investimentos no exterior	1,7%
	100,0%

A meta de alocação para 2017 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CESP efetuada ao final de 2016 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2017, 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 CESP realiza 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\$ 31.174 (aumento de R\$ 32.642).
- 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\$ 19.346 (aumento de R\$ 18.750).

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 CESP 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 CESP 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 CESP 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>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	335	320
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 23.5)	68.210	115.319
Bandeiras tarifárias e outros	304	68.154
Total	<u>68.849</u>	<u>183.793</u>

Conta de desenvolvimento energético – CDE – Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2016 no montante de R\$ 37.484 (R\$ 85.875 em 31 de dezembro de 2015), (ii) quota destinada à devolução do aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 10.068 (R\$ 9.948 em 31 de dezembro de 2015) 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\$ 20.658 (R\$ 19.496 em 31 de dezembro de 2015). No exercício de 2016 a Companhia efetuou a compensação do montante a pagar de CDE e o contas a receber – Eletrobrás (nota 11) no montante de R\$ 190.250.

Bandeiras tarifárias e outros – Refere-se basicamente ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”).

(18) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	90.642	131.104
Programa de integração social - PIS	3.381	7.263
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	15.574	34.788
Outros	4.717	3.907
Total	<u>114.314</u>	<u>177.062</u>

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

	31/12/2016		31/12/2015	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	27.968	14.215	28.829	15.698
Cíveis	37.458	38.199	37.295	36.614
Fiscais				
Imposto de renda	139.957	150.439	129.907	139.577
Outras	22.241	6.324	14	5.465
	<u>162.198</u>	<u>156.763</u>	<u>129.921</u>	<u>145.042</u>
Outros	6.244	-	2.072	-
Total	<u><u>233.869</u></u>	<u><u>209.178</u></u>	<u><u>198.117</u></u>	<u><u>197.354</u></u>

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

	Saldo em 31/12/2015	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2016
Trabalhistas	28.829	16.183	(7.434)	(13.323)	3.713	27.968
Cíveis	37.295	17.632	(7.175)	(17.468)	7.175	37.458
Fiscais	129.921	21.082	(39)	-	11.234	162.198
Outros	2.072	5.394	(967)	(720)	466	6.244
Total	<u><u>198.117</u></u>	<u><u>60.291</u></u>	<u><u>(15.614)</u></u>	<u><u>(31.513)</u></u>	<u><u>22.587</u></u>	<u><u>233.869</u></u>

As adições em provisões para riscos fiscais, realizadas em 2016, referem-se, substancialmente, a discussões sobre a incidência de PIS e COFINS sobre receitas financeiras, cujos saldos estavam classificados anteriormente em tributos a recolher.

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

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

a. **Trabalhistas** - As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).

b. **Cíveis:**

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

Majoração tarifária - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do "Plano Cruzado".

c. **Fiscais:**

Imposto de renda – A Companhia mantém provisão de R\$ 139.957 (R\$ 129.907 em 31 de dezembro de 2015) referente a ação judicial visando a dedutibilidade fiscal da CSLL no cálculo do IRPJ.

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

A rubrica de outros são principalmente ações relacionadas à natureza regulatória.

Perdas possíveis

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

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2016 e 2015 estavam assim representadas:

	31/12/2016	31/12/2015	Principais causas
Trabalhistas	68.204	78.361	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	84.367	65.424	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	393.869	321.305	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatórias	7.020	1.263	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	553.459	466.353	

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 nova decisão do 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.

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	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Consumidores e concessionárias	10.202	7.040	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	51.693	65.614	1.489	2.101
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	14.175	7.890	6.938	10.815
EPE / FNDCT / PROCEL	2.450	1.280	-	-
Fundo de reversão	-	-	13.987	13.987
Adiantamentos	1.477	343	203	247
Juros sobre empréstimo compulsório	992	685	-	-
Folha de pagamento	2.765	2.688	-	-
Participação nos lucros	6.031	4.952	872	289
Convênios de arrecadação (nota 11)	11.987	25.308	-	-
Outros	1.973	1.739	-	-
Total	103.745	117.539	23.490	27.440

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

Programas de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento: A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência

energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização.

Fundo de reversão: Refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do poder concedente.

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

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

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

(21) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2016 e 2015 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações		Total	%
	Ordinárias	Preferenciais		
CPFL Energia S/A	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00
Total	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00

21.1 - Aumento de capital

Através da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (“AGO/E”) de 28 de abril de 2016, foram aprovados os seguintes aumentos de aumento do capital social da Companhia, sem emissão de novas ações: (i) R\$ 6.226 referente à capitalização do benefício fiscal do ágio apurado em 2015, (ii) R\$ 6.220 referente a capitalização da reserva legal e (iii) R\$ 44.535 referente a capitalização total da reserva de doações e subvenções para investimento.

21.2 - Reserva de capital

Refere-se basicamente ao “Benefício Fiscal do Ágio Incorporado” oriundo da incorporação da antiga controladora DRAFT I Participações S/A, conforme mencionado na nota 9.2.

21.3 – Reserva de lucros

O saldo em 31 de dezembro de 2016 está assim composto:

- (i) Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão – A Companhia registra o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no resultado do exercício e sua realização se dará pela baixa do ativo financeiro da concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária ou no momento da indenização (ao final da concessão). Desta forma, a Companhia tem constituído reserva estatutária – ativo financeiro da concessão sobre estes montantes, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/76, até a realização financeira destes montantes. O saldo final em 31 de dezembro de 2016 é de R\$ 173.644 (R\$ 177.610 em 31 de dezembro de 2015).

21.4 – Resultado abrangente acumulado

Composto pela entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 113.939 corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R2).

21.5 – Distribuição de Dividendo e Juros Sobre Capital Próprio (“JCP”)

Na AGO/E de 28 de abril de 2016 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2015, através de (i) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 38.879, atribuindo-se para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,701154796 e R\$ 0,771270275 para cada lote de mil ações preferenciais e (ii) dividendo adicional proposto de R\$ 68.324, atribuindo-se para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 1,232173897 e R\$ 1,355391287 para cada lote de mil ações preferenciais.

Conforme previsto em Estatuto Social da Companhia e com base nos resultados do primeiro semestre de 2016, a Administração da Companhia aprovou, em 31 de agosto de 2016, a declaração de dividendo, no montante de R\$ 72.080 sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 1,299913980 e para cada lote de mil ações preferenciais o valor de R\$ 1,429905378.

No exercício de 2016, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 267.647 referente a juros sobre capital próprio e dividendo.

Conforme a legislação vigente e o Estatuto Social da Companhia, a ação preferencial dá direito ao recebimento de dividendo pelo menos 10% (dez por cento) maior do que o atribuído a cada ação ordinária.

21.6 – Destinação do lucro líquido do exercício

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

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

Lucro líquido do exercício	68.114
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(8.198)
Dividendo Intermediário	(72.080)
Absorção do prejuízo com reserva estatutária	12.164

Para compensar o prejuízo acumulado apurado no exercício, foi realizado a absorção parcial da reserva estatutária no montante de R\$ 12.164.

(22) LUCRO POR AÇÃO

22.1 - Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2016 e 2015 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os exercícios apresentados:

	2016	2015
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	68.114	211.637
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações ordinárias (mil)	29.564.003	29.559.030
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações preferenciais (mil)	23.532.768	23.532.768
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	1,23	3,82
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	1,35	4,20

Nos exercícios de 2016 e 2015 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

(23) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores (*)		GWh		R\$ mil	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015 (Reapresentado)
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	1.585.420	1.553.546	3.762	3.916	2.557.073	2.399.581
Industrial	6.482	6.557	1.740	2.089	1.001.351	1.149.861
Comercial	84.063	80.748	2.059	2.169	1.254.547	1.234.719
Rural	7.207	7.044	102	105	42.976	41.039
Poderes públicos	8.352	8.224	218	229	127.841	126.670
Iluminação pública	2.053	1.990	323	322	119.654	118.467
Serviço público	1.171	1.136	271	289	138.595	138.861
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	-	(8.096)
Fornecimento faturado	1.694.748	1.659.245	8.475	9.119	5.242.037	5.201.102
Consumo próprio	132	132	5	5	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	(39.216)	62.569
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(2.050.473)	(1.791.340)
Fornecimento de energia elétrica	1.694.880	1.659.377	8.480	9.124	3.152.348	3.472.331
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			114	113	18.229	14.112
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(1.944)	(2.097)
Energia elétrica de curto prazo			1.856	564	195.303	108.225
Suprimento de energia elétrica			1.970	677	211.588	120.240
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					2.052.416	1.793.437
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					505.998	567.858
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos					-	(3.072)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					203.463	187.101
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					(715.004)	540.591
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)					4.623	140.399
Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares					256.612	91.791
Outras receitas e rendas					69.662	62.009
Outras receitas operacionais					2.377.770	3.380.113
Total da receita operacional bruta					5.741.707	6.972.684
Deduções da receita operacional						
ICMS					(1.100.506)	(1.106.881)
PIS					(91.541)	(108.872)
COFINS					(421.643)	(501.470)
ISS					(97)	(82)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(831.066)	(956.241)
Programa de P & D e eficiência energética					(29.247)	(34.898)
PROINFRA					(35.189)	(33.628)
Bandeiras tarifárias e outros					(95.773)	(409.119)
Outros					(3.885)	(4.229)
					(2.608.947)	(3.155.417)
Receita operacional líquida					3.132.760	3.817.267

(*) 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 Resolução Normativa ANEEL n° 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 3° ciclo de revisão tarifária periódica, deveriam ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e seriam amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4° ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de maio de 2015, 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 5° 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 Resolução Normativa n° 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADDEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Em 31 de dezembro de 2016, tais valores estão provisionados em Obrigações Especiais, em atendimento ao CPC 25 apresentados líquidos no ativo intangível da concessão.

23.2 - Revisão Tarifária Periódica (“RTP”), Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Revisão Tarifária Extraordinária (“RTE”)

Em 18 de outubro de 2016, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) de 2016 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em -12,54%, sendo -5,35% relativos ao reajuste econômico e -7,19% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTP/2015). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -24,21% (conforme divulgado na Resolução Homologatória (“REH”), quando comparado à Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) ocorrida em outubro de 2015. As novas tarifas têm vigência de 23 de outubro de 2016 a 22 de outubro de 2017.

Em 20 de outubro de 2015, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) de 2015 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em 56,29%, sendo 40,14% relativos ao reajuste econômico e 16,15% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2014). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores era de 21,11% (conforme divulgado na REH), quando comparado à Revisão Tarifária Extraordinária (“RTE”) ocorrida em março de 2015. As novas tarifas tiveram vigência de 23 de outubro de 2015 a 22 de outubro de 2016.

A ANEEL aprovou, por meio da REH nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015, o resultado da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, com o objetivo de reestabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica frente ao significativo aumento da quota CDE de 2015 e do custo de compra de energia (tarifa e variação cambial de Itaipu e de leilões de energia existente e ajuste). O efeito médio percebido pelo consumidor da área de concessão da Companhia foi de: 40,49% no grupo A, 21,47% no grupo B, total de 29,78% (conforme divulgado na REH). As tarifas resultantes desta RTE estiveram vigentes de 2 de março de 2015 até 22 de outubro de 2015.

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

23.3.1 - Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários

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 2016, foi registrada receita de R\$ 103.065 (R\$ 91.791 em 2015), sendo (i) R\$ 12.733 (R\$ 6.941 em 2015) referentes à subvenção baixa renda e (ii) R\$ 90.332 (R\$ 84.850 em 2015) referentes a outros descontos tarifários, em contrapartida ao contas a receber – Eletrobrás (nota 11).

23.3.2 - Descontos tarifários - liminares

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica (“ABRACE”) obteve liminar em julho de 2015, que desobrigava suas associadas a pagarem itens específicos do encargo da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético). A obrigação de recolhimento da cota da CDE não foi alterada e as distribuidoras arcaram com esse déficit de receita. No processo tarifário posterior à decisão da liminar, a ANEEL concedeu um componente financeiro na tarifa para recuperação desta receita.

Todavia, a decisão da diretoria da ANEEL foi reformada e exarada pelo Despacho nº 1.576/2016, que revogou o Despacho nº 2.792/2015, e foi determinado às distribuidoras deduzirem o total dos efeitos das liminares do pagamento das cotas mensais da CDE. Desta forma, foi estabelecido que este déficit de receita será de responsabilidade da Eletrobrás.

Em função do novo procedimento definido no Despacho nº 1.576/2016 foi necessário:

- (i) registrar uma receita na rubrica Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares em contrapartida na rubrica contas a receber - Eletrobrás (nota 11) no montante de R\$ 153.547;

- (ii) registrar passivo financeiro setorial (nota 8) em contrapartida a receita de ativo e passivo financeiro setorial no montante de R\$ 140.410, que será ressarcido aos consumidores no próximo processo tarifário.

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\$ 1,50 e R\$ 3,00 e R\$ 4,50, (antes dos efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 KWh consumidos, reajustados por meio da REH nº 2.016/2016 a partir de 1º de fevereiro de 2016 que vigorou até 31 de janeiro de 2017.

No exercício de 2016 a Companhia faturou dos seus consumidores o montante de R\$ 95.773 (R\$ 409.119 em 2015) de Bandeira Tarifária, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”.

Em 2016, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de novembro de 2015 a novembro de 2016. O valor faturado nesse período foi de R\$ 159.031, deste montante R\$ 161.008 foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 1.976 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

23.5 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio das REH nº 2018, de 2 de fevereiro de 2016, revogada pela nº 2.077 de 07 de junho de 2016, e nº 1.857 de 27 de fevereiro de 2015 estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE. 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, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período tarifário de outubro de 2016 a setembro de 2017.

(24) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2016	2015	2016	2015
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	2.305	2.300	445.761	643.178
PROINFA	224	234	86.068	58.247
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	9.210	8.510	1.566.950	1.955.877
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(194.137)	(245.800)
Subtotal	11.739	11.044	1.904.642	2.411.501
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			168.593	183.647
Encargos de transporte de itaipu			11.696	11.630
Encargos de conexão			15.214	12.705
Encargos de uso do sistema de distribuição			13.637	13.861
Encargos de serviço do sistema - ESS			78.504	122.186
Encargos de energia de reserva - EER			23.301	11.989
Crédito de PIS e COFINS			(28.762)	(32.932)
Subtotal			282.182	323.086
Total			2.186.823	2.734.588

(25) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo do serviço prestado a terceiros				Despesas Operacionais				Total			
	Custo de operação		Vendas		Gerais e administrativas		Outros					
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015		
Pessoal	91.183	85.515	-	-	23.099	20.578	32.988	31.573	-	-	147.269	137.656
Entidade de previdência privada	8.791	8.745	-	-	-	-	-	-	-	-	8.791	8.745
Material	16.020	13.491	134	151	1.155	578	902	1.221	-	-	18.210	15.441
Serviços de terceiros	32.907	16.917	291	356	39.423	35.097	59.166	46.042	-	-	121.886	99.412
Amortização	74.748	71.992	-	-	474	5.488	17.439	16.076	-	-	92.661	93.556
Custos com construção da infraestrutura	-	-	203.463	187.101	-	-	-	-	-	-	203.463	187.101
Outros	1.309	4.344	(3)	(3)	72.759	52.693	44.898	35.778	10.259	4.800	129.221	97.693
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	12.981	12.937	-	-	-	-	12.981	12.937
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	59.516	39.408	-	-	-	-	59.516	39.408
Arendamentos e alugueis	-	-	-	-	-	-	4.215	3.944	-	-	4.215	3.944
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	1.310	1.441	-	-	1.310	1.441
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	30.365	26.268	-	-	30.365	26.268
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	454	884	-	-	454	884
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	10.325	4.889	10.325	4.889
Outros	1.309	4.344	(3)	(3)	361	338	8.545	3.240	(66)	(89)	10.145	7.830
Total	224.058	201.004	203.884	187.605	136.908	114.424	146.393	130.689	10.259	4.800	721.502	638.522

(26) RESULTADO FINANCEIRO

	2016	2015 (Reapresentado)
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	58.319	21.738
Acréscimos e multas moratórias	55.941	45.135
Atualização de créditos fiscais	2.727	7.100
Atualização de depósitos judiciais	15.343	15.357
Atualizações monetárias e cambiais	27.540	15.740
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	1.374	1.798
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	-	49.868
PIS e CÔFINS - sobre outras receitas financeiras	(10.862)	(11.274)
Outros	9.630	4.307
Total	160.011	149.769
Despesas		
Encargos de dívidas	(112.381)	(110.256)
Atualizações monetárias e cambiais	(126.429)	(135.671)
(-) Juros capitalizados	1.790	2.274
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	(6.457)	-
Outros	(23.412)	(21.848)
Total	(266.890)	(265.500)
Resultado financeiro	(106.879)	(115.731)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2016 (7,5% a.a. em 2015) sobre os ativos intangíveis qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos de perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 310.880 no exercício de 2016 (ganhos de R\$ 267.612 em 2015) (nota 30).

(27) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2016, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- ESC Energia S.A.

Companhia controlada pelo grupo Camargo Corrêa, que atua em segmentos diversificados como construção, cimento, têxtil, alumínio e concessão de rodovias, entre outros.

- Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI

Entidade fechada de previdência, cujos participantes são funcionários do Banco do Brasil e empregados do quadro próprio.

- Fundação CESP

Entidade fechada de previdência, que administra planos de previdência para funcionários de empresas do setor de energia elétrica do Estado de São Paulo.

- Fundação SISTEL de Seguridade Social

Entidade fechada de previdência, que administra planos de previdência para funcionários de empresas do setor de telecomunicações.

- Fundação Petrobras de Seguridade Social - PETROS

Entidade fechada de previdência, que administra planos de previdência para funcionários de empresas majoritariamente dos setores petrolífero e químico.

- Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV

Entidade fechada de previdência, que administra planos de previdência para funcionários da SABESP.

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:

- Saldo bancário e aplicação financeira** - Referem-se basicamente a saldos bancários e aplicações financeiras junto a instituições financeiras, conforme descrito na nota 5. Adicionalmente, a Companhia possui Fundos de Investimentos Exclusivos.
- Empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos** - Correspondem às captações de recursos junto a instituições financeiras, conforme condições descritas nas notas 14 e 15.
- Outras operações financeiras** - Os valores referem-se a custos bancários e despesas associadas ao processo de arrecadação e despesas de escrituração. O saldo registrado no passivo compreende basicamente direitos sobre o processamento da folha de pagamento que foram negociados com o Banco do Brasil, que estão sendo apropriados como receita ao resultado pelo prazo do contrato.
- Intangível, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática.
- 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.
- Contrato de mútuo** – Refere-se a (i) contratos realizados com a controladora CPFL Energia cujas condições contratuais eram de 113,5% do CDI, liquidado em 2015.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação CESP e oferecido aos respectivos empregados. Estes planos detêm investimentos em ações da controladora CPFL Energia (nota 16).

Para zelar que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, a controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes

Relacionadas”, formado por representantes dos acionistas controladores, que analisa as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Companhia pagou em janeiro de 2016 faturas renegociadas de compra de energia com a CERAN, ENERCAN, Foz do Chapecó e CPFL Geração, que tinham vencimento original de novembro a dezembro de 2015. A Companhia renegociou, para pagamento até janeiro de 2017, o vencimento original de novembro a dezembro de 2016 referente a faturas de compra de energia com as controladas em conjunto da CPFL Energia CERAN, ENERCAN, Foz do Chapecó e CPFL Geração.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2016, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 2.242 (R\$ 1.837 em 2015). Este valor é composto por R\$ 1.892 (R\$ 1.946 em 2015) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 49 (R\$ 39 em 2015) de benefícios pós-emprego e R\$ 301 (reversão de provisão de R\$ 148 em 2015) de Outros Benefícios de Longo Prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia, entidades sob o controle comum ou influência significativa, até o encerramento do exercício, são como seguem:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	2016	2015	2016	2015
Saldo bancário e aplicação financeira								
Banco do Brasil S.A.	1.281	1.414	-	-	-	-	-	-
Banco Bradesco S.A. (**)	-	357.631	-	-	-	14.245	-	-
Empréstimos e financiamentos (*), Debêntures (*) e Derivativos (*)								
Banco do Brasil S.A.	-	-	344.332	307.102	-	-	46.449	51.569
Banco BNP Paribas Brasil S.A.	3.759	42.884	-	-	-	-	49.277	6.584
Outras operações financeiras								
Banco do Brasil S.A.	-	-	247	316	69	29	1.199	1.091
Banco Bradesco S.A. (**)	-	1.227	-	-	-	-	-	1.830
Intangível, materiais e prestação de serviço								
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	-	-	-	2	-
Companhia Brasileira de Soluções e Serviços CBSS - Alelo (**)	-	-	-	-	-	-	-	118
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	-	-	-	-	-	-	-	38
Cia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP	2	1	-	-	9	9	2	24
Concessionária de Rodovias do Oeste de São Paulo - ViaOeste S.A.	-	-	-	-	-	-	6	-
Concessionária do Sistema Anhanguera-Dandeirantes S.A.	86	-	-	-	-	-	-	-
HMI Engenharia e Construções S.A.	-	-	-	-	-	272	-	-
H M 14 Empreendimento Imobiliário SPE LTDA	-	14	-	-	-	-	-	-
Mapfre Seguros Gerais S.A. (**)	-	-	-	-	-	1	-	1
Oi Móvel S.A. (***)	-	-	-	-	-	-	89	-
SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda.	-	-	-	-	1	-	-	-
TIM CELULAR S.A. (***)	3	-	2	-	70	-	-	-
TOTVS S.A.	-	-	1	1	-	-	8	10
Compra e venda de energia e encargos								
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	8	7	-	-	262	332
Aliança Geração de Energia S.A.	-	-	244	278	-	-	9.897	6.696
Arizona 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	891	805
Baquari 1 Geração de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	-	-	-	19	17
Caetité 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	810	738
Caetité 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	817	745
Calango 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	978	891
Calango 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	835	760
Calango 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	977	891
Calango 4 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	907	826
Calango 5 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	961	878
Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.	-	-	470	517	-	-	17.652	9.629
Goiás Sul Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	11	10
Mel 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	654	576
Norte Energia S.A.	-	-	1.398	-	-	-	17.479	-
Rio PCH1 S.A.	-	-	45	51	-	-	1.810	1.630
SE Naranhã S.A.	-	-	-	-	-	-	33	39
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	-	-	101	119	-	-	4.104	3.623

(*) Incluem os ajustes de marcação a mercado

(**) Parte relacionada até o exercício de 2015

(***) Parte relacionada a partir de 2016

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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	2016	2015	2016	2015
Alocação de despesas entre empresas								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	73	54	3	29	-	-	(960)	(689)
CPFL Brasil Varejista S.A.	1	-	-	-	-	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	537	425	533	700	-	-	790	1.059
Companhia Luz e Força Santa Cruz	26	18	-	6	-	-	(336)	(266)
Companhia Leste Paulista de Energia	7	5	-	1	-	-	(96)	(76)
Companhia Sul Paulista de Energia	10	15	2	1	-	-	(127)	(100)
Companhia Jaguari de Energia	8	17	8	10	-	-	28	35
Companhia Luz e Força de Mococa	5	3	-	9	-	-	(65)	(52)
Rio Grande Energia S.A.	169	121	7	23	-	-	(2.115)	(1.515)
CPFL Geração de Energia S.A.	73	50	17	37	-	-	(797)	(495)
CPFL Energia S.A.	69	25	-	-	-	-	(971)	(717)
CPFL Renováveis - Consolidado	16	11	16	-	-	-	(23)	(9)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	26	152	4	-	-	-	(372)	(275)
Nect Serviços Administrativos Ltda.	5	4	-	(4)	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	16	-	-	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	(32)	(34)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	3	-	-	-	-	(1)	(1)
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	25	-	34	-	-	-	-
Arrendamento e aluguel								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	807	799
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	68	108	-	-
CPFL Telecom S.A.	47	-	-	-	744	684	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	6	6	-	-
Contrato de Mútuo								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	1.128
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	72.080	199.323	-	-	-	-
Intangível, materiais e prestação de serviço								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	13	-	-	-	79	-	-
Companhia Luz e Força Santa Cruz	-	54	-	-	-	24	-	-
Companhia Leste Paulista de Energia	-	42	-	-	-	1	-	-
Companhia Sul Paulista de Energia	-	97	-	-	-	-	-	-
Companhia Jaguari de Energia	-	31	-	-	-	-	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa	-	35	-	-	-	5	-	-
CPFL Energia S.A.	-	21	-	-	-	-	-	-
Rio Grande Energia S.A.	-	-	-	-	-	26	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	30.163	23.779	2.147	1.991	27	35	17.042	9.650
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	667	644	-	-	7.576	6.999
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	767	615	-	-	7.579	9.596
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	84	-	-	139	916
CPFL Telecom S.A.	2	13	-	-	-	-	114	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	739	733	-	-	10.283	1.918
Compra e venda de energia e encargos								
Companhia Paulista de Força e Luz	14	14	1.127	1.176	-	-	13.628	13.852
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	17.564	15.818	-	-	63.196	58.913
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	3	3	-	-	32	29
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	5.278	8.419	-	-	42.628	78.763
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	-	-	1	-	-	-	1
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	83	98	-	-	834	764
Campos Novos Energia S.A.	-	-	26.818	32.574	-	-	106.927	90.328
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	8.744	12.081	-	-	49.931	45.574
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	11.474	28.678	-	-	122.778	112.265
CPFL Renováveis - Consolidado	-	40	1.340	1.416	-	-	13.921	12.133
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	32	12
Outras operações financeiras								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	14	-	-	-

(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	31/12/2016
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	452.896
Transporte	Transporte nacional	84.200
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	23.740
Automóveis	Cobertura abrangente	811
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	20.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	20.946
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	180.000
Total		782.592

Informações não examinadas pelos auditores independentes.

