

Demonstrações Contábeis Societárias

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA 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	2.225.091	2.169.504
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	1.448.945	1.421.754
Tributos a compensar	7	80.112	124.120
Derivativos	30	25.093	304.165
Ativo financeiro setorial	8	-	787.149
Estoques		6.901	5.544
Outros créditos	11	248.416	336.938
Total do circulante		4.034.557	5.149.173
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	67.432	55.469
Depósitos judiciais	19	186.378	936.086
Tributos a compensar	7	102.791	83.702
Derivativos	30	336.810	847.091
Ativo financeiro setorial	8	-	258.187
Créditos fiscais diferidos	9	310.120	75.598
Ativo financeiro da concessão	10	2.127.140	1.674.332
Outros créditos	11	17.322	18.012
Intangível	12	2.054.951	2.065.803
Total do não circulante		5.202.944	6.014.281
Total do ativo		9.237.502	11.163.454

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA 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	1.212.307	1.665.057
Encargos de dívidas	14	43.495	20.047
Encargos de debêntures	15	75.992	76.838
Empréstimos e financiamentos	14	408.652	429.021
Debêntures	15	197.666	-
Entidade de previdência privada	16	26.082	648
Taxas regulamentares	17	168.721	419.439
Impostos, taxas e contribuições	18	296.618	310.028
Dividendo e juros sobre capital próprio	21	-	664.968
Obrigações estimadas com pessoal		39.576	32.912
Passivo financeiro setorial	8	178.893	-
Outras contas a pagar	20	249.963	364.121
Total do circulante		2.897.966	3.983.080
Não circulante			
Encargos de dívidas	14	97.803	81.549
Empréstimos e financiamentos	14	2.971.590	3.858.747
Debêntures	15	965.560	1.162.673
Entidade de previdência privada	16	787.276	453.171
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	19	211.079	221.674
Derivativos	30	29.761	13.541
Passivo financeiro setorial	8	161.210	-
Outras contas a pagar	20	51.858	36.627
Total do não circulante		5.276.136	5.827.981
Patrimônio líquido			
	21		
Capital social		905.948	880.653
Reserva de capital		196.667	221.962
Reserva legal		34.941	22.175
Reserva de retenção de lucros para investimento		109.658	109.658
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		322.867	245.742
Dividendo		2.228	120.446
Resultado abrangente acumulado		(508.909)	(248.243)
Total do patrimônio líquido		1.063.400	1.352.393
Total do passivo e do patrimônio líquido		9.237.502	11.163.454

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA 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	7.555.155	8.754.239
Custo do serviço de energia elétrica			
Custo com energia elétrica	24	(4.992.385)	(6.293.826)
Custo de operação	25	(669.399)	(580.581)
Custo do serviço prestado a terceiros	25	(625.941)	(477.728)
Lucro operacional bruto		1.267.430	1.402.104
Despesas operacionais	25		
Despesas com vendas		(278.054)	(269.203)
Despesas gerais e administrativas		(322.039)	(395.176)
Outras despesas operacionais		(8.688)	(5.430)
Resultado do serviço		658.651	732.295
Resultado financeiro	26		
Receitas financeiras		452.512	428.377
Despesas financeiras		(697.151)	(676.455)
		(244.640)	(248.078)
Lucro antes dos tributos		414.011	484.217
Contribuição social	9	(43.871)	(48.452)
Imposto de renda	9	(114.811)	(137.563)
		(158.682)	(186.015)
Lucro líquido do exercício		255.329	298.203
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	22	0,29	0,94
Lucro líquido básico e diluído por ação preferencial - R\$	22	0,31	1,04

(*) Contempla os efeitos da nota explicativa 2.6.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ

Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015

(Em milhares de reais)

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Lucro líquido do exercício	255.329	298.203
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
- Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	(260.666)	40.879
Resultado abrangente do exercício	<u><u>(5.337)</u></u>	<u><u>339.082</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA LUZ

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros			Dividendo	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
			Reserva legal	Reserva de retenção de lucros para investimento	Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão				
Saldos em 31 de dezembro de 2014	241.264	248.858	7.265	109.658	153.719	256.572	(289.122)	-	728.213
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	298.203	298.203
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuarias	-	-	-	-	-	-	40.879	-	40.879
Mutações internas do patrimônio líquido									
Aumento de capital	26.896	(26.896)	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	14.910	-	-	-	-	(14.910)	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	92.023	-	-	(92.023)	-
Transações de capital com os acionistas									
Juros sobre o capital próprio intermediário	-	-	-	-	-	-	-	(21.480)	(21.480)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	(49.343)	(49.343)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	120.446	-	(120.446)	-
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(256.572)	-	-	(256.572)
Capitalização AFAC - ACO/E 28/04/2015	12.493	-	-	-	-	-	-	-	12.493
Capitalização AFAC - AGE 17/12/2015	600.000	-	-	-	-	-	-	-	600.000
Saldos em 31 de dezembro de 2015	880.653	