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:

Compete ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais, exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de riscos adotado pela Companhia. A Diretoria Executiva tem a atribuição de desenvolver os mecanismos para mensurar o impacto das exposições e probabilidade de ocorrência, acompanhar a implantação das ações para mitigação dos riscos e dar ciência ao Conselho de Administração. Para auxiliá-la neste processo existe: (i) o Comitê Executivo de Gestão de Riscos, com a missão de auxiliar na identificação dos principais riscos de negócios, contribuir nas análises de mensuração do impacto e da probabilidade e na avaliação das ações de mitigação endereçadas; (ii) a Diretoria de Gestão de Riscos e *Compliance*, responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvem a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto.

A política de gerenciamento de risco foi estabelecida para identificar, analisar e tratar os riscos enfrentados pela Companhia, o que inclui revisões do modelo adotado sempre que necessário para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades do grupo, objetivando o desenvolvimento de um ambiente de controle disciplinado e construtivo.

O Conselho da Administração do Grupo no seu papel de supervisão conta ainda com o apoio do Comitê de Processos de Gestão de Riscos e Sustentabilidade na orientação dos trabalhos de Auditoria Interna, Gestão de Riscos e *Compliance*. A Auditoria Interna realiza tanto revisões regulares como *ad hoc* para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias dos acionistas e da Administração.

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

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

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de *swap*, o que permitiu à Companhia trocar os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 30. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege o resultado da Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A Companhia tem buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou atrelados a indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. 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) volume de energia contratada ser superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) nível de contratos ser 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 Companhia. 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 a Companhia fizer 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") melhoraram ao longo de 2016, apesar do nível baixo do armazenamento no subsistema Nordeste. A melhora da condição do armazenamento do SIN, associada à redução da demanda verificada ao longo do ano 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, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros. 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 nos

contratos de concessão celebrados 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 possui 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. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia, suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

(30) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	31/12/2016		31/12/2015	
					Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Ativo								
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	669.880	669.880	476.965	476.965
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	113.938	113.938	99.451	99.451
Derivativos	30	(a)	(2)	Nível 2	130.940	130.940	396.748	396.748
Ativo financeiro da concessão	10	(b)	(2)	Nível 3	860.979	860.979	784.893	784.893
					1.775.737	1.775.737	1.758.057	1.758.057
Passivo								
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(c)	(1)	Nível 2 (**)	337.354	298.323	380.757	325.513
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14 (**)	(a)	(2)	Nível 2	983.844	983.844	1.328.664	1.328.664
Debêntures - principal e encargos	15	(c)	(1)	Nível 2 (***)	365.646	361.064	365.789	359.416
Derivativos	30	(a)	(2)	Nível 2	20.514	20.514	4.041	4.041
					1.707.358	1.663.745	2.079.250	2.017.634

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou uma perda de R\$ 52.122 em 2016 (ganho de R\$ 43.901 em 2015)

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

Legenda

Categoria:

- (a) - Valor justo contra o resultado
- (b) - Disponível para venda
- (c) - 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 - Eletrobrás, (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, (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, (ix) coligadas, controladas e controladora, (x) passivo financeiro setorial e (xi) fundo de reversão.

Adicionalmente, não houve em 2016 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 respectivos ganhos no resultado do exercício de R\$ 8.259 (R\$ 143.269 em 2015), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota 10.

b) Instrumentos derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia possui *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 14). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2016 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia / Contrapartes	Valores de mercado (contábil)				Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador	Vencimento final	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos				
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo:								
<i>Hedge</i> variação cambial:								
Citibank	44.955	-	44.955	44.779	176	dólar	03/2019	117.250
Bradesco	25.700	-	25.700	25.194	506	dólar	04/2018	55.138
J.P. Morgan	25.717	-	25.717	25.197	521	dólar	04/2018	55.138
Citibank	30.808	-	30.808	30.780	28	dólar	01/2020	169.838
BNP Paribas	3.759	-	3.759	1.849	1.911	euro	01/2018	175.714
Scotia Bank	-	(4.257)	(4.257)	(4.211)	(46)	dólar	08/2017	55.440
Bradesco	-	(4.379)	(4.379)	(5.418)	1.039	dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(5.438)	(5.438)	(8.074)	2.636	dólar	05/2021	88.548
Citibank	-	(5.950)	(5.950)	(8.098)	2.148	dólar	05/2021	88.548
Subtotal	130.940	(20.024)	110.916	101.997	8.919			
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo:								
<i>Hedge</i> variação de taxa de juros (1)								
J.P. Morgan	-	(207)	(207)	(135)	(72)	CDI	07/2019	110.000
Votorantin	-	(168)	(168)	(116)	(52)	CDI	02/2021	135.000
Santander	-	(115)	(115)	(84)	(31)	CDI	02/2021	100.000
Subtotal	-	(490)	(490)	(335)	(155)			
	130.940	(20.514)	110.426	101.661	8.764			
Circulante	-	(4.257)						
Não circulante	130.940	(16.257)						
Total	130.940	(20.514)						

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas vide nota 14 e 15.

(1) Os swaps para *hedge* de taxa de juros possuem validade semestral, assim o valor nocional reduz-se conforme ocorre a amortização da dívida.

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 14).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratar de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2016 e 2015, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda)	
	2016	2015
Varição de taxas de juros	(661)	(609)
Varição cambial	(358.412)	300.652
Marcação a mercado	48.193	(32.431)
	(310.880)	267.612

c) 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 (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

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

c.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2016 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(798.531)		(69.682)	147.371	364.424
Derivativos - swap plain vanilla	826.261		72.102	(152.489)	(377.079)
	27.730	baixa dolar	2.420	(5.118)	(12.655)
Instrumentos financeiros passivos	(188.822)		(22.486)	30.341	83.168
Derivativos - swap plain vanilla	191.682		22.827	(30.800)	(84.427)
	2.860	baixa euro	341	(459)	(1.259)
Total	30.590		2.761	(5.577)	(13.914)

(a) A taxa de cambio considerada em 31.12.2016 foi de R\$ 3,26 para o dólar e R\$ 3,41 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&FBOVESPA, sendo a taxa de cambio considerada R\$ 3,54 e R\$ 3,81, e a depreciação cambial de 8,73% e 11,91%, do dólar e do euro respectivamente.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela BM&FBOVESPA.

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

c.2) 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 2016 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 13,63% a.a.; TJLP 7,50% a.a., IPCA 6,29% a.a., e SELIC 14,08% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 87.271 (despesa de CDI R\$ 75.944, TJLP R\$ 9.719, SELIC R\$ 55.764 e receita com IPCA R\$ 54.156). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição	Risco	Cenário I (a)	Redução (aumento)	
				Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	783.589		(17.474)	4.858	27.191
Instrumentos financeiros passivos	(433.252)		9.662	(2.686)	(15.034)
Derivativos - swap plain vanilla	(907.517)		20.238	(5.627)	(31.491)
	(557.180)	alta CDI	12.426	(3.455)	(19.334)
Instrumentos financeiros passivos	(129.584)	alta TJLP	-	(2.430)	(4.859)
Ativo financeiro da concessão	860.979	baixa IPCA	(12.656)	(23.031)	(33.406)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(354.429)		8.967	(1.267)	(11.501)
Instrumentos financeiros passivos	(41.620)		1.053	(149)	(1.351)
	(396.049)	alta SELIC	10.020	(1.416)	(12.852)
Total	(221.834)		9.790	(30.332)	(70.451)

(a) Os índices de CDI, TJLP, IPCA e SELIC considerados de: 11,40%, 7,50%, 4,82% e 11,55% 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 I.

d) 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 2016, 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.

31/12/2016	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		466.360	-	-	-	-	-	466.360
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	12,66%	13.164	25.115	228.575	1.033.062	327.638	21.244	1.648.798
Derivativos	30		-	-	4.616	207	25.059	-	29.882
Debêntures - principal e encargos	15	14,16%	9.155	16.220	55.731	251.204	132.016	-	464.326
Taxas regulamentares	17		68.849	-	-	-	-	-	68.849
Outros	20		2.710	19.946	1.983	-	-	13.987	38.626
Consumidores e concessionárias			2.710	7.492	-	-	-	-	10.202
EPE / FNDCT / PROCEL			-	467	1.983	-	-	-	2.450
Convênio de arrecadação			-	11.987	-	-	-	-	11.987
Fundo de reversão			-	-	-	-	-	13.987	13.987
Total			560.238	61.281	290.905	1.284.473	484.713	35.231	2.716.841

(31) COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2016	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 11 anos	1.838.987	3.982.590	4.115.539	15.756.249	25.693.365
Compra de energia de Itaipu	até 11 anos	503.299	1.026.809	1.115.570	4.293.627	6.939.305
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 11 anos	366.301	1.250.348	1.527.618	4.969.793	8.114.060
Fornecedores de materiais e serviços	até 5 anos	161.566	184.712	26.431	-	372.709
Total		2.870.153	6.444.459	6.785.158	25.019.669	41.119.439

(32) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2016, um valor de R\$ 1.790 (R\$ 2.274 em 2015) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição.

(33) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

33.1 Aquisição acionária da controladora da Companhia pela State Grid International Development Limited

Em Fato Relevante divulgado ao mercado em 1 de julho de 2016, a CPFL Energia controladora da Companhia divulgou que recebeu de seu acionista controlador Camargo Corrêa S.A. ("CCSA") uma comunicação sobre proposta recebida da State Grid International Development Limited. para a aquisição da totalidade de sua participação societária vinculada ao bloco de controle da CPFL Energia. Em 2 de setembro de 2016 a CPFL Energia recebeu da CCSA correspondência confirmando a assinatura do contrato de aquisição.

Em 23 de novembro de 2016, a CPFL Energia divulgou Fato Relevante informando que a Aneel aprovou, naquela data, o pedido de anuência para a transferência das ações de emissão da CPFL Energia detidas pelos acionistas integrantes de seu bloco de controle ("Acionistas Controladores") à State Grid Brazil Power Participações Ltda. ("State Grid"), subsidiária brasileira da State Grid International Development Limited. Esta autorização era a última condição precedente para a ocorrência do fechamento da transação e a consumação da transferência das ações de emissão da CPFL Energia detidas pelos Acionistas Controladores à State Grid.

Em 23 de janeiro de 2017, a CPFL Energia divulgou Fato Relevante informando que recebeu, naquela data, correspondência da State Grid Brazil Power Participações Ltda. ("State Grid Brazil") informando que naquela data, foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil, a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS, a Fundação SABESP de Seguridade Social – SABESPREV, e certas outras partes. Além disso, foram divulgados nesse Fato Relevante as condições sobre a transação no que tange à (i) fechamento e ações adquiridas, (ii) preço por ação da CPFL Energia; (iii) preço por ação da CPFL Renováveis; (iv) OPAs por alienação de controle; (v) preço da OPA por alienação de controle; (vi) possibilidade de promover o cancelamento de registro da CPFL Energia e/ou da CPFL Renováveis; (vii) rescisão do controle de acionistas e outras informações relevantes.

Após a finalização da transação, a State Grid Brazil se tornou a controladora da CPFL Energia com 54,64% (556.164.817 ações, diretas ou indiretas) do capital votante e total. O preço total pago para a aquisição direta e indireta das ações foi de R\$ 25,51 por ação, totalizando aproximadamente R\$ 14,19 bilhões. Com a operação, a State Grid Brazil tornou-se o único controlador da CPFL Energia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi rescindido.

Os membros do conselho de administração e do conselho fiscal (exceto a conselheira eleita como membro independente) da CPFL Energia renunciaram nesta mesma data. A eleição dos substitutos para ocuparem os cargos vagos do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal ocorreu na Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Energia realizada em 16 de fevereiro de 2017, conforme edital de convocação e Proposta da Administração já divulgados pela CPFL Energia.

Como o fechamento ocorreu em 23 de janeiro de 2017, após todas as condições precedentes serem atendidas, esta transação não gerou impactos na estrutura acionária da CPFL Energia em 31 de dezembro de 2016.

33.2 – Autorização de emissão de debentures

Em 25 de janeiro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a oitava emissão de debêntures simples não conversíveis em ações no montante total de R\$ 306.000 em 2 (duas) séries sendo R\$ 60.000 da primeira série e R\$ 246.000 da segunda série. Os recursos líquidos obtidos serão destinados: (i) primeira série: para a implementação e desenvolvimento de projetos de investimento em subestações e linhas de transmissão; e (ii) segunda série: para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Foram emitidas 306.000 debêntures, sendo 60.000 debêntures da primeira série; e (ii) 246.000 debêntures da segunda série. A data da emissão das Debêntures ocorreu em 15 de fevereiro de 2017 e vencimento em 15 de fevereiro de 2024 da primeira série e 15 de fevereiro de 2022 da segunda série.

Os juros da 1ª e 2ª séries serão pagos semestralmente a partir de agosto de 2017, ao custo de IPCA + 5,2901% da 1ª série e 109,50% do CDI da 2ª série.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Vice Presidente

UBIRAJUÍ JOSÉ PEREIRA
Conselheiro

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO
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

HÉLIO PUTTINI JUNIOR
Diretor de Assuntos Regulatórios

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

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

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

Companhia Piratininga de Força e Luz

Relatório dos Auditores Independentes
sobre as Demonstrações Financeiras para
o Exercício Findo em
31 de Dezembro de 2016

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Piratininga de Força e Luz
Campinas - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga" ou "Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e do fluxo 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 CPFL Piratininga em 31 de dezembro de 2016, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidade 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.

Ênfase

Reapresentação dos valores correspondentes

Conforme mencionado na nota explicativa nº 2.6, em decorrência da mudança de política contábil adotada pela Companhia, referente a classificação do ajuste da expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão, os valores correspondentes das demonstrações financeiras relativos às demonstrações do resultado e do valor adicionado, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, apresentados para fins de comparação, foram reclassificados e estão sendo reapresentados conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido ("DTTL"), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada "Deloitte Global") não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende a quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 225.000 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

Principais assuntos de auditoria

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

Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

Conforme mencionado na nota explicativa nº 3.8 às demonstrações financeiras, a contabilização da energia distribuída aos consumidores, mas ainda não faturada, impacta o montante da receita líquida reconhecida no exercício, bem como o saldo da conta de consumidores, concessionárias e permissionárias a receber. O processo de avaliação e determinação da estimativa, o qual inclui o desenvolvimento de premissas que impactam no cálculo do volume e montante de energia distribuída e não faturada, é complexo e envolve julgamento significativo por parte da Administração. Portanto, consideramos a estimativa do montante de receita e de contas a receber de consumidores concessionárias e permissionárias decorrentes de energia distribuída, mas não faturada, como um principal assunto de auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria para endereçar esta estimativa contábil incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes adotados pela Administração da Companhia para determinar o montante da receita de energia distribuída, mas não faturada, (ii) envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados, e (iii) desafio às principais premissas utilizadas pela Administração no desenvolvimento de tal estimativa. Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no cálculo da estimativa efetuada pela Administração e efetuamos teste de valorização da receita de energia distribuída e não faturada, por meio do confronto dos valores reconhecidos pela Companhia, com as expectativas independentes geradas a partir de nossos testes substantivos.

Capitalização de gastos como ativo intangível da concessão

Diante do montante envolvido e da dispersão dos investimentos em toda a área de concessão da Companhia, bem como pelo fato da infraestrutura de distribuição ser a base utilizada pelo regulador (Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel) para determinar a tarifa para cada ciclo tarifário, ou seja, a infraestrutura de distribuição é base de remuneração regulatória - BRR, consideramos a segregação e capitalização de gastos ao ativo intangível da concessão, como um assunto foco de nossa auditoria, pois podem ocorrer erros na determinação e capitalização de gastos não qualificáveis principalmente relacionados a serviços de terceiros e mão de obra.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes adotados pela Administração para segregação e capitalização dos gastos à infraestrutura de distribuição, (ii) envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação para avaliação dos sistemas utilizados pela Companhia para controlar o ativo intangível e respectivos gastos capitalizados, (iii) execução de testes, por amostragem, afim de avaliar a valorização e alocação dos gastos segregados e capitalizados ao ativo intangível e ativo financeiro da concessão, (iv) desafio às premissas utilizadas pela Administração na determinação e segregação dos gastos capitalizados, e (v) comparação da natureza e do volume de gastos capitalizados com aqueles homologados pelo regulador no último período de revisão tarifária da Companhia.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, elaborada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação brasileira para companhias abertas, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório 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 uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta 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 de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional, e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possa levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe uma 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.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras da entidade ou atividades de negócio para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.


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.

Deloitte.

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

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

Campinas, 13 de março de 2017


DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8



Marcelo Magalhães Fernandes
Contador
CRC nº 1 SP 203310/O-6

Demonstrações Contábeis Regulatórias

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51

Balanço Patrimonial em
31 de dezembro de 2016 e 2015
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2016	31/12/2015
Ativo			
Ativo Circulante		1.887.348	2.132.512
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	783.818	576.416
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	541.572	638.856
Serviços em Curso		38.887	53.561
Tributos Compensáveis	7	36.247	52.134
Depósitos Judiciais e Cauções	17	3.310	-
Almoxarifado Operacional		2.104	1.738
Ativos Financeiros Setoriais	9	421.252	595.072
Despesas Pagas Antecipadamente		10.729	11.706
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	-	143.356
Outros Ativos Circulantes	10	49.429	59.674
Ativo Não Circulante		3.016.676	3.408.609
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	13.504	11.480
Tributos Compensáveis	7	19.179	18.431
Depósitos Judiciais e Cauções	17	213.785	203.597
Ativos Financeiros Setoriais	9	71.464	289.908
Despesas Pagas Antecipadamente		1.717	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	130.940	253.392
Outros Ativos Não Circulantes	10	-	6
Imobilizado	11	2.459.739	2.522.361
Intangível	11	106.350	109.434
Total do Ativo		4.904.024	5.541.123

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51

Balço Patrimonial em
31 de dezembro de 2016 e 2015
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2016	31/12/2015
Passivo			
Passivo Circulante		1.736.226	2.068.299
Fornecedores	12	466.360	645.582
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	202.432	536.468
Obrigações Sociais e Trabalhistas		24.653	20.612
Benefício Pós-Emprego	14	6.437	27
Tributos	16	114.314	177.062
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	20	72.080	199.323
Encargos Setoriais	15	137.167	258.577
Passivos Financeiros Setoriais	8	681.894	195.533
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	4.257	-
Outros Passivos Circulantes	18	26.631	35.114
Passivo Não Circulante		2.691.325	2.693.620
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	1.484.412	1.538.741
Benefício Pós-Emprego	14	133.653	10.806
Provisão para Litígios	17	233.869	198.117
Encargos Setoriais	15	8.427	12.916
Tributos Diferidos	9	9.868	164.570
Passivos Financeiros Setoriais	8	165.251	161.408
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	16.257	4.041
Outros Passivos Não Circulantes	18	15.063	14.524
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	19	624.525	588.497
Total do Passivo		4.427.552	4.761.918
Patrimônio Líquido			
Capital Social		235.556	178.574
Reservas de Capital		60.493	111.255
Outros Resultados Abrangentes		203.382	426.538
Reservas de Lucros		-	6.220
Prejuízos Acumulados		(22.958)	(11.706)
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		-	68.324
Total do Patrimônio Líquido	20	476.473	779.205
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		4.904.024	5.541.123

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51
Demonstrações do Resultado para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2016 e 2015
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2016	2015
Receita / Ingresso	21	5.470.287	6.587.369
Fornecimento de Energia Elétrica		3.152.348	3.469.259
Suprimento de Energia Elétrica		16.285	12.015
Energia Elétrica de Curto Prazo		195.303	108.225
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		2.558.414	2.361.295
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		(715.004)	464.027
Serviços Cobráveis		6.329	4.192
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		256.612	168.356
Tributos		(1.613.787)	(1.717.305)
ICMS		(1.100.506)	(1.106.881)
PIS-PASEP		(91.541)	(108.872)
COFINS		(421.643)	(501.470)
ISS		(97)	(82)
Encargos - Parcela "A"		(995.160)	(1.438.114)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(14.623)	(17.449)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(14.623)	(17.449)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(831.066)	(956.241)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE		(3.885)	(4.229)
Outros Encargos		(130.962)	(442.746)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		2.861.340	3.431.950
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	22	(2.186.823)	(2.734.587)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(1.904.642)	(2.411.501)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(282.182)	(323.086)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		674.517	697.363
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(468.575)	(421.705)
Pessoal e Administradores	23	(156.060)	(146.411)
Material		(18.210)	(15.441)
Serviços de Terceiros		(121.886)	(98.412)
Arrendamento e Aluguéis		(4.215)	(3.944)
Seguros		(784)	(581)
Doações, Contribuições e Subvenções		(464)	(884)
Provisões		(86.770)	(63.665)
(-) Recuperação de Despesas		4.710	5.926
Tributos		(2.454)	(2.036)
Depreciação e Amortização		(98.884)	(111.148)
Gastos Diversos		(31.616)	(30.573)
Outras Receitas Operacionais		65.572	63.084
Outras Despesas Operacionais		(17.514)	(17.620)
Resultado da Atividade		205.941	275.658
Resultado Financeiro	24	(112.338)	(110.272)
Receitas Financeiras		334.321	184.544
Despesas Financeiras		(446.659)	(294.816)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		93.603	165.386
Despesa com Impostos sobre o Lucro	8	(41.298)	(61.355)
Resultado Líquido do Exercício		52.306	104.031
Atribuível aos Acionistas Controladores		52.306	104.031

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51

Demonstração do Resultado Abrangente para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2016 e 2015
(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Resultado Líquido do Exercício	52.306	104.031
Outros Resultados Abrangentes		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	(109.625)	32.263
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(109.625)	32.263
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>(57.319)</u>	<u>136.294</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	(57.319)	136.294

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51

Demonstração dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2016 e 2015
(Valores expressos em milhares de reais)

	2016	2015
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	52.306	104.031
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	15.199	19.496
Depreciação	83.685	91.652
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	15.633	13.361
Imposto de renda e Contribuição social	41.298	61.355
Juros e variações monetárias	226.214	138.876
Obrigações pós-emprego	8.791	8.745
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	59.516	39.408
Provisões para litígios	48.115	28.581
PIS e COFINS diferidos	-	5.186
	550.757	510.691
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	35.481	(303.872)
Depósitos vinculados a litígios	3.518	14.025
Tributos compensáveis	24.742	(4.745)
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(7.656)	26.890
Ativos financeiros setoriais	571.192	(256.604)
Outros ativos operacionais	53.411	(10.043)
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	(114.944)	176.778
Fornecedores	(179.222)	181.053
Passivos financeiros setoriais	304.820	44.136
Obrigações pós-emprego	(13.797)	(22.867)
Salários e encargos sociais	2.962	5.604
Tributos e contribuição social	(65.023)	97.048
Provisões para litígios pagos	(31.513)	(51.359)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	-	(1.785)
Outros passivos operacionais	(37.561)	23.404
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.097.167	428.354
Encargos de dívidas pagos	(98.427)	(100.354)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(124.593)	(24.657)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	874.147	303.343
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(244.038)	(325.654)
Venda de ativo não circulante	-	10.363
Participação financeira do consumidor	72.219	172.318
Títulos e valores mobiliários adquiridos	(751)	(2.634)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(172.570)	(145.607)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	240.046	659.868
Empréstimos e financiamentos pagos	(437.975)	(504.217)
Liquidação de operações com derivativos	(28.599)	(48.449)
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(267.647)	-
Operações de mútuo com a controladora	-	(874)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	(494.175)	106.328
Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa	207.402	264.064
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	576.416	312.352
No fim do exercício	783.818	576.416

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2016 e 2015
(Valores expressos em milhares de reais)

	Capital Social	Reservas de Capital	Resultado Abrangente Acumulado		Reserva de lucros	Dividendo Adicional Proposto	Prejuízos Acumulados	Total
			Reserva de Reavaliação	Outros resultados Abrangentes	Reserva legal			
Saldo em 31 de Dezembro de 2014 (não auditado)	156.610	117.708	143.836	(36.577)	6.220	148.518	(12.619)	523.696
Resultado abrangente total								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	104.031	104.031
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	32.263	-	-	-	32.263
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(27.446)	-	-	-	27.446	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	9.332	-	-	-	(9.332)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	305.130	-	-	-	-	305.130
Mutações internas do patrimônio líquido								
Aumento de capital	6.453	(6.453)	-	-	-	-	-	-
Transações de capital com os acionistas								
Juros sobre capital próprio intermediário	-	-	-	-	-	-	(14.030)	(14.030)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	68.324	(68.324)	-
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	(38.879)	(38.879)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(148.518)	-	(148.518)
Capitalização AFAC - AGO/E 28/04/2015	15.511	-	-	-	-	-	-	15.511
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	178.574	111.255	430.852	(4.314)	6.220	68.324	(11.707)	779.205
Resultado abrangente total								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	52.306	52.306
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	(109.625)	-	-	-	(109.625)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(12.913)	-	-	-	12.913	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	4.391	-	-	-	(4.391)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(105.008)	-	-	-	-	(105.008)
Mutações internas do patrimônio líquido								
Aumento de capital	56.981	(50.761)	-	-	(6.220)	-	-	-
Transações de capital com os acionistas								
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	(72.080)	(72.080)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(68.324)	-	(68.324)
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	235.556	60.493	317.321	(113.939)	-	-	(22.958)	476.473

Relatório da Administração Regulatório

Senhores Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2016, em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga" ou "Companhia") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais – Em 2016, a CPFL Piratininga cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 1,7 milhão de clientes, em 27 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 7,0%. Destaca-se a classe residencial, que registrou uma redução de 3,9% ante 2015.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes, o que também fez com que a CPFL Piratininga, em 2016, fosse eleita pelo Prêmio ABRADÉE, na categoria de Melhor Gestão Operacional de distribuidoras com mais de 500 mil consumidores.

Perfil – A CPFL Piratininga distribui energia elétrica para aproximadamente 4,2 milhões de pessoas, numa área que abrange 27 municípios do Estado de São Paulo, incluindo as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. Atende atualmente 1,7 milhão de consumidores cativos e 399 consumidores livres. Em 2016, a Concessionária distribuiu 8.589 GWh ao mercado cativo e 4.953 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – No ano de 2016 foram faturadas 25.995 unidades consumidoras a mais que em 2015. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial e comercial. Na classe industrial houve redução de 138 unidades consumidoras em relação à quantidade faturada em 2015.

Número de Consumidores					
Classe	2012	2013	2014	2015	2016
Residencial	1.395.814	1.441.966	1.489.466	1.525.360	1.548.127
Comercial	77.961	77.756	78.043	77.793	80.942
Industrial	6.309	6.351	6.295	6.187	6.049
Rural	6.758	6.875	6.904	7.053	7.159
Poderes Públicos	7.488	7.839	7.994	8.219	8.242
Iluminação Pública	1.679	1.795	1.885	1.996	2.052
Serviço Público	995	1.045	1.097	1.129	1.161
Total	1.497.004	1.543.627	1.591.684	1.627.737	1.653.732
Varição		3,1%	3,1%	2,3%	1,6%

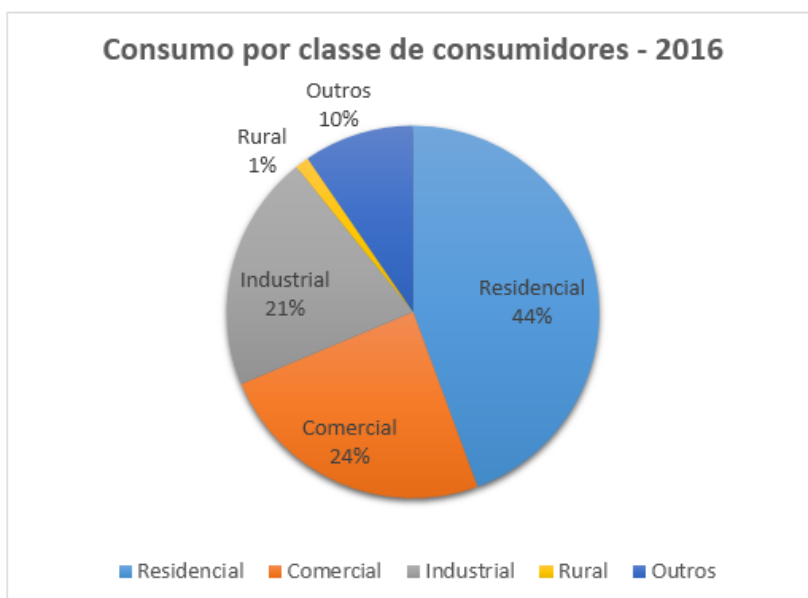
Comportamento do mercado – A distribuição de energia da CPFL Piratininga, no período de janeiro a dezembro de 2016, totalizou 13.543 GWh, sendo 8.589 GWh para o mercado cativo (9.231 GWh em 2015) e 4.953 GWh para o mercado livre (5.640 GWh em 2015).

A classe industrial foi a que registrou o pior resultado no fechamento do ano, com redução de 16,7%, reflexo principalmente da retração dos seguintes ramos de atividade: fabricação de produtos químicos, com redução de 18,4%, fabricação de minerais não metálicos, com redução de 12,6%, fabricação de produtos de borracha e plástico, com redução de 5,3%, e o setor de metalurgia, com redução de 53,2%.

Seguindo o desempenho da classe industrial, a classe residencial fechou o ano com redução de 3,9%, assim como os consumidores livres no uso da rede de distribuição que apresentaram queda de 12,2%, refletindo a contração econômica do país advinda do PIB negativo, queda da produção industrial, taxa de desemprego elevada e contração da massa de renda.

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

Mercado Atendido - GWh					
	2012	2013	2014	2015	2016
Energia Faturada	9.154	9.164	9.527	9.231	8.589
Fornecimento	9.049	9.060	9.414	9.119	8.475
Residencial	3.607	3.807	4.036	3.916	3.762
Comercial	1.970	1.990	2.158	2.169	2.059
Industrial	2.530	2.318	2.265	2.089	1.740
Rural	99	100	106	105	102
Poderes Públicos	218	220	231	229	218
Iluminação Pública	293	312	322	322	323
Serviço Público	332	313	296	289	271
Suprimento p/ agentes de distribuição	104	104	113	113	114
Uso da Rede de Distribuição	6.045	6.432	6.045	5.640	4.953
Consumidores Livres/Dist./Ger.	4.473	4.914	4.618	4.361	4.481
Consumidores Rede Básica	1.572	1.518	1.426	1.279	473
Total	15.198	15.596	15.572	14.872	13.543
Variação		2,6%	-0,2%	-4,5%	-8,9%

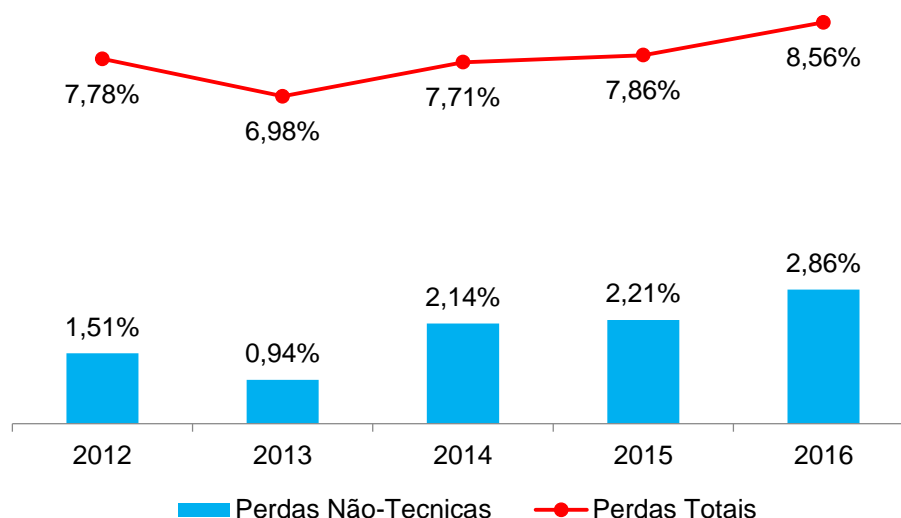


Perdas – A CPFL Piratininga tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate as fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2015 e 2016 foram

respectivamente 7,86% e 8,56%, 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 2015 e 2016, foram respectivamente, 6,92% e 7,51%. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2016 recuperou 90,7 GWh, por intermédio de 78 mil inspeções.

Balço Energético					
Energia Requerida	2012	2013	2014	2015	2016
Venda de Energia	9.159	9.169	9.532	9.236	8.594
Fornecimento	9.159	9.169	9.532	9.236	8.594
Suprimento p/ agentes de distribuição	-	-	-	-	-
Consumidores Livres/Dist./Ger.	4.503	4.909	4.590	4.325	4.974
Consumidores Rede Básica	1.588	1.515	1.428	1.244	412
Mercado Atendido	15.250	15.594	15.550	14.806	13.980
Perdas na Rede Básica	227	210	220	236	220
Perdas na Distribuição	1.059	961	1.079	1.027	1.088
Perdas Técnicas	810	804	719	671	651
Perdas não Técnicas - PNT	249	157	360	356	438
PNT / Energia Requerida %	1,51%	0,94%	2,14%	2,21%	2,86%
Perdas Totais - PT	1.287	1.171	1.299	1.263	1.309
PT / Energia Requerida %	7,78%	6,98%	7,71%	7,86%	8,56%
Total	16.537	16.764	16.849	16.069	15.289

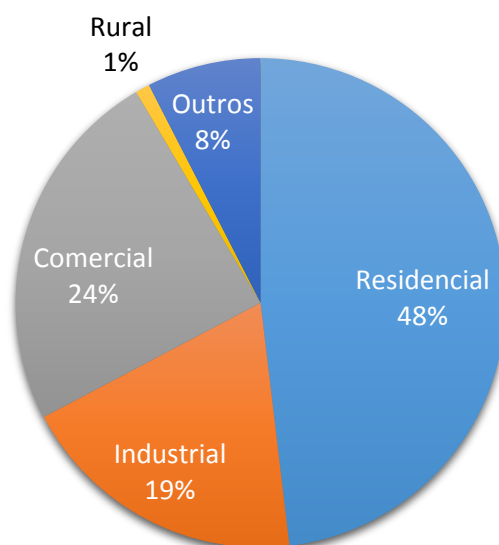


Importante observar que o índice de perdas resultante **não é o utilizado para fins regulatórios** ou **divulgação pública**, devido ao fato de contabilizar as perdas na rede básica. Logo, o índice apresentado neste relatório está mais alto que o regulatório normalmente utilizado, inclusive calculado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

Receita – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 3.961 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2016	2015	%
Residencial	1.906.389	1.765.446	7,98%
Industrial	759.004	865.597	-12,31%
Comercial	960.488	935.817	2,64%
Rural	37.673	36.112	4,32%
Outros	298.372	294.215	1,41%
Total	3.961.927	3.897.187	1,66%

Receita líquida por classe de consumidores - 2016



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 2016 apresentou um crescimento de 1,6 % sobre o mesmo mês de 2015, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2016	2015	%
Residencial	1.548.127	1.525.360	1,5%
Industrial	80.942	77.793	4,0%
Comercial	6.049	6.187	-2,2%
Rural	7.159	7.053	1,5%
Outros	11.455	11.344	1,0%
Total	1.653.732	1.627.737	1,6%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2016, atingiu R\$ 467,47/MWh, com um aumento de 9,4% com relação a 2015. Tal variação decorre do efeito do Reajuste Tarifário Anual (RTA), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.157, de 18 de outubro de 2016, vigente de 23 de outubro de 2016 a 22 de outubro de 2017.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	506,79
Industrial	436,19
Comercial	466,51
Rural	367,58
Outros	367,39

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 90 kWh	De 90 a 200 kWh	Acima de 200 kWh
Tarifas brutas - R\$	445,48	509,38	603,11

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

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

Ano	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
2012	5,66	4,24
2013	7,44	4,58
2014	6,98	4,19
2015	7,24	4,31
2016	6,97	3,80

Atendimento ao consumidor – A CPFL Energia, em seu compromisso de excelência no atendimento ao consumidor, possui uma ampla estrutura de atendimento presencial voltada para o cliente de baixa tensão, que são as Agências de Atendimento. Essa estrutura está presente em toda a área de concessão do Grupo CPFL, composto de 679 municípios, e é dimensionada para cumprir com qualidade e eficiência e presteza, as diretrizes regulatórias vigentes.

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

Como resultado dessa intensa interação com o consumidor e com presença em todos os municípios da área de concessão, no ano de 2016 houve negociação de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de R\$ 8 milhões.

Na CPFL Piratininga, essa estrutura é composta por 33 agências de atendimento e 617 imobiliárias, responsáveis por 2,1 milhões de atendimentos (serviços gerados) em 2016.

Além das Agências de Atendimento presencial e dos 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 2016, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: **(i)** Seguros corporativos; **(ii)** SSQV - Saúde e Segurança e Qualidade de Vida; **(iii)** Gestão de Medição de Tensão; **(iv)** Solução para desligamento programado (PLD); e **(v)** Atualização tecnológica das soluções de segurança da informação.

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

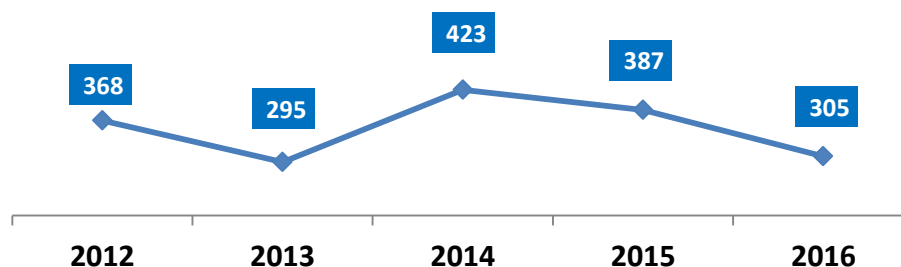
Em 2016, a CPFL Piratininga alcançou receita líquida de R\$ 2.861 milhões, uma redução de 16,6% (R\$ 571 milhões), em decorrência principalmente do fraco desempenho do mercado e da constituição de um passivo financeiro setorial, que começou a ser amortizado com o reajuste tarifário negativo (-24,21%) aplicado em outubro de 2016.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

Em R\$ mil	2016	2015
Lucro Líquido	52.306	104.031
Depreciação e Amortização	98.884	111.148
Resultado Financeiro	112.338	110.272
Impostos sobre o Lucro	41.298	61.355
EBITDA	304.825	386.806

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 305 milhões em 2016, uma redução de 21,2% (R\$ 82 milhões) em relação a 2015 e sua evolução pode ser observada conforme gráfico abaixo:

CPFL Piratininga
Evolução do EBITDA - Últimos 5 anos



Em 2016, a CPFL Piratininga apurou resultado líquido de R\$ 52 milhões, uma redução de 49,7% (R\$ 52 milhões), refletindo principalmente a redução de 21,2% (R\$ 82 milhões) no EBITDA e o aumento de 1,9% (R\$ 2 milhões) na despesa financeira líquida, compensados parcialmente pela redução de 11,0% (R\$ 12 milhões) nos gastos com depreciação e amortização e pelo efeito positivo dos impostos sobre o lucro (R\$ 20 milhões).

Investimentos - Em 2016, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL Piratininga, totalizaram R\$ 168 milhões, uma redução de 26,4% em relação à 2015. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 975 milhões (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

Evolução e Projeção dos Investimentos

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	R\$ Mil Nominais			R\$ Mil em moeda constante de 31/dez/2016				
	2014	2015	2016	2017(p)	2018(p)	2019(p)	2020(p)	2021(p)
Plurianual original								
AIS Bruto	185.991	227.978	167.896	213.073	181.046	176.287	198.547	205.610
Transformador de Distribuição	20.676	24.757	24.482	33.733	25.439	23.089	23.315	24.298
Medidor	20.612	18.300	22.999	31.103	23.456	21.289	21.497	22.404
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	44.411	32.824	27.824	49.498	37.328	33.879	34.211	35.654
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	40.714	65.647	55.649	80.815	60.945	55.314	55.856	58.213
Redes Alta Tensão (69 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	26.458	53.640	3.034	513	1.057	19.380	30.000	-
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	6.850	23.256	26.770	17.412	32.821	23.336	33.670	65.041
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	26.271	9.554	7.139	-	-	-	-	-
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(28.499)	(126.670)	(34.023)	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(28.499)	(38.724)	(34.023)	-	-	-	-	-
Outros	-	(87.946)	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	-	(87.946)	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	-	(26.327)	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	-	(61.618)	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2016R	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P
Plano de Investimentos 2016	167.896	213.073	181.046	176.287	198.547	205.610
R\$ Mil	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	
Plano de Investimentos 2015	193.077	248.984	256.380	244.507	276.683	
Diferença	-13,0%	-14,4%	-29,4%	-27,9%	-28,2%	

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2016 e de 2015 da CPFL Piratininga, 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 2016, a CPFL Piratininga utilizou recursos de empréstimos e financiamentos do BNDES (R\$ 8 milhões) e complementou o saldo restante com recursos de captações sob amparo da Lei 4131 (R\$ 236 milhões).

Valor adicionado – Em 2016, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Piratininga foi de R\$ 2.891.598 mil, representando 53% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	<u>R\$ mil</u>	<u>%</u>
Pessoal e Encargos	143.737	5,0%
Remuneração direta	86.964	3,0%
Benefícios	49.494	1,7%
F.G.T.S.	7.280	0,3%
Impostos, taxas e contribuições	2.407.681	83,3%
Federais	1.304.590	45,1%
Estaduais	1.100.970	38,1%
Municipais	2.121	0,1%
Remuneração de capital de terceiros	272.066	9,4%
Juros	267.851	9,3%
Aluguéis	4.215	0,1%
Remuneração de capital próprio	68.114	2,4%
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	-	0,0%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	72.080	2,5%
Lucros retidos	(3.966)	-0,1%
Total	2.891.598	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 2016 foi de R\$ 5.470.287 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. Conforme a legislação vigente e o Estatuto Social, a ação preferencial dá direito ao recebimento de dividendo pelo menos 10% maior do que o atribuído a cada ação ordinária.

Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 28 de abril de 2016 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2015, por meio da (i) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 38.879 mil, atribuindo-se o valor de R\$ 0,701154796 para cada lote de mil ações ordinárias e R\$ 0,771270275 para cada lote de mil ações preferenciais, e (ii) dividendo adicional proposto no montante de R\$ 68.324 mil, atribuindo-se o valor de R\$ 1,232173897 para cada lote de mil ações ordinárias e R\$ 1,355391287 para cada lote de mil ações preferenciais.

Conforme previsto em Estatuto Social da Companhia e com base nos resultados do primeiro semestre de 2016, a Administração da Companhia aprovou, em 31 de agosto de 2016, a declaração de dividendo intermediário, no montante de R\$ 72.080 mil, sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 1,299913980 e para cada lote de mil ações preferenciais o valor de R\$ 1,429905378.

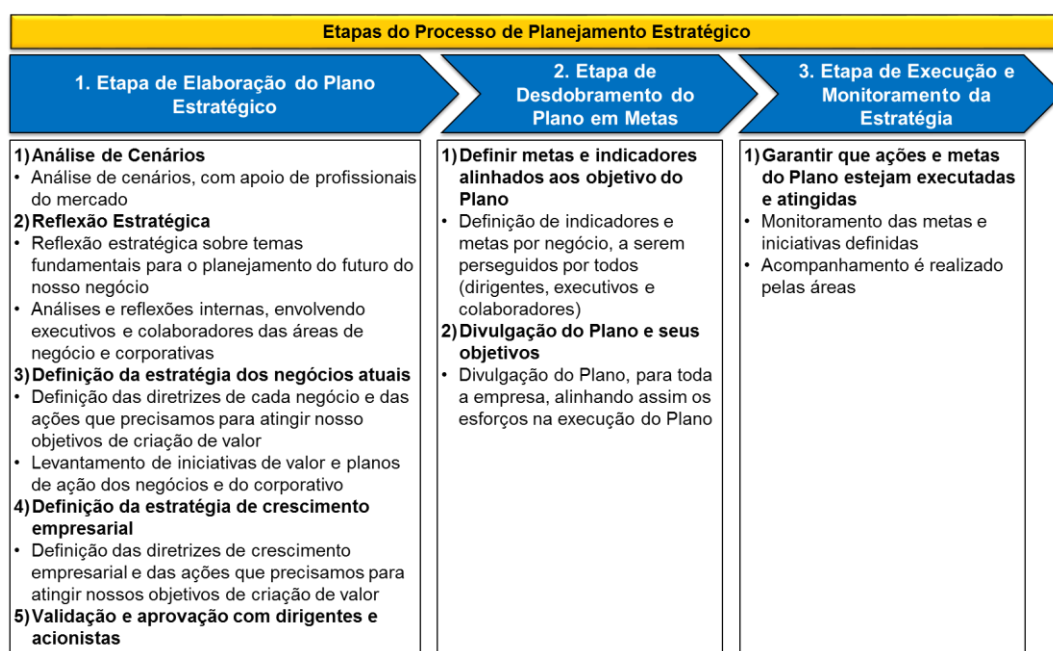
No exercício de 2016, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 267.647 mil referente a juros sobre capital próprio e dividendo.

A destinação do lucro líquido do exercício de 2016 é a seguinte: para compensar o prejuízo acumulado apurado no exercício, foi realizada a absorção parcial da reserva estatutária no montante de R\$ 12.164 mil.

Para maiores detalhes sobre destinação do lucro líquido da CPFL Piratininga, ver o relatório das Demonstrações Financeiras de 2016 em www.cpfl.com.br/ri.

Composição acionária – A CPFL Piratininga é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia. Em 31 de dezembro de 2016, o capital social da CPFL Piratininga era de R\$ 235.556 mil, composto por 53.096.770.180 ações, sem valor nominal, sendo 29.564.002.609 ações ordinárias (56%) e 23.532.767.571 ações preferenciais (44%).

Planejamento empresarial – O 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).

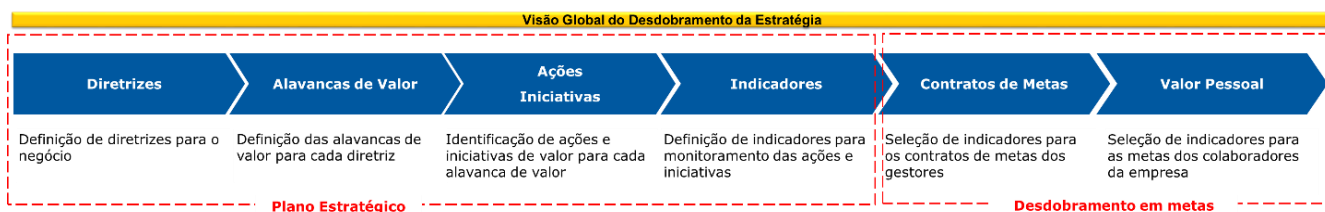


A “Elaboração do Plano Estratégico” ocorre em paralelo ao processo de planejamento orçamentário plurianual, coordenado pela Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores e submetido ao Conselho de Administração.

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 *folders*, *banners* e cartazes em diferentes locais;
- 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.

Adicionalmente, é disponibilizado no Portal de Planejamento Estratégico o detalhamento de como a atuação de cada área está relacionada com a estratégia do grupo. Dessa forma, o colaborador consegue compreender como a atuação dele contribui para a estratégia do grupo.

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.

Como resultado dessa estratégia, a CPFL Energia concluiu em 31 de outubro de 2016 a aquisição da RGE Sul (antiga AES Sul), reforçando sua posição de liderança no setor elétrico.

Com a incorporação da RGE Sul à sua base de distribuição, o número de clientes e de municípios atendidos pelo grupo CPFL passa de 7,8 milhões para 9,1 milhões e de 561 para 679, respectivamente. Já o volume de energia faturada, com base em dados de 2015, passa de 58 mil GWh para 67 mil GWh. Com isso, o *market share* do Grupo CPFL no segmento de distribuição passa de 12,4% para 14,3%.

Gestão pela qualidade total – Em 2016, as atividades compreenderam: (i) a definição de métodos de excelência da gestão, chamados MEG, para a modelagem, gestão da rotina e melhoria contínua de processos de negócio e para projetos de novos produtos e melhorias de processos e (ii) manutenção das certificações na NBR ISO 9001:2008.

Recursos humanos – Em 2016, a CPFL Piratininga investiu R\$ 2.198 mil em programas de formação técnica e desenvolvimento profissional e humano de seus empregados. De modo a manter a Outorgada a par da evolução nas áreas tecnológica e gerencial e oferecer aos empregados oportunidades de desenvolvimento de suas habilidades e potenciais, o treinamento da Outorgada passou a operar sob o conceito de "Universidade Corporativa". Dessa forma, a unidade de treinamento está proporcionando, em associação com instituições de ensino, cursos superiores moldados às necessidades e operações da Outorgada, incluindo programas de Mestrado e Doutorado. A educação contínua nas áreas de qualidade total, de segurança, de gestão e de extensão universitária (especialização, mestrado e doutorado), atingiu 1.227 empregados (podendo um funcionário participar de mais de um treinamento), representando em 97,91 horas de treinamento por empregado no ano.

Responsabilidade social – Cada vez mais, a CPFL Piratininga vem reforçando seu papel de empresa cidadã. Ciente de sua responsabilidade social, tem atuado por meio de políticas, programas e práticas voltadas para o meio ambiente, o desenvolvimento econômico, social e cultural junto à comunidade. O detalhamento destas atividades e projetos está sendo apresentado no Relatório Anual da CPFL Energia, disponível em www.cpfl.com.br/relatorioanual.

CPFL Piratininga em números

Atendimento	2016	2015	%
Número de consumidores	1.653.732	1.627.738	1,6%
Número de empregados ¹	87	80	8,7%
Número de consumidores por empregado	19.008	20.347	-6,6%
Número de localidades atendidas	27	27	-
Número de agências	33	33	-
Número de postos de atendimento	1	0	-
Número de postos de arrecadação	0	409	-100,0%

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

Mercado	2016	2015	%
Área de concessão (Km ²)	6.785	6.785	-
Demanda máxima (MWh/h)	2.347	2.608	-10,0%
Mercado atendido (GWh)	13.543	14.872	-8,9%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.430	2.567	-5,3%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	467,47	427,38	9,4%
Residencial	506,79	450,86	12,4%
Comercial	466,51	431,39	8,1%
Industrial	436,19	414,26	5,3%
Rural	367,58	344,29	6,8%
DEC (horas)	6,97	7,24	-3,7%
FEC (número de interrupções)	3,80	4,31	-11,8%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	162,70	246,35	-34,0%

Operacionais	2016	2015	%
Número de subestações	52	51	2,0%
Linhas de transmissão (Km)	661	660	0,1%
Linhas de distribuição (Km)	23.517	23.274	1,0%

Financeiros	2016	2015	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	5.470.287	6.587.369	-17,0%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	2.861.340	3.431.950	-16,6%
Resultado da atividade (R\$ mil)	205.941	275.658	-25,3%
Margem operacional do serviço líquida (%)	7,20%	8,03%	-
EBITDA OU LAJIDA	304.825	386.806	-21,2%
Lucro líquido (R\$ mil)	52.306	104.031	-49,7%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	476.473	779.205	-38,9%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	10,98%	13,35%	-
Endividamento (incluindo derivativos) (R\$ mil)	1.576.418	1.682.503	-6,3%
Em moeda nacional (%)	21%	44%	-
Em moeda estrangeira (%)	79%	56%	-

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 CPFL Piratininga. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente.

Campinas, 27 de abril de 2017.

A Administração

Companhia Piratininga de Força e Luz
CNPJ no 04.172.213/0001-51

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias em
31 de dezembro de 2016 e 2015
(Valores expressos em milhares de reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

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

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, 1755 - Km 2,5, CEP 13088-140 – Parque São Quirino - Campinas – São Paulo.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 22 de outubro de 2028, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 27 municípios do interior e litoral do Estado de São Paulo, atendendo a 1,7 milhões de consumidores (informações não examinadas pelos auditores independentes). Entre os principais municípios estão Santos, Sorocaba e Jundiá.

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 por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014 e também seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – (“CPC”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas pela ANEEL.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa, podendo apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias, estas diferenças estão apresentadas e explicadas na nota explicativa 31, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas Demonstrações Financeiras 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 das demonstrações contábeis regulatórias foi dada pela Administração em 24 de abril de 2017.

Essas demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (www.aneel.gov.br) e da Companhia (www.cpfl.com.br) a partir de 28 de abril de 2017.

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, 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 28 de Instrumentos Financeiros e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

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

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

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias;
- Nota 9 – Tributos diferidos;
- Nota 14 – Benefícios Pós-Emprego;
- Nota 17 – Provisão para litígios;
- Nota 21 – Receita/Ingresso;
- Nota 28 – Instrumentos financeiros.

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

As 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. 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:

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

- Passivos financeiros

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

- Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação 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.
- 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 28.

- 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.

3.2 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.

3.3 Imobilizado em curso

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

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

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

3.4 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.

3.5 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.

3.6 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 quatro 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 de fevereiro de 2010. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia considera o processo de elaboração da Base de Remuneração Regulatória – BRR para fins do 4º ciclo de Revisão Tarifária, realizado na data-base de 30 de abril de 2015, que foi aprovado pelo Despacho nº 3.500 de 16 de outubro de 2015, portanto a Companhia reconheceu a referida reavaliação nas demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2015. O registro da reavaliação considerou a atualização monetária pelo IGP-M da data-base de 30 de abril de 2015 até 30 de setembro de 2015.

Com a implantação do laudo homologado da revisão tarifária, a Companhia efetivou o registro do laudo de avaliação da base de remuneração e as movimentações de 2016 refletem basicamente aos efeitos do referido laudo.

3.7 Redução ao valor recuperável (“impairment”)

- Ativos financeiros

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

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para 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.

3.8 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.

3.9 Benefícios a empregados

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos pelo regime de 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 Companhia 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.

3.10 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 contabilizado a débito no patrimônio líquido quando de sua proposição pela Administração, por atenderem, neste momento, o critério de obrigação.

3.11 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.

3.12 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 de ágios incorporados, 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.

3.13 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 21.3) referem-se à compensação de descontos concedidos já incorridos com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato, nos termos do CPC 07.

3.14 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 quatro 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.

3.15 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 2016:

a) IFRS 14 - Contas regulatórias diferidas

A IFRS 14 determina a contabilização de saldos de contas regulatórias diferidas referente ao mercado em que a tarifa é regulada apenas para adotantes iniciais das IFRSs, permitindo aos adotantes iniciais manterem suas políticas e práticas contábeis sobre ativos e passivos regulatórios contabilizadas conforme os GAAP anteriores.

Considerando que a Companhia não é adotante inicial do IFRS, a IFRS 14 não foi aplicável.

b) Alterações à IAS 16/CPC 27 e ao IAS 38/CPC 04 (R1) – Esclarecimento sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização

As alterações à IAS 16/CPC 27 proíbem as empresas de usarem o método de depreciação baseada na receita para itens do imobilizado. As alterações ao IAS 38/CPC 04 (R1) introduzem a premissa refutável de que a receita não é uma base apropriada para determinar a amortização de um ativo intangível. Essa premissa pode ser refutada apenas nas duas condições abaixo:

- (iii) quando o ativo intangível for expressamente mensurado pela receita; ou
- (iv) quando for possível demonstrar que a receita e os benefícios econômicos do ativo intangível são altamente correlacionados.

Com o início da vigência das alterações, a Companhia passou a adotar prospectivamente o método linear de amortização do ativo intangível da concessão, pelo prazo remanescente da concessão.

c) Alterações ao IAS 1/CPC 26 – Iniciativa de Divulgações

As alterações ao IAS 1/CPC 26 oferecem orientações com relação à aplicação da materialidade na prática. A aplicação das alterações ao IAS 1/CPC 26 não causou impactos relevantes sobre as divulgações ou valores reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

d) Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2012 – 2014

A aplicação das alterações não causou impacto relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

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 2016. A Companhia não adotou as IFRS novas ou revisadas a seguir:

a) CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros

O CPC 48/IFRS 9 será aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, com adoção antecipada permitida.

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 IAS 39/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, a IFRS 9/CPC 48 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no IAS 39/CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessas expectativas a cada data de reporte para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial. Em outras palavras, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

No que tange as modificações relacionadas a contabilização de *hedge*, a IFRS 9/CPC 48 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos na IAS 39/CPC 38. Por outro lado, esta nova norma 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 IAS 39/CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de

concessão. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorre em função da não classificação nas outras três categorias descritas no IAS 39/CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). A opinião preliminar da Administração é que, caso estes ativos sejam classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma, os efeitos da mensuração subsequente deste ativo seria registrado no resultado do exercício. Assim, não haverá impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Adicionalmente, como 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 no que tange às alterações da norma sobre este tópico. Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia está avaliando os eventuais impactos da adoção desta norma.

b) CPC 47/IFRS 15 e Esclarecimentos ao IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

O CPC 47/IFRS 15 estabelece um modelo simples e claro para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, quando se tornar efetivo, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/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.

Em suma, pelos novos requerimentos da IFRS 15, 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.

A IFRS 15 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, sendo permitida sua adoção antecipada. A Companhia está avaliando os potenciais impactos da adoção deste novo pronunciamento, e preliminarmente, avalia que tendem a não ser relevantes em suas demonstrações financeiras.

c) Alterações ao IAS 12/CPC 32 – Reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas

Emitidas em 19 de janeiro de 2016, as alterações ao IAS 12 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.

As alterações ao IAS 12 serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2017, sendo permitida sua adoção antecipada. A administração da Companhia avalia que a aplicação das alterações ao IAS 12 tende a não causar impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

d) Alterações ao IAS 7/CPC 03 – Iniciativa de divulgação

Emitidas em 29 de janeiro de 2016, as alterações ao IAS 7 da Iniciativa de Divulgação têm como objetivo que as entidades forneçam divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as alterações nas responsabilidades decorrentes das atividades de financiamento.

Para tanto, o IASB exige que sejam divulgadas as seguintes variações nos passivos decorrentes de atividades de financiamento: (i) alterações de fluxos de caixa de atividades de financiamento; (ii) variações decorrentes da obtenção ou perda do controle de subsidiárias ou de outros negócios; (iii) efeito de variações cambiais; (iv) variações de valores justos; e (v) outras variações.

O IASB define passivos decorrentes de atividades de financiamento como passivos "para os quais os fluxos de caixa foram ou serão classificados nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa como fluxos de caixa das atividades de financiamento". Saliencia também que as novas exigências de divulgação referem-se similarmente às alterações nos ativos financeiros, caso estes atendam à mesma definição. Por último, as alterações indicam que as variações dos passivos decorrentes de atividades de financiamento devem ser divulgadas separadamente das alterações de outros ativos e passivos.

As alterações ao IAS 7 serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2017, sendo permitida sua adoção antecipada. Uma vez que as alterações foram divulgadas em um intervalo de tempo menor que um ano antes do período obrigatório de adoção, as entidades ficam desobrigadas de

publicação de informações comparativas na adoção inicial das alterações. A administração da Companhia avalia que a aplicação das alterações ao IAS 7 implicará em alterações na abertura de classificação de valores das demonstrações de fluxo de caixa da Companhia para os períodos futuros, sem outros impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

e) Alterações à IFRS 4 – Aplicação da IFRS 9 - Instrumentos financeiros com a IFRS 4 – Contratos de seguros

Emitida em 12 de setembro de 2016, as alterações abordam as preocupações decorrentes da implementação da IFRS 9 – Instrumentos Financeiros antes da implementação da nova norma que substituirá a IFRS 4, por potenciais volatilidades temporárias nos resultados reportados.

Uma vez que a Companhia não aplica o pronunciamento de seguros, a administração da Companhia avalia que as alterações à IFRS 4 não causarão impactos em suas demonstrações financeiras.

f) 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, sendo permitida sua adoção antecipada.

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.

g) Alterações ao CPC 28/IAS 40 - Propriedade de investimento

Emitidas em 8 de dezembro de 2016, as alterações ao IAS 40 esclarecem os requisitos relativos às transferências de ou para propriedades de investimento. As alterações serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, sendo permitida sua adoção antecipada.

A administração da Companhia está avaliando os eventuais impactos destas alterações em suas demonstrações financeiras.

h) Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2014 – 2016

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. As melhorias emitidas em 8 de dezembro de 2016 tratam do seguinte tema:

h.1) 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.

Com base em avaliação preliminar, a Administração da Companhia 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 determina 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 estão 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 BM&FBOVESPA S.A. e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 28) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Caixa	8.146	17.600
Equivalentes de caixa	<u>775.672</u>	<u>558.816</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	4.499	4.760
Certificado de depósito bancário (b)	290.956	209.410
Fundos de investimento (c)	<u>480.217</u>	<u>344.646</u>
Total	<u>783.818</u>	<u>576.416</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 do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI").

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, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101,7% do CDI.

c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média de 100,4% 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.

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes							Valores Renegociados					Total em 31/12/2016	Total em 31/12/2015	
	Correntes a Vencer		Correntes Vencidas					Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos					
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos			
Fornecimento de Energia	308.827	-	122.137	21.348	7.189	12.776	(31.402)	2.542	23.452	2.152	12.855	(20.779)	461.096	642.949	
Residencial	59.439	-	86.410	14.535	602	3.158	(16.837)	1.770	7.775	679	6.195	(6.047)	157.681	224.552	
Industrial	15.317	-	14.752	2.030	2.452	8.198	(8.411)	186	3.945	1.107	3.965	(4.088)	39.452	66.238	
Comercial	23.636	-	14.220	2.901	3.126	1.385	(6.154)	550	6.690	282	1.848	(4.831)	43.651	61.143	
Rural	1.402	-	829	87	7	9	-	19	57	14	22	(5)	2.442	3.021	
Poderes Públicos	7.928	-	1.325	17	-	3	-	17	4.985	-	-	(4.985)	9.291	22.206	
Iluminação Pública	8.001	-	1.998	-	-	-	-	-	-	70	-	-	10.068	16.551	
Serviço Público	8.325	-	1.596	1.299	996	21	-	-	-	-	825	(822)	12.240	16.344	
Serviço Taxado	1.017	-	1.007	478	5	2	-	-	-	-	-	-	2.510	1.056	
Fornecimento Não Faturado	183.771	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	183.771	231.865	
(-) Arrecadação Processo Classif.	(9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(27)	
Encargos Tarifários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
Outros consumidores	10.380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.380	(14.386)	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	3.653	-	-	-	-	-	(593)	-	-	-	-	-	3.060	1.164	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	142	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142	189	
Energia Elétrica de Curto Prazo	72.157	8.208	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80.365	20.388	
Outras Concessionárias e Permissionárias	31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31	31	
TOTAL	395.190	8.208	122.137	21.348	7.189	12.776	(31.995)	2.542	23.452	2.152	12.855	(20.779)	555.076	650.336	
													Circulante	541.572	638.856
													Não Circulante	13.504	11.480
														555.076	650.336

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa é como segue:

	Consumidores, concessionárias e permissionárias
Saldo em 31/12/2014 (não auditado)	(29.923)
Provisão revertida (constituída)	(59.099)
Recuperação de receita	18.920
Baixa de contas a receber provisionadas	27.676
Saldo em 31/12/2015	(42.426)
Provisão revertida (constituída)	(85.970)
Recuperação de receita	26.191
Baixa de contas a receber provisionadas	49.431
Saldo em 31/12/2016	(52.774)
Circulante	(49.956)
Não circulante	(2.818)

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.
- Casos que ocorram recuperação judicial vencida há mais de 60 dias também são provisionados.

ii) Valores renegociados:

- Residencial 90 dias;
- Demais classes 180 dias;
- Provisão de 100% dos débitos de parcelamentos que não possuam garantia real;
- Casos que ocorram recuperação judicial vencida há mais de 60 dias também são provisionados.

7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	1.810	7.348
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	7.792	14.201
Imposto de renda e contribuição social a compensar	1.186	5.519
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	5.611	4.493
ICMS a compensar	13.742	13.073
Programa de integração social - PIS	848	560
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.812	2.536
Instituto nacional de seguridade social - INSS	1.365	4.325
Outros	79	78
Total	<u>36.247</u>	<u>52.134</u>
<u>Não circulante</u>		
ICMS a compensar	19.179	18.431
Total	<u>19.179</u>	<u>18.431</u>

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

ICMS a compensar – No não circulante, refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativo imobilizado.

8. ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

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

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2015	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2016	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	722.860	(41.992)	(493.835)	182.759	(82.686)	39.414	326.522	280.291	46.231	289.157	37.364
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	255.153	11.175	(267.879)	142.466	129.242	(57.232)	212.925	181.451	31.474	187.487	25.438
Custo de Energia Itaipu	265.226	3.173	(86.719)	7.929	(237.186)	57.766	10.190	-	10.190	1.954	8.236
Proinfa	-	21.729	(4.939)	2.605	387	1.203	20.986	20.815	171	20.848	138
Transporte de Rede Básica	14.368	5.173	(15.354)	1.007	67	-	5.261	1.379	3.883	2.123	3.138
Transporte de Energia - Itaipu	3.142	1.212	(2.620)	341	-	-	2.075	1.561	513	1.660	415
ESS/EER	35.156	8.692	(12.991)	13.733	3.278	27.217	75.085	75.085	-	75.085	-
CDE	149.815	(93.146)	(103.333)	14.678	21.526	10.460	-	-	-	-	-
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	162.121	255.706	(99.906)	(3.833)	(148.019)	125	166.194	124.003	42.191	132.094	34.100
Neutralidade da Parcela A	15.958	109.621	(26.477)	6.879	10	-	105.991	89.094	16.898	92.334	13.657
Sobrecontratação de Energia	111.524	147.388	(38.141)	(11.948)	(156.918)	125	52.031	26.737	25.293	31.588	20.442
Diferimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	1.290	(1.303)	-	14	-	-	-	-	-	-	-
Outros	33.348	-	(35.288)	1.222	8.889	-	8.172	8.172	-	8.172	-
Total Ativos Financeiros Setoriais	884.980	213.714	(593.740)	178.926	(230.704)	39.539	492.716	404.294	88.422	421.252	71.464

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

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2015	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2016	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva (a)	300.859	591.662	(235.206)	166.995	(224.422)	39.414	639.302	514.432	124.870	538.380	100.923
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	181.223	353.731	(112.724)	99.925	(258.591)	(57.232)	206.332	196.014	10.318	197.993	8.339
Custo de Energia Itaipu	-	3.969	(7.289)	14.207	(4.365)	57.766	64.288	64.288	-	64.288	-
Proinfa	4.926	(2.174)	(4.261)	306	-	1.203	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	2.606	(2.739)	-	133	-	-	-	-	-	-	-
ESS/EER	112.104	70.377	(87.662)	29.177	12.453	27.217	163.666	106.584	57.082	117.531	46.135
CDE	-	168.498	(23.270)	23.247	26.081	10.460	205.016	147.546	57.470	158.567	46.448
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	56.081	194.251	(58.167)	18.388	(2.835)	125	207.842	140.344	67.497	143.513	64.328
Sobrecontratação de Energia	8.288	(76)	(1.760)	751	125	7.328	7.415	(87)	7.399	(70)	(70)
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	19.746	45.274	-	5.915	(3.440)	-	67.494	-	67.494	3.169	64.325
Devolução referente liminares (nota 21.3.2)	-	152.096	(31.419)	11.734	-	-	132.410	132.410	-	132.410	-
Outros	28.047	(3.043)	(24.988)	(12)	605	-	609	519	90	536	73
Total Passivos Financeiros Setoriais	356.941	785.913	(293.373)	185.383	(227.257)	39.539	847.145	654.777	192.367	681.894	165.251

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.

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;
Repasso 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 23 de outubro de 2015 a 22 de outubro de 2016, 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 23 de outubro de 2016, logo após o final da vigência da Revisão Tarifária de 23 de outubro de 2015, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação, ou seja, a RTE não alterou o mecanismo de compensação.

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

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

b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

i) Neutralidade 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) Diferimento/Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica

Refere-se aos componentes financeiros referente a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores.

iv) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que 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) 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 e (iii) 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:

	31/12/2016		31/12/2015	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Benefício Fiscal do Ágio	12.251	42.044	13.286	45.597
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	5.330	14.838	18.636	51.709
Diferenças temporariamente indedutíveis				
Provisões para litígios	8.441	23.448	6.183	17.176
Entidade de previdência privada	1.711	4.753	1.867	5.185
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	4.953	13.758	4.045	11.237
Provisão energia livre	1.704	4.733	1.494	4.151
Programas de P&D e eficiência energética	3.370	9.361	2.965	8.236
Provisão relacionada a pessoal	498	1.383	404	1.123
Derivativos	(9.150)	(25.415)	(38.892)	(108.033)
Instrumentos financeiros (CPC)	(1.260)	(3.499)	(1.613)	(4.481)
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	174	484	189	525
Perdas atuariais (CPC)	3.541	9.835	3.541	9.835
Outros	(74)	(472)	345	452
Diferenças temporariamente indedutíveis - resultado abrangente acumulado				
Reavaliação regulatória compulsória	(43.271)	(120.197)	(58.752)	(163.201)
Perdas atuariais (CPC)	7.109	19.750	587	1.634
Total	(4.673)	(5.195)	(45.715)	(118.855)

9.1 - Benefício fiscal do ágio incorporado:

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre o ágio de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos ágios incorporados que os originaram, conforme o lucro líquido projetado da Companhia durante o prazo remanescente da concessão. No exercício de 2016, a taxa anual de amortização aplicada foi de 3,86% (4,03% no exercício de 2015).

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

9.2. 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:

	2016		2015	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	93.603	93.603	165.386	165.386
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Juros sobre o capital próprio	-	-	(14.030)	(14.030)
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(1.039)	(1.039)	-	-
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	26.677	26.677	30.160	30.160
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	1.270	2.567	3.185	(2.589)
Base de cálculo	120.510	121.807	184.701	178.927
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(10.846)	(30.452)	(16.623)	(44.732)
Corrente	(31.047)	(86.219)	7.494	22.432
Diferido	20.201	55.768	(24.117)	(67.164)

(*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2016 e 2015 foram os seguintes:

	2016		2015	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas/ (ganhos) atuariais	134.263	134.263	(48.884)	(48.884)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(12.084)	(33.566)	4.400	12.221
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	5.562	15.450	-	-
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(6.522)	(18.116)	4.400	12.221

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 2016 é negativo de R\$ 54.095 e (R\$ 157.188 em 2015).

10. OUTROS ATIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2015
Adiantamentos - Fundação CESP	1.430	2.142	-
Serviços prestados a terceiros	1.354	908	-
Convênios de arrecadação	-	14.167	-
Contas a receber - Eletrobrás	33.716	26.060	-
Adiantamentos a funcionários	2.623	2.372	-
Faturas diversas	2.661	6.857	-
Arrendamentos e alugueis de postes	4.234	4.562	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(2.260)	(2.523)	-
Outros	5.670	5.129	6
Total	49.429	59.674	6

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. A partir de 2016 a Companhia passou a efetuar o encontro de contas com o passivo (nota 18)

Contas a receber – Eletrobrás – Refere-se: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.688 (R\$ 2.184 em 31 de dezembro de 2015) (nota 21.3.1), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 14.839 (R\$ 23.876 em 31 de dezembro de 2015) (nota 21.3.1) e (iii) descontos tarifários -

liminares no montante de R\$ 17.189 (nota 21.3.2).

Em 2016 a Companhia efetuou o encontro de contas do contas a receber - Eletrobrás e do contas a pagar de CDE (nota 18) no montante de R\$ 190.250, sendo (i) R\$ 40.314 com base na liminar obtida em maio 2015 e (ii) R\$ 149.936 autorizado por meio do despacho nº 1.576/2016

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

	Outros Ativos Circulantes
Saldo em 31/12/2014 (não auditado)	(3.294)
Provisão revertida (constituída)	771
Saldo em 31/12/2015	(2.523)
Provisão revertida (constituída)	263
Saldo em 31/12/2016	(2.260)
Circulante	(2.260)

11. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2016			2015
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	3,76%	4.327.596	(2.062.766)	2.264.831	2.374.665
Custo Histórico		2.750.708	(1.100.518)	1.650.190	1.579.965
Reavaliação		1.576.888	(962.248)	614.641	794.700
Administração	0,14%	52.674	(26.839)	25.834	21.514
Custo Histórico		40.666	(18.263)	22.403	17.461
Reavaliação		12.007	(8.576)	3.431	4.053
Subtotal		4.380.270	(2.089.605)	2.290.665	2.396.179
Em Curso		169.074	-	169.074	126.182
Distribuição		154.901	-	154.901	108.702
Administração		14.172	-	14.172	17.479
Subtotal		169.074	-	169.074	126.182
Total		4.549.344	(2.089.605)	2.459.739	2.522.361

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação (nota 3.6)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2016	Valor Líquido em 31/12/2015
Distribuição	4.270.329	22.929	(52.152)	153.743	(76.206)	(69)	4.318.574	124.520	(2.054.063)	2.264.510	2.374.665
Terrenos	101.307	-	-	-	(6.976)	-	94.331	-	-	94.331	101.307
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	71.073	14	-	3.672	15.740	51	90.550	3.686	(64.095)	26.455	27.354
Máquinas e Equipamentos	4.052.296	22.915	(51.971)	144.981	(72.733)	130	4.095.618	115.925	(1.965.335)	2.130.283	2.233.416
Veículos	39.394	-	(181)	4.964	(8.331)	(282)	35.565	4.783	(23.363)	12.202	11.334
Móveis e Utensílios	6.259	-	-	125	(3.905)	32	2.511	125	(1.270)	1.241	1.255
Administração	52.407	-	-	9.220	-	69	61.696	9.220	(35.541)	26.155	21.514
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	3.331	-	-	4.350	-	-	7.681	4.350	(429)	7.251	3.138
Máquinas e Equipamentos	40.704	-	-	3.872	-	29	44.605	3.872	(29.061)	15.544	15.588
Veículos	3.097	-	-	707	-	25	3.828	707	(1.946)	1.882	1.516
Móveis e Utensílios	5.276	-	-	292	-	15	5.583	292	(4.105)	1.477	1.273
Subtotal	4.322.736	22.929	(52.152)	162.963	(76.206)	-	4.380.270	133.740	(2.089.605)	2.290.665	2.396.179
Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2016	Valor Líquido em 31/12/2015
Distribuição	108.702	188.878	-	(142.678)	-	-	154.901	46.199	-	154.901	108.702
Máquinas e Equipamentos	67.812	178.586	-	(141.782)	-	-	104.615	36.803	-	104.615	67.812
Outros	40.890	10.292	-	(896)	-	-	50.286	9.396	-	50.286	40.890
Administração	17.479	17.015	-	(20.322)	-	-	14.172	(3.307)	-	14.172	17.479
Máquinas e Equipamentos	3.480	7.243	-	(3.700)	-	-	7.022	3.542	-	7.022	3.480
Outros	13.999	9.772	-	(16.622)	-	-	7.150	(6.849)	-	7.150	13.999
Subtotal	126.182	205.892	-	(163.000)	-	-	169.074	42.892	-	169.074	126.182
Total do Ativo Imobilizado	4.448.917	228.821	(52.152)	(37)	(76.206)	-	4.549.344	176.632	(2.089.605)	2.459.739	2.522.361

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 2016	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos	Total
Imobilizado em Curso	108.340	53.399	12.362	1.717	130	24.364	200.311
Terrenos	112	5	-	5	-	13	134
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	-	1.563	-	14	-	-	1.576
Máquinas e Equipamentos	101.830	45.697	12.272	1.641	127	24.260	185.828
Veículos	5.983	1.727	-	-	-	64	7.775
Móveis e Utensílios	414	-	-	-	-	7	421
A Ratear	-	4.407	90	57	3	19	4.576
Outros - Estoque	-	-	-	-	-	5.582	5.582
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	1.884	1.884
Material em Depósito	-	-	-	-	-	4.403	4.403
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	(686)	(686)
Adiantamentos a Fornecedores	-	-	-	-	-	(19)	(19)
Total das Adições	108.340	53.399	12.362	1.717	130	29.946	205.892

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

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação (nota 3.6)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	4.052.296	22.915	(51.971)	144.981	(72.733)	130	4.095.618	115.925
Transformador de Distribuição	403.507	-	(14.585)	24.482	52.430	(51)	465.784	9.897
Medidor	440.727	36	(9.740)	22.962	(10.824)	2.538	445.699	13.259
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	561.224	-	(8.435)	27.824	(30.028)	(800)	549.785	19.389
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	1.122.449	-	(16.871)	55.649	(60.057)	(1.601)	1.099.569	38.778
Redes Alta Tensão (69 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	718.840	-	(402)	3.034	(62.557)	(15)	658.900	2.632
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	31.038	-	-	-	(3.705)	(0)	27.333	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	640.291	22.879	(3.197)	3.891	54.131	941	718.936	23.573
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	134.220	-	1.259	7.139	(12.123)	(882)	129.612	8.398

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições (A)	Transferências (C)	Reavaliação (nota 3.6)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições Líquidas (A)+(C)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2016	Valor Líquido em 31/12/2015
Ativo Intangível em Serviço										
Distribuição	145.726	-	3.274	(7.302)	(50.700)	90.997	3.274	(48.188)	42.809	50.798
Servidões	41.823	-	1.662	(3.048)	-	40.437	1.662	-	40.437	41.823
Softwares	103.300	-	1.612	(4.254)	(50.700)	49.958	1.612	(48.020)	1.938	8.503
Outros	602	-	-	-	-	602	-	(168)	434	471
Administração	146.689	-	1.260	-	50.700	198.649	1.260	(165.627)	33.022	44.467
Softwares	146.689	-	1.260	-	50.700	198.649	1.260	(165.627)	33.022	44.467
Subtotal	292.415	-	4.535	(7.302)	-	289.647	4.535	(213.815)	75.832	95.264
Ativo Intangível em Curso										
Distribuição	9.705	9.467	(3.274)	-	(583)	15.314	6.192	-	15.314	9.705
Servidões	3.152	8.102	(1.662)	-	-	9.592	6.440	-	9.592	3.152
Outros	6.553	1.365	(1.612)	-	(583)	5.722	(248)	-	5.722	6.553
Administração	4.464	11.380	(1.223)	-	583	15.204	10.157	-	15.204	4.464
Outros	4.464	11.380	(1.223)	-	583	15.204	10.157	-	15.204	4.464
Subtotal	14.169	20.846	(4.498)	-	-	30.518	16.349	-	30.518	14.169
Total do Ativo Intangível	306.584	20.846	37	(7.302)	-	320.165	20.884	(213.815)	106.350	109.434

O montante de R\$ 37 da coluna de transferências refere-se a valores do ativo imobilizado em curso.

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

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

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

12. FORNECEDORES

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Encargos de Uso da Rede Elétrica	27.966	67.961
Suprimento de Energia Elétrica	334.357	496.521
Materiais e serviços	68.722	50.128
Outros	35.314	30.972
Total	<u>466.360</u>	<u>645.582</u>

13. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

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

	<u>Encargos</u>		<u>Principal</u>		<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>		
Empréstimos e financiamentos	11.004	17.213	137.207	1.155.774	1.321.198	1.709.421
Debêntures	21.301	-	32.920	311.425	365.646	365.789
Total	<u>32.305</u>	<u>17.213</u>	<u>170.127</u>	<u>1.467.199</u>	<u>1.686.844</u>	<u>2.075.209</u>

13.1 Encargos de Dividas, Empréstimos e Financiamentos

	Remuneração a.a.	Condições de amortização	Garantias	Encargos - circulante e não circulante	31/12/2016		31/12/2015		
					Principal		Encargos - circulante e não circulante	Principal	
					Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
Mensuradas ao custo									
Moeda nacional									
BNDES									
FINEM IV	TJLP + 2,12% a 3,3% (a)	72 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	75	18.365	1.530	140	18.105	19.614
FINEM IV	Pré fixado 5,5% (b)	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	38	3.918	12.079	48	3.918	15.997
FINEM IV	Pré fixado 8,0% (c)	90 Parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	4	561	608	6	561	1.169
FINEM V	TJLP + 2,06% a 3,06% (d)	72 parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	159	14.559	29.118	210	14.353	43.058
FINEM V	Pré fixado 2,5% (e)	96 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	45	6.865	33.754	52	6.865	40.619
FINEM V	Pré fixado 2,5% (f)	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	2	395	1.942	3	395	2.337
FINEM VI	TJLP + 2,12% a 2,66% (g)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	236	12.484	53.058	248	8.600	60.206
FINEM VI	Pré fixado 6,0% (h)	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	73	3.879	24.246	78	2.849	27.536
FINEM VI	SELIC + 2,62% a 2,66% (i)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	47	7.919	33.654	46	4.945	34.615
FINAME	Pré fixado 4,5%	96 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia	23	4.000	8.000	31	4.000	12.000
Instituições financeiras									
Banco do Brasil-capital de giro	104,9% do CDI (j)	2 parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia	22.951	11.000	33.000	14.353	-	44.000
Outros									
ELETROBRÁS	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de agosto de 2006	Recebíveis e notas promissórias	-	-	-	-	88	-
Outros				-	-	-	764	-	257
Total moeda nacional - mensuradas ao custo				23.653	83.945	230.989	15.978	64.679	301.408
Mensuradas ao valor justo									
Moeda estrangeira									
Instituições financeiras									
Scotiabank	US\$ + 3,3125% (1)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	1.932	122.805	-
Santander	US\$ + 2,58% (2)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	2.282	174.985	-
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (3)	Parcela única em março de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	270	-	162.955	262	-	195.240
Sumitomo	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (4) (k)	Parcela única em abril de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	757	-	162.955	698	-	195.240
BNP Paribas	EURO + 1,6350% (5)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.455	-	187.367	1.822	-	234.652
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,41% (6)	02 Parcelas anuais a partir de janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	792	-	203.694	728	-	244.050
Bank of America Merrill Lynch	US\$ + Libor 3 meses + 1,15% (7)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	154	48.810	-
Scotiabank	US\$ + 2,08% (8)	Parcela única em agosto de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória	460	53.775	-	551	-	64.429
Bank of America Merrill Lynch	US\$ + Libor 3 meses + 1,15% (9)	Parcela única em agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	229	97.620	-
Operação sindicalizada (**) - Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC-Export Development Canada	US\$ + Libor 3 meses + 2,7% (10)	05 Parcelas semestrais a partir de maio de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	831	-	217.273	-	-	-
Marcação a mercado				-	(182)	(5.049)	-	(4.291)	(53.061)
Total moeda estrangeira - mensuradas ao valor justo				4.565	53.593	929.195	8.658	439.929	880.550
Gastos com captação (*)				-	(331)	(4.410)	-	(53)	(1.726)
Total				28.217	137.207	1.155.774	24.636	504.554	1.180.231

Swap convertendo o custo da operação de variação de moeda para variação da taxa de juros em reais, correspondendo a:

(1) 104,9% do CDI a.a. (2) 105,8% do CDI a.a. (3) 109,5% do CDI a.a. (4) 105,7% e 105,9% do CDI a.a. (5) 103,6% do CDI a.a. (6) 108,6% do CDI a.a. (7) 102,9% do CDI a.a. (8) 103,5% do CDI a.a. (9) 102,5% do CDI a.a. (10) 108,15% a 116% do CDI a.a.

(a) taxa efetiva 60,7% a 68,82% do CDI
(b) taxa efetiva 45,68% do CDI
(c) taxa efetiva 65,91% do CDI
(d) taxa efetiva 88,65% a 100,53% do CDI
(e) taxa efetiva 30,35% do CDI
(f) taxa efetiva 30,65% do CDI
(g) taxa efetiva 68,69% a 72,65% do CDI
(h) taxa efetiva 48,39% do CDI
(i) taxa efetiva 122,33% do CDI
(j) taxa efetiva 109,47% do CDI
(k) taxa efetiva 107,3% do CDI

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

(**) Operação sindicalizada – empréstimos financeiros em moeda estrangeira, tendo como contraparte um grupo de instituições financeiras.

Conforme segregado no quadro acima, a Companhia, em consonância com os CPC's 38 e 39, classificou suas dívidas como (i) outros passivos financeiros (ou mensuradas ao custo amortizado) e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2016, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 987.352 (R\$ 1.329.137 em 31 de dezembro de 2015).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2016 os ganhos acumulados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas de R\$ 5.231 (ganho de R\$ 57.353 em 31 de dezembro de 2015), somados aos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 8.919 (perda de R\$ 35.740 em 31 de dezembro de 2015), contratados para proteção da variação cambial (nota 28), geraram um ganho total de R\$ 14.150 (ganho total líquido de R\$ 21.613 em 31 de dezembro de 2015).

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

Ano de vencimento	
2018	439.185
2019	405.376
2020	222.790
2021	73.897
2022	14.859
2023 a 2024	4.717
Subtotal	1.160.824
Marcação a mercado	(5.049)
Total	1.155.774

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

Indexador	Varição acumulada		% da dívida	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
TJLP	7,50	6,21	9,81	9,63
CDI	13,63	13,18	79,80	81,17
Outros	-	-	10,39	9,21
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Moeda nacional:

FINEM VI – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2014, no montante de R\$ 194.862, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, visando financiar os investimentos em redes elétricas, previstos para os anos de 2014 e 2015. No exercício de 2016 houve liberações de R\$ 7.866 (R\$ 7.586 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 51.736 foi cancelado.

Moeda estrangeira

Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC (“Sindicalizada”) – No exercício de 2016, a Companhia através de Lei nº 4131/1962, efetuou a captação no montante de R\$ 236.127 (R\$ 232.461 líquidos de gastos com captação) com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para reforço de capital de giro.

Condições restritivas

Os contratos de empréstimos e financiamentos estão sujeitos a certas condições restritivas, contemplando cláusulas, que requerem da Companhia e sua controladora CPFL Energia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais estão atendidas conforme o último período de apuração.

BNDES - Os financiamentos junto ao BNDES restringem a Companhia: (i) a somente realizar o pagamento de dividendo e juros sobre capital próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei, após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros pela Companhia em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo de 3,5;
- Dívida líquida dividida pela soma da dívida líquida e o patrimônio líquido - valor máximo 0,90.

Moeda estrangeira – Lei. N° 4.131 (BNP Paribas, Citibank, Sumitomo, Bank of Nova Scotia, HSBC, EDC e Bank of America Merrill Lynch)

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da controladora CPFL Energia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro mínimo de 2,25.

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

Diversos empréstimos e financiamentos da Companhia estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora CPFL Energia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse 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 suas controladas diretas e indiretas, a não decretação dos vencimentos antecipados dos referidos empréstimos e financiamentos, 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.

Adicionalmente o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2016.

13.2 Debêntures e Encargos de Debêntures

	Quantidade em circulação	Remuneração a.a.	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2016				31/12/2015		
						Encargos	Circulante	Não circulante	Total	Encargos	Não circulante	Total
6ª Emissão												
Série única	110	CDI + 0,8% (1)	CDI + 0,91%	03 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia	7.846	33.000	77.000	117.846	7.882	110.000	117.882
7ª Emissão												
Série única	23.500	CDI + 0,83% (1)	CDI + 0,89%	04 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia	13.455	-	235.000	248.455	13.749	235.000	248.749
Gastos com emissão (*)						-	(80)	(575)	(655)	-	(842)	(842)
Total						21.301	32.920	311.425	365.646	21.631	344.158	365.789

(1) A Companhia possui swap convertendo o componente pré-fixado dos juros da operação para variação de taxa de juros em reais, correspondente a 107,85% a 107,88% do CDI.

(*) 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:

Ano de vencimento

2018	91.455
2019	102.596
2020	58.642
2021	58.732
Total	311.425

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 principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

As debêntures estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da controladora ou da Companhia, exceto se ao menos um dos acionistas (Camargo Corrêa e Previ) permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle.

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 e 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 acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*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 financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2016.

13.3 Composição do Endividamento e Dívida Líquida - R\$ Mil

	Encargos Circulante e Não Circulante	Principal		Total em 31/12/2016	Total em 31/12/2015
		Circulante	Não Circulante		
Dívida Bruta	49.518	174.384	1.483.456	1.707.359	2.079.250
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	23.653	83.945	230.989	338.587	382.064
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	4.565	53.593	929.195	987.353	1.329.136
Debêntures	21.301	33.000	312.000	366.301	366.630
Gastos com Captação	-	(411)	(4.985)	(5.396)	(2.621)
Derivativos a Pagar	-	4.257	16.257	20.514	4.041
Ativos Financeiros	-	(783.818)	(130.940)	(914.757)	(973.164)
Caixa e Equivalentes de Caixa	-	(783.818)	-	(783.818)	(576.416)
Derivativos a Receber	-	-	(130.940)	(130.940)	(396.748)
Dívida Líquida	49.518	(609.433)	1.352.517	792.602	1.106.086

14. BENEFICIO PÓS-EMPREGO

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

14.1 – Características

A Companhia, no contexto do processo de cisão da Bandeirante Energia S.A. (empresa predecessora da Companhia), assumiu a responsabilidade pelas obrigações atuariais correspondentes aos empregados aposentados e desligados daquela empresa até a data da efetivação da cisão, assim como pelas obrigações correspondentes aos empregados ativos que lhe foram transferidos.

Em 2 de abril de 1998, a Secretaria de Previdência Complementar - “SPC”, aprovou a reestruturação do plano previdenciário mantido anteriormente pela Bandeirante, dando origem a um “Plano de Benefícios Suplementar Proporcional Saldado - BSPS”, e um “Plano de Benefícios Misto”, com as seguintes características:

- (iv) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de março de 1998 - plano de benefício saldado, que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”) na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- (v) Plano de Benefício Definido - vigente após 31 de março de 1998 - plano do tipo BD, que concede renda vitalícia reversível em pensão relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998 na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é paritária entre a Companhia e os participantes.
- (vi) Plano de Contribuição Variável - implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a Companhia.

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

14.2 – Movimentações dos planos de benefício definido

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	1.202.596	961.329
Valor justo dos ativos do plano	<u>(1.062.638)</u>	<u>(951.021)</u>
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>139.958</u>	<u>10.308</u>

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 31/12/2014	986.972	(913.589)
Custo do serviço corrente bruto	3.733	-
Rendimento esperado no ano	-	(105.413)
Juros sobre obrigação atuarial	110.425	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	1.842	(1.842)
Contribuições de patrocinadoras	-	(22.936)
Perda (ganho) atuarial	-	22.320
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(614)	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(70.590)	-
Benefícios pagos no ano	(70.439)	70.439
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2015	961.329	(951.021)
Custo do serviço corrente bruto	3.242	-
Rendimento esperado no ano	-	(115.608)
Juros sobre obrigação atuarial	121.158	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	2.020	(2.020)
Contribuições de patrocinadoras	-	(13.405)
Perda (ganho) atuarial	-	(59.389)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	193.652	-
Benefícios pagos no ano	(78.805)	78.805
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2016	1.202.596	(1.062.638)

14.3 Movimentações dos passivos registrados:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2016	31/12/2015
Passivo atuarial líquido no início do exercício	10.308	73.383
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	8.791	8.745
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(13.404)	(22.936)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	(614)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	134.263	(48.270)
Passivo atuarial líquido no final do exercício	139.958	10.308
Outras contribuições	133	526
Total	140.091	10.834
Circulante	6.437	27
Não circulante	133.653	10.806

14.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2017 estão estimadas no montante de R\$ 21.375.

A Companhia negociou com a Fundação CESP carência no valor de pagamento do principal das contribuições mensais do respectivo plano durante o período de setembro de 2015 a agosto de 2017, com retomada destes pagamentos a partir de setembro de 2017.

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

Ano de pagamento	
2017	83.797
2018	88.712
2019	94.257
2020	99.111
2021 a 2026	713.424
Total	1.079.301

Em 31 de dezembro de 2016, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 10,7 anos.

14.5 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 2017 e as despesas reconhecidas em 2016 e 2015, são como segue:

	2017	2016	2015
	Estimadas	Realizadas	Realizadas
Custo do serviço	3.153	3.242	3.733
Juros sobre obrigações atuariais	127.561	121.158	110.425
Rendimento esperado dos ativos do plano	(113.470)	(115.608)	(105.413)
Total da despesa (receita)	17.244	8.791	8.745

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

	31/12/2016	31/12/2015
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	10,99% a.a.	12,67% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	10,99% a.a.	12,67% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	7,00% a.a.	6,79% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	5,00% a.a.	5,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR_2012*	ExpR_2012*
	100% na primeira	100% na primeira
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	elegibilidade a um benefício pelo Plano	elegibilidade a um benefício pelo Plano

** Experiência FUNCESP, agravada em 40%.

14.6 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 2016 e 2015, administrados pela Fundação CESP. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2017, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2016.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Cotados em mercado ativo		Não cotados em mercado ativo	
	2016	2015	2016	2015
Renda fixa	83%	84%	0%	0%
Títulos públicos federais	56%	54%	0%	0%
Títulos privados (instituições financeiras)	10%	10%	0%	0%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	1%	20%	0%	0%
Outros investimentos de renda fixa	15%	0%	0%	0%
Renda variável	12%	12%	0%	0%
Ações da CPFL Energia	6%	4%	0%	0%
Fundos de investimento em ações	7%	8%	0%	0%
Investimentos estruturados	1%	0%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	1%	0%	0%	0%
Imóveis	0%	0%	2%	2%
Operações com participantes	0%	0%	2%	2%
	97%	96%	3%	4%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano. O valor justo das ações apresentadas na linha "Ações da controladora CPFL Energia" nos ativos gerenciados pela Fundação CESP é de R\$ 63.920 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 37.567 em 31 de dezembro de 2015).

	Meta 2017
Renda fixa	80,4%
Renda variável	12,2%
Imóveis	1,6%
Empréstimos e financiamentos	1,8%
Investimentos estruturados	2,3%
Investimentos no exterior	1,7%
	100,0%

A meta de alocação para 2017 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CESP efetuada ao final de 2016 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2017, 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 CESP realiza 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.

14.7 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\$ 31.174 (aumento de R\$ 32.642).

- 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\$ 19.346 (aumento de R\$ 18.750).

14.8 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 CESP 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 CESP 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 CESP 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.

15. ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	335	320	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 21.3)	68.210	115.319	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	304	68.154	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	53.675	65.614	1.489	2.101
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	14.175	7.890	6.938	10.815
EPE / FNDCT	467	1.280	-	-
Total	137.167	258.577	8.427	12.916

Conta de desenvolvimento energético – CDE – Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2016 no montante de R\$ 37.484 (R\$ 85.875 em 31 de dezembro de 2015), (ii) quota destinada à devolução do aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 10.068 (R\$ 9.948 em 31 de dezembro de 2015) 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\$ 20.658 (R\$ 19.496 em 31 de dezembro de 2015). No exercício de 2016 a Companhia efetuou a compensação do montante a pagar de CDE e o contas a receber – Eletrobrás (nota 10) no montante de R\$ 190.250.

Bandeiras tarifárias e outros – Refere-se basicamente ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”).

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

16. TRIBUTOS

	31/12/2016	31/12/2015
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	90.642	131.104
Programa de integração social - PIS	3.381	7.263
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	15.574	34.788
Outros	4.717	3.907
Total	114.314	177.062

17. PROVISÃO PARA LITÍGIOS

	31/12/2016		31/12/2015	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções
Trabalhistas	27.968	14.215	28.829	15.698
Cíveis	37.458	38.199	37.295	36.614
Fiscais				
Imposto de renda	139.957	150.439	129.907	139.577
Outras	22.241	6.324	14	5.465
	<u>162.198</u>	<u>156.763</u>	<u>129.921</u>	<u>145.042</u>
Outros	6.244	7.917	2.072	6.243
Total	<u><u>233.869</u></u>	<u><u>217.095</u></u>	<u><u>198.117</u></u>	<u><u>203.597</u></u>

A movimentação das provisões para litígios está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2015	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2016
Trabalhistas	28.829	16.183	(7.434)	(13.323)	3.713	27.968
Cíveis	37.295	17.632	(7.175)	(17.468)	7.175	37.458
Fiscais	129.921	21.082	(39)	-	11.234	162.198
Outros	2.072	5.394	(967)	(720)	466	6.244
Total	<u><u>198.117</u></u>	<u><u>60.291</u></u>	<u><u>(15.614)</u></u>	<u><u>(31.513)</u></u>	<u><u>22.587</u></u>	<u><u>233.869</u></u>

As adições em provisões para litígios fiscais, realizadas em 2016, referem-se, substancialmente, a discussões sobre a incidência de PIS e COFINS sobre receitas financeiras.

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 é como segue:

a. **Trabalhistas** - As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).

b. **Cíveis:**

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

Majoração tarifária - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do "Plano Cruzado".

c. **Fiscais:**

Imposto de renda – A Companhia mantém provisão de R\$ 139.957 (R\$ 129.907 em 31 de dezembro de 2015) referente a ação judicial visando a dedutibilidade fiscal da CSLL no cálculo do IRPJ.

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

A rubrica de outros são principalmente ações relacionadas à natureza regulatória.

Perdas possíveis

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

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2016 e 2015 estavam assim representadas:

	31/12/2016	31/12/2015	Principais causas
Trabalhistas	68.204	78.361	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	84.367	65.424	Danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	393.869	321.305	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatórias	7.020	1.263	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	553.459	466.353	

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 nova decisão do 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.

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

18. OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Consumidores e concessionárias	10.202	7.040	-	-
Fundo de reversão	-	-	13.987	13.987
Adiantamentos	1.477	343	203	247
Juros sobre empréstimo compulsório	992	685	-	-
Convênios de arrecadação (nota 10)	11.987	25.308	-	-
Outros	1.973	1.739	872	289
Total	26.631	35.114	15.063	14.524

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

Fundo de reversão: Refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do poder concedente.

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

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

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

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

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação (3.6)	Outros	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2016
Em serviço	679.310	17.806	1	16.214	192	-	713.523	34.018	(181.301)	532.222
Participação da União, Estados e Municípios	221	17.971	-	-	-	-	18.192	17.971	(2.550)	15.643
Participação Financeira do Consumidor	386.830	4	-	4.796	192	-	391.821	4.799	(119.696)	272.124
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	176.346	(169)	1	11.418	-	-	187.596	11.248	(45.544)	142.052
Programa de Eficiência Energética - PEE	6.075	-	-	-	-	-	6.075	-	(2.094)	3.981
Pesquisa e Desenvolvimento	17.944	-	-	-	-	-	17.944	-	(5.698)	12.246
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	3.949	-	-	-	-	-	3.949	-	(483)	3.466
Outros	87.946	-	-	-	-	-	87.946	-	(5.235)	82.711
Ultrapassagem de demanda	26.327	-	-	-	-	-	26.327	-	(1.567)	24.760
Excedente de reativos	61.618	-	-	-	-	-	61.618	-	(3.668)	57.951
(-) Amortização Acumulada - AIS	(145.111)	(30.188)	-	-	(6.002)	-	(181.301)	(30.188)	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(71)	(2.479)	-	-	-	-	(2.550)	(2.479)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(97.554)	(16.140)	-	-	(6.002)	-	(119.696)	(16.140)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(38.476)	(7.069)	-	-	-	-	(45.544)	(7.069)	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(1.852)	(242)	-	-	-	-	(2.094)	(242)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(4.725)	(973)	-	-	-	-	(5.698)	(973)	-	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(338)	(145)	-	-	-	-	(483)	(145)	-	-
Outros	(2.094)	(3.141)	-	-	-	-	(5.235)	(3.141)	-	-
Ultrapassagem de demanda	(627)	(940)	-	-	-	-	(1.567)	(940)	-	-
Excedente de reativos	(1.467)	(2.201)	-	-	-	-	(3.668)	(2.201)	-	-
Em curso	54.297	54.220	-	(16.214)	-	-	92.303	55.475	-	92.303
Participação Financeira do Consumidor	1.572	-	-	55.267	-	-	56.839	55.267	-	56.839
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	-	11.626	-	(11.418)	-	-	208	208	-	208
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	(13)	-	-	-	-	-	(13)	-	-	(13)
Valores Pendentes de Recebimento	52.738	42.594	-	(60.062)	-	-	35.269	-	-	35.269
Total	588.497	41.838	1	-	(5.810)	-	624.525	59.305	(181.301)	624.525

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

Obrigações Especiais 2016	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Correção Monetária Especial	Reavaliação	Total
Em serviço	3,62%	472.668	-	240.855	713.523
Participação da União, Estados e Municípios		18.192	-	-	18.192
Participação Financeira do Consumidor		150.965	-	240.855	391.821
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		187.596	-	-	187.596
Programa de Eficiência Energética - PEE		6.075	-	-	6.075
Pesquisa e Desenvolvimento		17.944	-	-	17.944
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		3.949	-	-	3.949
Outros		87.946	-	-	87.946
Ultrapassagem de demanda		26.327	-	-	26.327
Excedente de reativos		61.618	-	-	61.618
(-) Amortização Acumulada		(98.647)	-	(82.654)	(181.301)
Participação da União, Estados e Municípios		(2.550)	-	-	(2.550)
Participação Financeira do Consumidor		(37.042)	-	(82.654)	(119.696)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(45.544)	-	-	(45.544)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(2.094)	-	-	(2.094)
Pesquisa e Desenvolvimento		(5.698)	-	-	(5.698)
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		(483)	-	-	(483)
Outros		(5.235)	-	-	(5.235)
Ultrapassagem de demanda		(1.567)	-	-	(1.567)
Excedente de reativos		(3.668)	-	-	(3.668)
Total		374.021	-	158.201	532.222

20. PATRIMÔNIO LIQUIDO

O capital social da Companhia está assim distribuído em 31 de dezembro de 2016 e 2015:

Acionistas	Quantidade de ações			
	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
CPFL Energia S/A	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00
Total	29.564.002.609	23.532.767.571	53.096.770.180	100,00

20.1 - Aumento de capital

Através da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (“AGO/E”) de 28 de abril de 2016, foram aprovados os seguintes aumentos de aumento do capital social da Companhia, sem emissão de novas ações: (i) R\$ 6.226 referente à capitalização do benefício fiscal do ágio apurado em 2015, (ii) R\$ 6.220 referente a capitalização da reserva legal e (iii) R\$ 44.535 referente a capitalização total da reserva de doações e subvenções para investimento.

20.2 - Reserva de capital

Refere-se basicamente ao “Benefício Fiscal do Ágio Incorporado” oriundo da incorporação da antiga controladora DRAFT I Participações S/A, conforme mencionado na nota 9.2.

20.3 - Resultado abrangente acumulado:

20.3.1 - Reserva de Reavaliação:

O saldo credor de R\$ 480.789 (R\$ 317.321 líquido dos tributos) corresponde aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. Em 2016 o incremento de R\$ 159.103 refere-se à variação descrita na nota 3.6.

20.3.2 - Entidade de previdência privada:

O saldo devedor de R\$ 113.939 corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R1).

20.4 – Distribuição de dividendo e juros sobre o capital próprio (“JCP”)

Na AGO/E de 28 de abril de 2016 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2015, através de (i) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 38.879, atribuindo-se para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 0,701154796 e R\$ 0,771270275 para cada lote de mil ações preferenciais e (ii) dividendo adicional proposto de R\$ 68.324, atribuindo-se para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 1,232173897 e R\$ 1,355391287 para cada lote de mil ações preferenciais.

Conforme previsto em Estatuto Social da Companhia e com base nos resultados do primeiro semestre de 2016, a Administração da Companhia aprovou, em 31 de agosto de 2016, a declaração de dividendo, no montante de R\$ 72.080 sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 1,299913980 e para cada lote de mil ações preferenciais o valor de R\$ 1,429905378.

No exercício de 2016, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 267.647 referente a juros sobre capital próprio e dividendo.

Conforme a legislação vigente e o Estatuto Social da Companhia, a ação preferencial dá direito ao recebimento de dividendo pelo menos 10% (dez por cento) maior do que o atribuído a cada ação ordinária.

20.5 - Destinação do lucro líquido societário do exercício

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

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

Lucro líquido do exercício	68.114
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(8.198)
Dividendo Intermediário	(72.080)
Absorção do prejuízo com reserva estatutária	12.164

Para compensar o prejuízo acumulado apurado no exercício, foi realizado a absorção parcial da reserva estatutária no montante de R\$ 12.164.

21. RECEITA/INGRESSO

Receita Bruta	Nº Consumidores (*)		MWh		R\$ Mil	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Fornecimento - Faturado	1.694.748	1.659.245	8.475.278	9.118.871	3.191.564	3.417.858
Residencial	1.585.420	1.553.546	3.761.710	3.915.723	1.466.478	1.515.399
Industrial	6.482	6.557	1.740.077	2.089.485	672.557	798.344
Comercial	84.063	80.748	2.058.869	2.169.298	785.709	819.949
Rural	7.207	7.044	102.491	104.887	26.359	27.215
Poder público	8.352	8.224	217.621	228.696	78.492	82.063
Iluminação pública	2.053	1.990	323.088	322.269	69.263	77.219
Serviço público	1.171	1.136	271.422	288.513	92.707	97.668
Consumo próprio	132	132	4.613	4.915	-	-
Suprimento Faturado/Energia de curto prazo			1.970.280	676.600	211.588	120.240
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					2.558.414	2.361.295
Consumidores Cativos					2.052.416	1.793.437
Consumidores Livres					505.998	567.858
(-) Transferências					-	(11.168)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Ultrapassagem Demanda					-	(3.052)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Excedente de Reativos					-	(8.116)
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					(39.216)	62.569
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					(715.004)	464.027
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					(586.422)	415.817
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(26.677)	47.002
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					(101.906)	1.209
Outras Receitas Vinculadas					262.941	172.548
Serviços Cobráveis					6.329	4.192
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					256.612	168.356
Total	1.694.880	1.659.377	10.450.171	9.800.386	5.470.287	6.587.369

(*) Não Auditado

21.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("Proret"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, deveriam ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e seriam amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de maio de 2015, 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 Resolução Normativa 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. Em 31 de dezembro de 2016, tais valores estão provisionados em Obrigações Especiais, em atendimento ao CPC 25 apresentados líquidos no ativo intangível da concessão.

21.2 - Revisão Tarifária Periódica ("RTP"), Reajuste Tarifário Anual ("RTA") e Revisão Tarifária Extraordinária ("RTE")

Em 18 de outubro de 2016, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual ("RTA") de 2016 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em -12,54%, sendo -5,35% relativos ao reajuste econômico e -7,19% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTP/2015). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -24,21% (conforme divulgado na Resolução Homologatória ("REH"), quando comparado à Revisão Tarifária Periódica ("RTP") ocorrida em outubro de 2015. As novas tarifas têm vigência de 23 de outubro de 2016 a 22 de outubro de 2017.

Em 20 de outubro de 2015, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Periódica ("RTP") de 2015 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em 56,29%, sendo 40,14% relativos ao reajuste econômico e 16,15% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2014). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores era de 21,11% (conforme divulgado na REH), quando comparado à Revisão

Tarifária Extraordinária (“RTE”) ocorrida em março de 2015. As novas tarifas tiveram vigência de 23 de outubro de 2015 a 22 de outubro de 2016.

A ANEEL aprovou, por meio da REH nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015, o resultado da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, com o objetivo de reestabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica frente ao significativo aumento da quota CDE de 2015 e do custo de compra de energia (tarifa e variação cambial de Itaipu e de leilões de energia existente e ajuste). O efeito médio percebido pelo consumidor da área de concessão da Companhia foi de: 40,49% no grupo A, 21,47% no grupo B, total de 29,78% (conforme divulgado na REH). As tarifas resultantes desta RTE estiveram vigentes de 2 de março de 2015 até 22 de outubro de 2015.

21.3 – Subvenções vinculadas ao Serviço Concedido

21.3.1 - 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 2016, foi registrada receita de R\$ 103.065 (R\$ 91.791 em 2015), sendo (i) R\$ 12.733 (R\$ 6.941 em 2015) referentes à subvenção baixa renda e (ii) R\$ 90.332 (R\$ 84.850 em 2015) referentes a outros descontos tarifários, em contrapartida ao contas a receber – Eletrobrás (nota 10).

21.3.2 - Descontos tarifários - liminares

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica (“ABRACE”) obteve liminar em julho de 2015, que desobrigava suas associadas a pagarem itens específicos do encargo da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético). A obrigação de recolhimento da cota da CDE não foi alterada e as distribuidoras arcaram com esse déficit de receita. No processo tarifário posterior à decisão da liminar, a ANEEL concedeu um componente financeiro na tarifa para recuperação desta receita.

Todavia, a decisão da diretoria da ANEEL foi reformada e exarada pelo Despacho nº 1.576/2016, que revogou o Despacho nº 2.792/2015, e foi determinado às distribuidoras deduzirem o total dos efeitos das liminares do pagamento das cotas mensais da CDE. Desta forma, foi estabelecido que este déficit de receita será de responsabilidade da Eletrobrás.

Em função do novo procedimento definido no Despacho nº 1.576/2016 foi necessário:

- (i) registrar uma receita na rubrica Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares em contrapartida na rubrica contas a receber - Eletrobrás (nota 10) no montante de R\$ 153.547;
- (ii) registrar passivo financeiro setorial (nota 8) em contrapartida a receita de ativo e passivo financeiro setorial no montante de R\$ 140.410, que será ressarcido aos consumidores no próximo processo tarifário.

21.3.3 - Conta de desenvolvimento energético – (“CDE”)

A ANEEL, por meio das REH nº 2018, de 2 de fevereiro de 2016, revogada pela nº 2.077 de 07 de junho de 2016, e nº 1.857 de 27 de fevereiro de 2015 estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE. 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, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período tarifário de outubro de 2016 a setembro de 2017.

21.4 - 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\$ 1,50 e R\$ 3,00 e R\$ 4,50, (antes dos efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 KWh consumidos, reajustados por meio da REH nº 2.016/2016 a partir de 1º de fevereiro de 2016 que vigorou até 31 de janeiro de 2017.

No exercício de 2016 a Companhia faturou aos seus consumidores o montante de R\$ 95.773 (R\$ 409.119 em 2015) de Bandeira Tarifária, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”.

Em 2016, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de novembro de 2015 a novembro de 2016. O valor faturado nesse período foi de R\$ 159.031, deste montante R\$ 161.008 foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 1.976 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

22. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2016	2015	2016	2015
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	2.304.989	2.300.194	445.761	643.178
PROINFRA	224.084	234.033	86.068	58.247
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	9.210.310	8.510.124	1.566.950	1.955.877
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(194.137)	(245.800)
Subtotal	11.739.383	11.044.351	1.904.642	2.411.501
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			168.593	183.647
Encargos de transporte de itaipu			11.696	11.630
Encargos de conexão			15.214	12.705
Encargos de uso do sistema de distribuição			13.637	13.861
Encargos de serviço do sistema - ESS			78.504	122.186
Encargos de energia de reserva - EER			23.301	11.989
Crédito de PIS e COFINS			(28.762)	(32.932)
Subtotal			282.182	323.086
Total			2.186.823	2.734.587

23. PESSOAL E ADMINISTRADORES

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
<u>Pessoal</u>		
Remuneração	99.104	90.138
Encargos	27.643	25.708
Previdência privada - Corrente	2.001	1.701
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	8.791	8.745
Despesas rescisórias	3.724	3.527
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	9.193	7.845
Outros benefícios - Corrente	25.627	22.863
Outros (a)	<u>(22.264)</u>	<u>(15.967)</u>
Subtotal	153.819	144.560
<u>Administradores</u>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	1.469	1.487
Benefícios dos administradores	<u>773</u>	<u>364</u>
Subtotal	2.242	1.851
Total	<u>156.060</u>	<u>146.411</u>

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

24. RESULTADO FINANCEIRO

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
<u>Receitas</u>		
Rendas de aplicações financeiras	58.319	21.738
Acréscimos e multas moratórias	55.941	45.135
Atualização de créditos fiscais	2.727	22.398
Atualização de depósitos judiciais	15.343	15.357
Atualizações monetárias e cambiais	27.540	15.740
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	1.374	1.798
Atualizações de ativo financeiro setorial	179.769	63.886
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	<u>(16.321)</u>	<u>(5.815)</u>
Outros	9.630	4.307
Total	334.321	184.544
<u>Despesas</u>		
Encargos de dívidas	(112.381)	(110.256)
Atualizações monetárias e cambiais	(126.429)	(135.671)
(-) Juros capitalizados	1.790	2.274
Atualizações de passivo financeiro setorial	(186.226)	(14.018)
Outros	<u>(23.412)</u>	<u>(37.146)</u>
Total	(446.659)	(294.816)
Resultado Financeiro	<u>(112.338)</u>	<u>(110.272)</u>

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. durante o exercício de 2016 (7,5% a.a. em 2015) sobre os ativos imobilizado qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de despesas de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 310.880 no exercício de 2016 (ganhos de R\$ 267.612 em 2015) (nota 28).

25. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2016, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- ESC Energia S.A.

Companhia controlada pelo grupo Camargo Corrêa, que atua em segmentos diversificados como construção, cimento, têxtil, alumínio e concessão de rodovias, entre outros.

- Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI

Entidade fechada de previdência, cujos participantes são funcionários do Banco do Brasil e empregados do quadro próprio.

- Fundação CESP

Entidade fechada de previdência, que administra planos de previdência para funcionários de empresas do setor de energia elétrica do Estado de São Paulo.

- Fundação SISTEL de Seguridade Social

Entidade fechada de previdência, que administra planos de previdência para funcionários de empresas do setor de telecomunicações.

- Fundação Petrobras de Seguridade Social - PETROS

Entidade fechada de previdência, que administra planos de previdência para funcionários de empresas majoritariamente dos setores petrolífero e químico.

- Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV

Entidade fechada de previdência, que administra planos de previdência para funcionários da SABESP.

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:

- Saldo bancário e aplicação financeira** - Referem-se basicamente a saldos bancários e aplicações financeiras junto a instituições financeiras, conforme descrito na nota 5. Adicionalmente, a Companhia possui Fundos de Investimentos Exclusivos.
- Empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos** - Correspondem às captações de recursos junto a instituições financeiras, conforme condição descrita na nota 13.
- Outras operações financeiras** - Os valores referem-se a custos bancários e despesas associadas ao processo de arrecadação e despesas de escrituração. O saldo registrado no passivo compreende basicamente direitos sobre o processamento da folha de pagamento que foram negociados com o Banco do Brasil, que estão sendo apropriados como receita ao resultado pelo prazo do contrato.
- Imobilizado, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática.
- 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.
- Contrato de mútuo** – Refere-se a (i) contratos realizados com a controladora CPFL Energia cujas condições contratuais eram de 113,5% do CDI, liquidado em 2015.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação CESP e oferecido aos respectivos empregados. Estes planos detêm investimentos em ações da controladora CPFL Energia (nota 14).

Para zelar que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, a controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”,

formado por representantes dos acionistas controladores, que analisa as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Companhia pagou em janeiro de 2016 faturas renegociadas de compra de energia com a CERAN, ENERCAN, Foz do Chapecó e CPFL Geração, que tinham vencimento original de novembro a dezembro de 2015. A Companhia renegociou, para pagamento até janeiro de 2017, o vencimento original de novembro a dezembro de 2016 referente a faturas de compra de energia com as controladas em conjunto da CPFL Energia CERAN, ENERCAN, Foz do Chapecó e CPFL Geração.

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia, entidades sob o controle comum ou influência significativa, até o encerramento do exercício, são como seguem:

Empresas	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	2016	2015	2016	2015
Saldo bancário e aplicação financeira								
Banco do Brasil S.A.	1.281	1.414	-	-	-	-	-	-
Banco Bradesco S.A. (**)	-	357.631	-	-	-	14.245	-	-
Empréstimos e financiamentos (*), Debêntures (*) e Derivativos (*)								
Banco do Brasil S.A.	-	-	344.332	307.102	-	-	46.449	51.569
Banco BNP Paribas Brasil S.A.	3.759	42.884	-	-	-	-	49.277	6.584
Outras operações financeiras								
Banco do Brasil S.A.	-	-	247	316	69	29	1.199	1.091
Banco Bradesco S.A. (**)	-	1.227	-	-	-	-	-	1.830
Imobilizado, materiais e prestação de serviço								
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	-	-	-	2	-
Companhia Brasileira de Soluções e Serviços CBSS - Alelo (**)	-	-	-	-	-	-	-	118
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	-	-	-	-	-	-	-	38
Cia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP	2	1	-	-	9	9	2	24
Concessionária de Rodovias do Oeste de São Paulo - ViaOeste S.A.	-	-	-	-	-	-	6	-
Concessionária do Sistema Anhanguera-Bandeirantes S.A.	86	-	-	-	-	-	-	-
HM Engenharia e Construções S.A.	-	-	-	-	-	272	-	-
H M 14 Empreendimento Imobiliário SPE LTDA	-	14	-	-	-	-	-	-
Mapfre Seguros Gerais S.A. (**)	-	-	-	-	-	1	-	1
Oi Móvel S.A. (***)	-	-	-	-	-	-	89	-
SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda.	-	-	-	-	1	-	-	-
TIM CELULAR S.A. (***)	3	-	2	-	70	-	-	-
TOTVS S.A.	-	-	1	1	-	-	8	10
Compra e venda de energia e encargos								
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	8	7	-	-	262	332
Aliança Geração de Energia S.A.	-	-	244	278	-	-	9.897	6.696
Arizona 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	881	805
Baguari 1 Geração de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	-	-	-	19	17
Caetité 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	810	738
Caetité 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	817	745
Calango 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	978	891
Calango 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	835	760
Calango 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	977	891
Calango 4 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	907	826
Calango 5 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	961	878
Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.	-	-	470	517	-	-	17.652	9.629
Goiás Sul Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	11	10
Mel 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	-	-	-	654	576
Norte Energia S.A.	-	-	1.398	-	-	-	17.479	-
Rio PCH 1 S.A.	-	-	45	51	-	-	1.810	1.630
SE Naranjita S.A.	-	-	-	-	-	-	33	39
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	-	-	101	119	-	-	4.104	3.623

(*) Incluem os ajustes de marcação a mercado

(**) Parte relacionada até o exercício de 2015

(***) Parte relacionada a partir de 2016

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

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	2016	2015	2016	2015
Alocação de despesas entre empresas								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	73	54	3	29	-	-	(960)	(689)
CPFL Brasil Varejista S.A.	1	-	-	-	-	-	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	537	425	533	700	-	-	790	1.059
Companhia Luz e Força Santa Cruz	26	18	-	6	-	-	(336)	(266)
Companhia Leste Paulista de Energia	7	5	-	1	-	-	(96)	(76)
Companhia Sul Paulista de Energia	10	15	2	1	-	-	(127)	(100)
Companhia Jaguari de Energia	8	17	8	10	-	-	28	35
Companhia Luz e Força de Mococa	5	3	-	9	-	-	(65)	(52)
Rio Grande Energia S.A.	169	121	7	23	-	-	(2.115)	(1.515)
CPFL Geração de Energia S.A.	73	50	17	37	-	-	(797)	(495)
CPFL Energia S.A.	69	25	-	-	-	-	(971)	(717)
CPFL Renováveis - Consolidado	16	11	16	-	-	-	(23)	(9)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	26	152	4	-	-	-	(372)	(275)
Nect Serviços Administrativos Ltda.	5	4	-	(4)	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	16	-	-	-	-
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	-	-	-	(32)	(34)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	3	-	-	-	-	(1)	(1)
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	25	-	34	-	-	-	-
Arrendamento e aluguel								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	807	799
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	68	108	-	-
CPFL Telecom S.A.	47	-	-	-	744	684	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	6	6	-	-
Contrato de Mútuo								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	1.128
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	72.080	199.323	-	-	-	-
Imobilizado, materiais e prestação de serviço								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	13	-	-	-	79	-	-
Companhia Luz e Força Santa Cruz	-	54	-	-	-	24	-	-
Companhia Leste Paulista de Energia	-	42	-	-	-	1	-	-
Companhia Sul Paulista de Energia	-	97	-	-	-	-	-	-
Companhia Jaguari de Energia	-	31	-	-	-	-	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa	-	35	-	-	-	5	-	-
CPFL Energia S.A.	-	21	-	-	-	-	-	-
Rio Grande Energia S.A.	-	-	-	-	-	26	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	30.163	23.779	2.147	1.991	27	35	17.042	9.650
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	667	644	-	-	7.576	6.999
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	767	615	-	-	7.579	9.596
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	84	-	-	139	916
CPFL Telecom S.A.	2	13	-	-	-	-	114	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	739	733	-	-	10.283	1.918
Compra e venda de energia e encargos								
Companhia Paulista de Força e Luz	14	14	1.127	1.176	-	-	13.628	13.852
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	17.564	15.818	-	-	63.196	58.913
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	3	3	-	-	32	29
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	5.278	8.419	-	-	42.628	78.763
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	-	-	1	-	-	-	1
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	83	98	-	-	834	764
Campos Novos Energia S.A.	-	-	26.818	32.574	-	-	106.927	90.328
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	8.744	12.081	-	-	49.931	45.574
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	11.474	28.678	-	-	122.778	112.265
CPFL Renováveis - Consolidado	-	40	1.340	1.416	-	-	13.921	12.133
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	32	12
Outras operações financeiras								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	14	-	-	-

26. SEGUROS

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

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2016</u>
Ativo imobilizado	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	452.896
Transporte	Transporte nacional	84.200
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	23.740
Automóveis	Cobertura compreensiva	811
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	20.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	20.946
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	180.000
Total		<u>782.592</u>

Informações não examinadas pelos auditores independentes.

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.

27. GESTÃO DE RISCO

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

Estrutura do gerenciamento de risco:

Compete ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais, exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de riscos adotado pela Companhia. A Diretoria Executiva tem a atribuição de desenvolver os mecanismos para mensurar o impacto das exposições e probabilidade de ocorrência, acompanhar a implantação das ações para mitigação dos riscos e dar ciência ao Conselho de Administração. Para auxiliá-la neste processo existe: (i) o Comitê Executivo de Gestão de Riscos, com a missão de auxiliar na identificação dos principais riscos de negócios, contribuir nas análises de mensuração do impacto e da probabilidade e na avaliação das ações de mitigação endereçadas; (ii) a Diretoria de Gestão de Riscos e *Compliance*, responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvem a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto.

A política de gerenciamento de risco foi estabelecida para identificar, analisar e tratar os riscos enfrentados pela Companhia, o que inclui revisões do modelo adotado sempre que necessário para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades do grupo, objetivando o desenvolvimento de um ambiente de controle disciplinado e construtivo.

O Conselho da Administração do Grupo no seu papel de supervisão conta ainda com o apoio do Comitê de Processos de Gestão de Riscos e Sustentabilidade na orientação dos trabalhos de Auditoria Interna, Gestão de Riscos e *Compliance*. A Auditoria Interna realiza tanto revisões regulares como *ad hoc* para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias dos acionistas e da Administração.

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

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

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de *swap*, o que permitiu à Companhia trocar os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 28. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege o resultado da Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A Companhia tem buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou atrelados a indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. A quantificação deste risco está apresentada na nota 28.

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

Risco de sub/sobrecontratação: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) volume de energia contratada ser superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) nível de contratos ser 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 Companhia. 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 a Companhia fizer 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") melhoraram ao longo de 2016, apesar do nível baixo do armazenamento no subsistema Nordeste. A melhora da condição do armazenamento do SIN, associada à redução da demanda verificada ao longo do ano 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, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros. 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 nos contratos de concessão celebrados 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 possui 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. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia, suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	31/12/2016		31/12/2015	
					Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Ativo								
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	669.880	669.880	476.965	476.965
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	113.938	113.938	99.451	99.451
Derivativos	28	(a)	(2)	Nível 2	130.940	130.940	396.748	396.748
					914.758	914.758	973.164	973.164
Passivo								
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (**)	337.354	298.323	380.757	325.513
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13 (**)	(a)	(2)	Nível 2	983.844	983.844	1.328.664	1.328.664
Debêntures - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	365.646	361.064	365.789	359.416
Derivativos	28	(a)	(2)	Nível 2	20.514	20.514	4.041	4.041
					1.707.358	1.663.745	2.079.250	2.017.634

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a companhia apresentou uma perda de R\$ 52.122 em 2016 (ganho de R\$ 43.901 em 2015).

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

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

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

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias, (ii) contas a receber - Eletrobrás, (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados, (iv) serviços prestados a terceiros, (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) encargos setoriais, (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias, (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, (ix) coligadas, controladas e controladora, (x) passivo financeiro setorial e (xi) fundo de reversão.

Adicionalmente, não houve em 2016 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) Instrumentos Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia possui *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 13). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2016 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia / Contrapartes	Valores de mercado (contábil)			Valores a custo, líquidos	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador	Vencimento final	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos					
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo:								
Hedge variação cambial:								
Citibank	44.955	-	44.955	44.779	176	dólar	03/2019	117.250
Bradesco	25.700	-	25.700	25.194	506	dólar	04/2018	55.138
J.P. Morgan	25.717	-	25.717	25.197	521	dólar	04/2018	55.138
Citibank	30.808	-	30.808	30.780	28	dólar	01/2020	169.838
BNP Paribas	3.759	-	3.759	1.849	1.911	euro	01/2018	175.714
Scotia Bank	-	(4.257)	(4.257)	(4.211)	(46)	dólar	08/2017	55.440
Bradesco	-	(4.379)	(4.379)	(5.418)	1.039	dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(5.438)	(5.438)	(8.074)	2.636	dólar	05/2021	88.548
Citibank	-	(5.950)	(5.950)	(8.098)	2.148	dólar	05/2021	88.548
Subtotal	130.940	(20.024)	110.916	101.997	8.919			
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo:								
Hedge variação de taxa de juros (1)								
J.P. Morgan	-	(207)	(207)	(135)	(72)	CDI	07/2019	110.000
Votorantin	-	(168)	(168)	(116)	(52)	CDI	02/2021	135.000
Santander	-	(115)	(115)	(84)	(31)	CDI	02/2021	100.000
Subtotal	-	(490)	(490)	(335)	(155)			
	130.940	(20.514)	110.426	101.661	8.764			
Circulante	-	(4.257)						
Não circulante	130.940	(16.257)						
Total	130.940	(20.514)						

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

(1) Os swaps para hedge de taxa de juros possuem validade semestral, assim o valor nocional reduz-se conforme ocorre a amortização da dívida.

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

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2016 e de 2015, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

	Ganho (Perda)	
	2016	2015
<u>Risco protegido / operação</u>		
Variação de taxas de juros	(661)	(609)
Variação cambial	(358.412)	300.652
Marcação a mercado	48.193	(32.431)
Total	(310.880)	267.612

c) 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 (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

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

c.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2016 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(798.531)		(69.682)	147.371	364.424
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	826.261		72.102	(152.489)	(377.079)
	27.730	baixa dolar	2.420	(5.118)	(12.655)
Instrumentos financeiros passivos	(188.822)		(22.486)	30.341	83.168
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	191.682		22.827	(30.800)	(84.427)
	2.860	baixa euro	341	(459)	(1.259)
Total	30.590		2.761	(5.577)	(13.914)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31/12/2016 foi de R\$ 3,26 para o dólar e R\$ 3,41 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&FBOVESPA, sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 3,54 e R\$ 3,81, e a depreciação cambial de 8,73% e 11,91%, do dólar e do euro respectivamente.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela BM&FBOVESPA.

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

c.2) 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 2016 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 13,63% a.a.; TJLP 7,50% a.a. e SELIC 14,08% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 141.427 (despesa de CDI R\$ 75.944, TJLP R\$ 9.719, SELIC R\$ 55.764). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição	Risco	Redução (aumento)		
			Cenário I (a)	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	783.589		(17.474)	4.858	27.191
Instrumentos financeiros passivos	(433.252)		9.662	(2.686)	(15.034)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(907.517)		20.238	(5.627)	(31.491)
	(557.180)	alta CDI	12.426	(3.455)	(19.334)
Instrumentos financeiros passivos	(129.584)	alta TJLP	-	(2.430)	(4.859)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(354.429)		8.967	(1.267)	(11.501)
Instrumentos financeiros passivos	(41.620)		1.053	(149)	(1.351)
	(396.049)	alta SELIC	10.020	(1.416)	(12.852)
Total	(1.082.813)		22.446	(7.301)	(37.045)

(a) Os índices de CDI, TJLP, e SELIC considerados de: 11,40%, 7,50%, e 11,55% 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 do cenário I.

d) 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 2016, 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.

31/12/2016	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	12		466.360	-	-	-	-	-	466.360
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	12,66%	13.164	25.115	228.575	1.033.062	327.638	21.244	1.648.798
Derivativos	28		-	-	4.616	207	25.059	-	29.882
Debêntures - principal e encargos	13	14,16%	9.155	16.220	55.731	251.204	132.016	-	464.326
Encargos Setoriais	15		68.849	-	-	-	-	-	68.849
Consumidores e concessionárias	18		2.710	7.492	-	-	-	-	10.202
EPE / FNDCT / PROCEL	15		-	467	1.983	-	-	-	2.450
Convênio de arrecadação	18		-	11.987	-	-	-	-	11.987
Fundo de reversão	18		-	-	-	-	-	13.987	13.987
Total			560.238	61.281	290.905	1.284.473	484.713	35.231	2.716.841

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

Nos exercícios de 2016 e 2015, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2016		2015	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	(117.569)	(44.555)	221.963	84.919
Compra estimada (*)	-	(14)	-	-
Total	(117.569)	(44.569)	221.963	84.919

(*) referente ao período 1 de novembro de 2016 a 31 de dezembro de 2016 (período de 1 de novembro de 2015 a 31 de dezembro de 2015)

	2016		2015	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	1.449.439	136.783	563.985	108.225
Venda estimada (*)	406.824	58.520	-	-
Total	1.856.263	195.303	563.985	108.225

(*) referente ao período 1 de novembro de 2016 a 31 de dezembro de 2016 (período de 1 de novembro de 2015 a 31 de dezembro de 2015)

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 2016 a 31 de dezembro de 2016, os valores foram estimados pela Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

30. REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

30.1. Revisão Tarifária Periódica

Entre 11 de junho de 2014 e 1º de setembro de 2014, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 23/2014 a proposta de metodologia do 4º ciclo de revisão tarifária periódica (4CRTP) das distribuidoras de energia elétrica. As metodologias em discussão foram: Base de Remuneração Regulatória, Custo de Capital, Custos Operacionais Eficientes, Fator X, Outras Receitas e Perdas não técnicas.

Após análise das contribuições recebidas, a ANEEL aprimorou as propostas metodológicas e as submeteu à segunda etapa de Audiência Pública, no período de 11 de dezembro de 2014 a 09 de fevereiro de 2015, de modo a proporcionar aos interessados a oportunidade de oferecer contribuições adicionais para a metodologia e critérios a serem adotados.

Para o tema Base de Remuneração (BRR), a segunda rodada ocorreu em separado, na terceira etapa da Audiência Pública, cujas contribuições foram de 09 de abril de 2015 a 25 de maio de 2015.

Como resultado, a Resolução Normativa nº 648 de 03 de fevereiro de 2015 aprovou o do Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, o qual trata da estrutura ótima de capital e do custo de capital das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

A Resolução Normativa nº 660 de 28 de abril de 2015 aprovou as novas versões dos Submódulos 2.1, 2.2, 2.5, 2.6 e 2.7, que compõem o Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os quais tratam dos temas Procedimentos Gerais, Custos Operacionais, Fator X, Perdas de Energia e Outras Receitas, respectivamente.

Por fim, a Resolução Normativa nº 686 de 17 de novembro de 2015, aprovou a nova versão do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que trata da metodologia de Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de distribuição.

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 20 de outubro de 2015, foi homologado, por meio da Resolução Homologatória 1.972/2015, o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga.

As tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da Outorgada resultantes do processo de revisão tarifária de 2015 tiveram reajuste médio de 56,29%, correspondendo a um efeito médio de 21,11% percebido pelos consumidores.

30.2. Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Extraordinária

30.2.1. 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.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu por meio da Resolução Homologatória nº 2.157 de 18 de outubro de 2016 as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da Companhia resultantes do processo de reajuste tarifário de 2016, cujo reajuste médio foi negativo de 12,54%, sendo -5,35% relativos ao reajuste econômico e -7,19% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTP/2015).

No exercício de 2015 a CPFL Piratininga passou pela Revisão Tarifária Periódica, que ocorre a cada quatro anos, e, portanto, não passou por reajuste tarifário para essa concessionária.

30.2.2. Revisão Tarifária Extraordinária

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

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL publicou por meio da Resolução Homologatória nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015, em caráter extraordinário, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, com o objetivo de reestabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica frente ao significativo aumento da quota CDE de 2015 e do custo de compra de energia (tarifa e variação cambial de Itaipu e de leilões de energia existente e ajuste). O efeito médio percebido pelo consumidor da área de concessão da Companhia foi de: 40,49% no grupo A, 21,47% no grupo B, total de 29,78% (conforme divulgado na Resolução Homologatória). As tarifas resultantes desta RTE estiveram vigentes de 2 de março de 2015 até 22 de outubro de 2015.

30.3. 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, aprovado pelo Despacho nº 3.500 de 16 de outubro de 2015.

Descrição	Valores R\$ mil
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	4.218.597
(2) Índice de Aproveitamento Integral	594
(3) Obrigações Especiais Bruta	654.988
(4) Bens Totalmente Depreciados	542.843
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.020.172
(6) Depreciação Acumulada	1.942.585
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	2.276.012
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	105
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	2.275.907
(10) Almoarifado em Operação	1.483
(11) Ativo Diferido	0
(12) Obrigações Especiais Líquida	522.317
(13) Terrenos e Servidões	150.594
(14) Base de Remuneração Líquida = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	1.905.666
(15) Saldo RGR PLPT	226
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	0
(17) Taxa de Depreciação	3,65%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	110.236
(19) RC sem Obrigações Especiais	233.609
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	10.414
(21) Remuneração do Capital (RC)	244.023

30.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – (“CAIMI”).

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

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

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, aprovado pelo Despacho nº 3.500 de 16 de outubro de 2015.

Descrição	Valores R\$ mil
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	191.347
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	47.837
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	47.837
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	95.673
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	4.647
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	9.766
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	23.916
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	38.330

31. CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador e apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

31.1. Balanço Patrimonial

	31/12/2016			31/12/2015		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativo						
Ativo Circulante	1.887.348	(421.252)	1.466.096	2.132.512	(195.532)	1.936.980
Caixa e Equivalentes de Caixa	783.818	-	783.818	576.416	-	576.416
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	541.572	-	541.572	638.856	-	638.856
Serviços em Curso	38.887	-	38.887	53.561	-	53.561
Tributos Compensáveis	36.247	-	36.247	52.134	-	52.134
Depósitos Judiciais e Cauções	3.310	-	3.310	-	-	-
Almoxarifado Operacional	2.104	-	2.104	1.738	-	1.738
Ativos Financeiros Setoriais	421.252	(421.252)	-	595.072	(195.532)	399.540
Despesas Pagas Antecipadamente	10.729	-	10.729	11.706	-	11.706
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	-	143.356	-	143.356
Outros Ativos Circulantes	49.429	-	49.429	59.674	-	59.674
Ativo Não Circulante	3.016.676	(826.574)	2.190.102	3.408.609	(1.110.406)	2.298.203
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	13.504	-	13.504	11.480	-	11.480
Tributos Compensáveis	19.179	-	19.179	18.431	-	18.431
Depósitos Judiciais e Cauções	213.785	-	213.785	203.597	-	203.597
Tributos Diferidos	-	52.320	52.320	-	-	-
Ativos Financeiros Setoriais	71.464	(71.464)	-	289.908	(161.408)	128.500
Despesas Pagas Antecipadamente	1.717	-	1.717	-	-	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	130.940	-	130.940	253.392	-	253.392
Ativo Financeiro da Concessão	-	860.979	860.979	-	784.893	784.893
Outros Ativos Não Circulantes	-	-	-	6	-	6
Imobilizado	2.459.739	(2.459.739)	-	2.522.361	(2.522.361)	-
Intangível	106.350	791.328	897.678	109.434	788.468	897.902
Total do Ativo	4.904.024	(1.247.826)	3.656.198	5.541.123	(1.305.940)	4.235.183
	31/12/2016			31/12/2015		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Passivo						
Passivo Circulante	1.736.226	(421.252)	1.314.974	2.068.299	(195.533)	1.872.766
Fornecedores	466.360	-	466.360	645.582	-	645.582
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	202.432	-	202.432	536.468	-	536.468
Obrigações Sociais e Trabalhistas	24.653	-	24.653	20.612	-	20.612
Benefício Pós-Emprego	6.437	-	6.437	27	-	27
Tributos	114.314	-	114.314	177.062	-	177.062
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	72.080	-	72.080	199.323	-	199.323
Encargos Setoriais	137.167	-	137.167	258.577	-	258.577
Passivos Financeiros Setoriais	681.894	(421.252)	260.642	195.533	(195.533)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	4.257	-	4.257	-	-	-
Outros Passivos Circulantes	26.631	-	26.631	35.114	-	35.114
Passivo Não Circulante	2.691.325	(705.857)	1.985.468	2.693.620	(868.873)	1.824.747
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.484.412	-	1.484.412	1.538.741	-	1.538.741
Benefício Pós-Emprego	133.653	-	133.653	10.806	-	10.806
Provisão para Litígios	233.869	-	233.869	198.117	-	198.117
Encargos Setoriais	8.427	-	8.427	12.916	-	12.916
Tributos Diferidos	9.868	(9.868)	-	164.570	(118.968)	45.602
Passivos Financeiros Setoriais	165.251	(71.464)	93.787	161.408	(161.408)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	16.257	-	16.257	4.041	-	4.041
Outros Passivos Não Circulantes	15.063	-	15.063	14.524	-	14.524
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	624.525	(624.525)	-	588.497	(588.497)	-
Total do Passivo	4.427.552	(1.127.109)	3.300.443	4.761.918	(1.064.405)	3.697.513
Patrimônio Líquido						
Capital Social	235.556	-	235.556	178.574	-	178.574
Reservas de Capital	60.493	-	60.493	111.255	-	111.255
Outros Resultados Abrangentes	203.382	(317.321)	(113.939)	426.538	(430.852)	(4.314)
Reservas de Lucros	-	173.644	173.644	6.220	177.610	183.830
Prejuízos Acumulados	(22.958)	22.958	-	(11.706)	11.706	-
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	-	-	-	68.324	-	68.324
Total do Patrimônio Líquido	476.473	(120.718)	355.755	779.205	(241.535)	537.670
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	4.904.024	(1.247.826)	3.656.198	5.541.123	(1.305.940)	4.235.183

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 2016 e 2015:

Reclassificações e ajustes 2016:

	Reclassificações				Ajustes					
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.5)	Societário
Ativo										
Ativo Circulante										
Ativos Financeiros Setoriais	421.252	(421.252)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante										
Tributos diferidos	-	-	-	-	-	-	-	-	52.320	52.320
Ativos Financeiros Setoriais	71.464	(71.464)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	579.451	-	-	-	281.528	-	-	860.979
Imobilizado	2.459.739	-	-	(1.841.667)	-	(618.072)	-	-	-	-
Intangível	106.350	-	(579.451)	1.841.667	(466.324)	(20.918)	-	16.355	-	897.678
	<u>3.058.804</u>	<u>(492.716)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(466.324)</u>	<u>(638.989)</u>	<u>281.528</u>	<u>16.355</u>	<u>52.320</u>	<u>1.810.977</u>
Passivo										
Passivo Circulante										
Passivos Financeiros Setoriais	681.894	(421.252)	-	-	-	-	-	-	-	260.642
Passivo Não Circulante										
Tributos diferidos	9.868	-	-	-	-	-	-	-	(9.868)	-
Passivos Financeiros Setoriais	165.251	(71.464)	-	-	-	-	-	-	-	93.787
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	624.525	-	-	-	(466.324)	(158.201)	-	-	-	-
	<u>1.481.538</u>	<u>(492.716)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(466.324)</u>	<u>(158.201)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(9.868)</u>	<u>354.429</u>
Total	<u>1.577.266</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(480.789)</u>	<u>281.528</u>	<u>16.355</u>	<u>62.188</u>	<u>1.456.549</u>

- (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 práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias.

Reclassificações e ajustes 2015:

	Reclassificações					Ajustes					Societário
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigações Especiais (b)	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	PIS/COFINS Diferidos Expectativa de Fluxo de Caixa (31.3.4)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.5)	
Ativo											
Ativo Circulante											
Ativos Financeiros Setoriais	595.072	(195.532)	-	-	-	-	-	-	-	-	399.540
Ativo Não Circulante											
Ativos Financeiros Setoriais	289.908	(161.408)	-	-	-	-	-	-	-	-	128.500
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	510.327	-	-	-	274.566	-	-	-	784.893
Imobilizado	2.522.361	-	-	(1.723.608)	-	(798.753)	-	-	-	-	-
Intangível	109.434	-	(510.327)	1.723.608	(412.763)	(29.787)	-	-	17.737	-	897.900
	<u>3.516.775</u>	<u>(356.940)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(412.763)</u>	<u>(828.540)</u>	<u>274.566</u>	<u>-</u>	<u>17.737</u>	<u>-</u>	<u>2.210.832</u>
Passivo											
Passivo Circulante											
Passivos Financeiros Setoriais	195.533	(195.533)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante											
Tributos diferidos	164.570	-	-	-	-	-	-	5.459	-	(124.427)	45.602
Passivos Financeiros Setoriais	161.408	(161.408)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	588.497	-	-	-	(412.763)	(175.734)	-	-	-	-	-
	<u>1.110.008</u>	<u>(356.940)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(412.763)</u>	<u>(175.734)</u>	<u>-</u>	<u>5.459</u>	<u>-</u>	<u>(124.427)</u>	<u>45.602</u>
Total	<u>2.406.767</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(652.806)</u>	<u>274.566</u>	<u>(5.459)</u>	<u>17.737</u>	<u>124.427</u>	<u>2.165.230</u>

(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 práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias.

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Total do ativo conforme contabilidade societária	3.656.198	4.235.183
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	1.673.216	1.776.779
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(1.034.226)	(948.240)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(281.528)	(274.566)
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)	(16.355)	(17.737)
PIS/COFINS Diferidos sobre atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.4)	-	5.459
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	(62.188)	(124.427)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	492.715	356.941
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	466.324	412.763
Reclassificação de tributos diferidos (c)	9.868	118.968
Total do ativo regulatório	<u>4.904.024</u>	<u>5.541.123</u>

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo.
- (b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Ativo Intangível e para fins e para as demonstrações contábeis regulatórias a partir de 2015 é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.
- (c) Refere-se ao encontro de contas dos tributos diferidos seguindo o mesmo critério utilizado para as demonstrações contábeis societárias

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	355.755	537.670
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	1.432.361	1.536.116
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(951.572)	(883.310)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(281.528)	(274.566)
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)	(16.355)	(17.737)
PIS/COFINS Diferidos sobre atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.4)	-	5.459
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	(62.188)	(124.427)
Patrimônio líquido regulatório	<u>476.473</u>	<u>779.205</u>

31.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2016			2015		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário (Reapresentado *)
Receita / Ingresso	5.470.287	271.420	5.741.707	6.587.369	385.315	6.972.684
Fornecimento de Energia Elétrica	3.152.348	-	3.152.348	3.480.427	-	3.480.427
(-) Transferências	-	-	-	(11.168)	-	(11.168)
Suprimento de Energia Elétrica	16.285	-	16.285	12.015	-	12.015
Energia Elétrica de Curto Prazo	195.303	-	195.303	108.225	-	108.225
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	2.558.414	-	2.558.414	2.361.295	-	2.361.295
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(715.004)	-	(715.004)	464.027	76.564	540.591
Serviços Cobráveis	6.329	-	6.329	4.192	-	4.192
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	256.612	-	256.612	168.356	-	168.356
Outras Receitas	-	271.420	271.420	-	308.751	308.751
Tributos	(1.613.787)	-	(1.613.787)	(1.717.305)	-	(1.717.305)
ICMS	(1.100.506)	-	(1.100.506)	(1.106.881)	-	(1.106.881)
PIS-PASEP	(91.541)	-	(91.541)	(108.872)	-	(108.872)
COFINS	(421.643)	-	(421.643)	(501.470)	-	(501.470)
ISS	(97)	-	(97)	(82)	-	(82)
Encargos - Parcela "A"	(995.160)	-	(995.160)	(1.438.114)	-	(1.438.114)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(14.623)	-	(14.623)	(17.449)	-	(17.449)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(14.623)	-	(14.623)	(17.449)	-	(17.449)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(831.066)	-	(831.066)	(956.241)	-	(956.241)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(3.885)	-	(3.885)	(4.229)	-	(4.229)
Outros Encargos	(130.962)	-	(130.962)	(442.746)	-	(442.746)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	2.861.340	271.420	3.132.760	3.431.952	385.315	3.817.267
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(2.186.823)	-	(2.186.823)	(2.734.587)	-	(2.734.587)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.818.574)	-	(1.818.574)	(2.353.254)	-	(2.353.254)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(86.068)	-	(86.068)	(58.247)	-	(58.247)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(282.182)	-	(282.182)	(323.086)	-	(323.086)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	674.517	271.420	945.937	697.363	385.317	1.082.680
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(468.575)	(252.927)	(721.502)	(421.705)	(216.818)	(638.523)
Pessoal e Administradores	(147.269)	-	(147.269)	(137.666)	-	(137.666)
Entidade de previdência privada	(8.791)	-	(8.791)	(8.745)	-	(8.745)
Material	(18.210)	-	(18.210)	(15.441)	-	(15.441)
Serviços de Terceiros	(121.886)	-	(121.886)	(98.412)	-	(98.412)
Arrendamento e Aluguéis	(4.215)	-	(4.215)	(3.944)	-	(3.944)
Seguros	(784)	-	(784)	(581)	-	(581)
Doações, Contribuições e Subvenções	(464)	-	(464)	(884)	-	(884)
Provisões	(86.770)	-	(86.770)	(63.665)	-	(63.665)
(-) Recuperação de Despesas	4.710	-	4.710	5.926	-	5.926
Tributos	(2.454)	-	(2.454)	(2.036)	-	(2.036)
Depreciação e Amortização	(98.884)	6.223	(92.661)	(111.148)	17.592	(93.556)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(31.616)	-	(31.616)	(30.573)	-	(30.573)
Outras Receitas Operacionais	65.572	(65.572)	-	63.084	(234.410)	(171.326)
Outras Despesas Operacionais	(17.514)	(193.578)	(211.092)	(17.620)	-	(17.620)
Resultado da Atividade	205.941	18.494	224.435	275.658	168.498	444.156
Resultado Financeiro	(112.338)	5.459	(106.879)	(110.272)	(5.459)	(115.731)
Receitas Financeiras	334.321	(174.310)	160.011	184.544	(34.775)	149.769
Despesas Financeiras	(446.659)	179.769	(266.890)	(294.816)	29.316	(265.500)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	93.603	23.952	117.556	165.386	163.039	328.425
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(41.298)	(8.145)	(49.442)	(61.355)	(55.433)	(116.788)
Resultado Líquido do Exercício	52.306	15.809	68.114	104.031	107.606	211.637
Atribuível aos Acionistas Controladores	52.306	15.809	68.114	104.031	107.606	211.637

(*) Conforme Demonstrações Financeiras Societárias emitidas em 13 de março de 2017.

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 2016 e 2015:

Reclassificações e ajustes 2016:

	Regulatório	Reclassificações					Ajustes				Societário
		Construção da infraestrutura de concessão (a)	Outras receitas não vinculadas (a)	Ganho na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (a)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (a)	Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	PIS/COFINS Diferidos Expectativa de Fluxo de Caixa (31.3.4)	IR e CS Diferidos (31.3.5)	
Receita/Ingresso											
Outras receitas	-	203.463	63.334	-	-	-	4.623	-	-	-	271.420
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"											
Depreciação e Amortização	(98.884)	-	-	-	-	7.605	-	(1.382)	-	-	(92.661)
Outras receitas operacionais	65.572	-	(63.334)	(2.239)	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(17.514)	(203.463)	-	2.239	-	5.308	2.339	-	-	-	(211.092)
Resultado Financeiro											
Receitas Financeiras	334.321	-	-	-	(179.769)	-	-	-	5.459	-	160.011
Despesas Financeiras	(446.659)	-	-	-	179.769	-	-	-	-	-	(266.890)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(41.298)	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.145)	(49.442)
Lucro Líquido	52.306	-	-	-	-	12.913	6.962	(1.382)	5.459	(8.145)	68.114

(a) Diferenças de práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias

Reclassificações e ajustes 2015:

	Regulatório	Reclassificações					Ajustes					Societário
		Aporte CDE (a)	Receita Construção (a)	Atualização Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (a)	Créditos Fiscais (a)	Outras Receitas Não Vinculadas (a)	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	PIS/COFINS Diferidos Expectativa de Fluxo de Caixa (31.3.4)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.5)	
Receita/Ingresso												
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	464.027	76.564	-	-	-	-	-	-	-	-	-	540.591
Outra receitas e rendas	-	(76.564)	187.101	-	-	57.815	-	-	-	-	-	168.352
Custos gerenciáveis - Parcela "B"												
Depreciação e amortização	(111.148)	-	-	-	-	18.974	-	-	(1.382)	-	-	(93.556)
Outras Receitas Operacionais	63.084	-	(187.101)	-	-	8.472	-	-	2.035	-	-	(171.326)
Resultado Financeiro												
Receitas financeiras	184.544	-	-	(14.018)	(15.298)	-	-	143.269	(5.459)	-	-	293.038
Despesas financeiras	(294.816)	-	-	14.018	15.298	-	-	(835)	-	(2.035)	-	(268.370)
Despesa com impostos sobre os lucros	(61.355)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(55.433)	(116.788)
Lucro Líquido	104.031	-	-	-	-	27.446	142.434	(5.459)	(1.382)	(55.433)	211.637	

(a) Diferenças de práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias.

Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2016	2015
Lucro líquido conforme contabilidade societária	68.114	211.637
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(5.308)	(8.472)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(7.605)	(18.974)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(6.962)	(142.434)
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)	1.382	1.382
PIS/COFINS Diferidos sobre atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.4)	(5.459)	5.459
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	8.144	55.433
Lucro líquido regulatório	52.306	104.031

31.3. Composição dos ajustes

31.3.1 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 2016 e 2015, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível, obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nºs 8,11 e 19 deste relatório estão assim apresentados:

Saldo em 31 de dezembro de 2016:

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>
Ativo imobilizado	1.588.896	(970.824)	618.072
Ativo intangível	84.321	(63.403)	20.918
Obrigações especiais	(240.855)	82.654	(158.201)
Total	1.432.361	(951.572)	480.789
Efeito IR e CSLL	(487.003)	323.535	(163.468)
Efeito líquido	945.358	(628.038)	317.321

Conforme mencionado na nota 3.6, em 2016 foi contemplado os efeitos da implantação do laudo homologado da revisão tarifária, cujo efeitos estão demonstrados na nota 11.

Saldo em 31 de dezembro de 2015:

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>
Ativo imobilizado	1.685.156	(886.403)	798.753
Ativo intangível	91.623	(61.836)	29.787
Obrigações especiais	(240.663)	64.929	(175.734)
Total	1.536.116	(883.310)	652.806
Efeito IR e CSLL	(522.279)	300.325	(221.954)
Efeito líquido	1.013.836	(582.984)	430.852

31.3.2. Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente do estorno do valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão. Esse ajuste refere-se a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição "VNR"), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional, no resultado do exercício societário. O mesmo é aceito na contabilidade societária e não é aceito na contabilidade regulatória.

31.3.3. Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

O efeito é decorrente do estorno do reconhecimento de custos adicionais e juros capitalizados em ordens em curso, reconhecidos na contabilidade societária e, que serão amortizados até o prazo final da concessão. Esse ajuste é aceito na contabilidade societária e não é reconhecido na contabilidade regulatória.

31.3.4. PIS/COFINS diferidos sobre atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)

Os ajustes são decorrentes de contabilização na contabilidade societária de PIS/COFINS sobre a expectativa de direito incondicional de receber caixa (indenização) e atualizações dos saldos. Estes lançamentos foram realizados na contabilidade societária, mas para fins de contabilidade regulatória tais práticas não são adotadas e desta forma, apresenta-se ajustes na conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios.

31.3.5. 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.

32. COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2016	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 11 anos	1.838.987	3.982.590	4.115.539	15.756.249	25.693.365
Compra de energia de Itaipu	até 11 anos	503.299	1.026.809	1.115.570	4.293.627	6.939.305
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 11 anos	366.301	1.250.348	1.527.618	4.969.793	8.114.060
Fornecedores de materiais e serviços	até 5 anos	161.566	184.712	26.431	-	372.709
Total		2.870.153	6.444.459	6.785.158	25.019.669	41.119.439

33. TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2016, um valor de R\$ 1.790 (R\$ 2.274 em 2015) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado.

34. FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

34.1 Aquisição acionária da controladora da Companhia pela State Grid International Development Limited

Em Fato Relevante divulgado ao mercado em 1 de julho de 2016, a CPFL Energia controladora da Companhia divulgou que recebeu de seu acionista controlador Camargo Corrêa S.A. (“CCSA”) uma comunicação sobre proposta recebida da State Grid International Development Limited. para a aquisição da totalidade de sua participação societária vinculada ao bloco de controle da CPFL Energia. Em 2 de setembro de 2016 a CPFL Energia recebeu da CCSA correspondência confirmando a assinatura do contrato de aquisição.

Em 23 de novembro de 2016, a CPFL Energia divulgou Fato Relevante informando que a Aneel aprovou, naquela data, o pedido de anuência para a transferência das ações de emissão da CPFL Energia detidas pelos acionistas integrantes de seu bloco de controle (“Acionistas Controladores”) à State Grid Brazil Power Participações Ltda. (“State Grid”), subsidiária brasileira da State Grid International Development Limited. Esta autorização era a última condição precedente para a ocorrência do fechamento da transação e a consumação da transferência das ações de emissão da CPFL Energia detidas pelos Acionistas Controladores à State Grid.

Em 23 de janeiro de 2017, a CPFL Energia divulgou Fato Relevante informando que recebeu, naquela data, correspondência da State Grid Brazil Power Participações Ltda. (“State Grid Brazil”) informando que naquela data, foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil, a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS, a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV, e

certas outras partes. Além disso, foram divulgados nesse Fato Relevante as condições sobre a transação no que tange à (i) fechamento e ações adquiridas, (ii) preço por ação da CPFL Energia; (iii) preço por ação da CPFL Renováveis; (iv) OPAs por alienação de controle; (v) preço da OPA por alienação de controle; (vi) possibilidade de promover o cancelamento de registro da CPFL Energia e/ou da CPFL Renováveis; (vii) rescisão do controle de acionistas e outras informações relevantes.

Após a finalização da transação, a State Grid Brazil se tornou a controladora da CPFL Energia com 54,64% (556.164.817 ações, diretas ou indiretas) do capital votante e total. O preço total pago para a aquisição direta e indireta das ações foi de R\$ 25,51 por ação, totalizando aproximadamente R\$ 14,19 bilhões. Com a operação, a State Grid Brazil tornou-se o único controlador da CPFL Energia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi rescindido.

Os membros do conselho de Administração e do conselho fiscal (exceto a conselheira eleita como membro independente) da CPFL Energia renunciaram nesta mesma data. A eleição dos substitutos para ocuparem os cargos vagos do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal ocorreu na Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Energia realizada em 16 de fevereiro de 2017, conforme edital de convocação e Proposta da Administração já divulgados pela CPFL Energia.

Como o fechamento ocorreu em 23 de janeiro de 2017, após todas as condições precedentes serem atendidas, esta transação não gerou impactos na estrutura acionária da CPFL Energia em 31 de dezembro de 2016.

34.2 – Autorização de emissão de debentures

Em 25 de janeiro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a oitava emissão de debêntures simples não conversíveis em ações no montante total de R\$ 306.000 em 2 (duas) séries sendo R\$ 60.000 da primeira série e R\$ 246.000 da segunda série. Os recursos líquidos obtidos serão destinados: (i) primeira série: para a implementação e desenvolvimento de projetos de investimento em subestações e linhas de transmissão; e (ii) segunda série: para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

Foram emitidas 306.000 debêntures, sendo 60.000 debêntures da primeira série; e (ii) 246.000 debêntures da segunda série. A data da emissão das Debêntures ocorreu em 15 de fevereiro de 2017 e vencimento em 15 de fevereiro de 2024 da primeira série e 15 de fevereiro de 2022 da segunda série.

Os juros da 1ª e 2ª séries serão pagos semestralmente a partir de agosto de 2017, ao custo de IPCA + 5,2901% da 1ª série e 109,50% do CDI da 2ª série.

34.3 – Ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) de Angra III

A ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória 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 -6,8% (conforme divulgado pela própria ANEEL). As tarifas resultantes desta reversão serão vigentes somente no mês de abril de 2017, no entanto, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide como mês civil, essa redução se dará na receita faturada de abril e maio de 2017, tendo seu impacto diluído entre os dois períodos.

34.4 - Aumento de Capital

Através da AGO/E de 4 de abril de 2017, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 4.588, referente capitalização do benefício fiscal do ágio apurado em 2016 sem emissão de novas ações.

**RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE
AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Piratininga de Força e Luz
Campinas - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga" ou "Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 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 CPFL Piratininga em 31 de dezembro de 2016, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as disposições para elaboração de demonstrações contábeis regulatórias contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico ("MCSE"), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

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.

Ênfase – Base contábil de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a nota explicativa 2.1 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis regulatórias, que foram elaboradas para auxiliar a Companhia a cumprir os requisitos da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Consequentemente, as demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outros fins. Nossa opinião não está modificada com relação a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

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

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido ("DTTL"), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada "Deloitte Global") não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende a quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 225.000 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

Conforme mencionado na nota explicativa nº 3.11 às demonstrações contábeis regulatórias, a contabilização da energia distribuída aos consumidores, mas ainda não faturada, impacta o montante da receita líquida reconhecida no exercício, bem como o saldo da conta de consumidores, concessionárias e permissionárias a receber. O processo de avaliação e determinação da estimativa, o qual inclui o desenvolvimento de premissas que impactam no cálculo do volume e montante de energia distribuída e não faturada, é complexo e envolve julgamento significativo por parte da Administração. Portanto, consideramos a estimativa do montante de receita e de contas a receber de consumidores concessionárias e permissionárias decorrentes de energia distribuída, mas não faturada, como um principal assunto de auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria para endereçar esta estimativa contábil incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes adotados pela Administração da Companhia para determinar o montante da receita de energia distribuída, mas não faturada, (ii) envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados, e (iii) desafio às principais premissas utilizadas pela Administração no desenvolvimento de tal estimativa. Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no cálculo da estimativa efetuada pela Administração e efetuamos teste de valorização da receita de energia distribuída e não faturada, por meio do confronto dos valores reconhecidos pela Companhia, com as expectativas independentes geradas a partir de nossos testes substantivos.

Capitalização de gastos como ativo imobilizado e intangível da concessão

Diante do montante envolvido e da dispersão dos investimentos em toda a área de concessão da Companhia, bem como pelo fato da infraestrutura de distribuição ser a base utilizada pelo regulador (Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel) para determinar a tarifa para cada ciclo tarifário, ou seja, a infraestrutura de distribuição é base de remuneração regulatória - BRR, consideramos a segregação e capitalização de gastos ao ativo imobilizado e intangível da concessão, como um assunto foco de nossa auditoria, pois podem ocorrer erros na determinação e capitalização de gastos não qualificáveis principalmente relacionados a serviços de terceiros e mão de obra.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes adotados pela Administração para segregação e capitalização dos gastos à infraestrutura de distribuição, (ii) envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação para avaliação dos sistemas utilizados pela Companhia para controlar o ativo imobilizado e intangível e respectivos gastos capitalizados, (iii) execução de testes, por amostragem, afim de avaliar a valorização e alocação dos gastos segregados e capitalizados ao ativo imobilizado e intangível da concessão, (iv) desafio às premissas utilizadas pela Administração na determinação e segregação dos gastos capitalizados, e (v) comparação da natureza e do volume de gastos capitalizados com aqueles homologados pelo regulador no último período de revisão tarifária da Companhia.

Outros assuntos

A Companhia Piratininga de Força e Luz preparou um conjunto de demonstrações financeiras separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (demonstrações contábeis societárias), sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado,

Deloitte.

com data de 13 de março de 2017.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias 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 contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias 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 contábeis regulatórias

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico ("MCSE"), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014, 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.

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 uma 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 de uma auditoria, 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.

Deloitte.

- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possa 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 e 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, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Campinas, 24 de abril de 2017


DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8


Christian Canezin
Contador
CRC nº 1 SP 237470/O-9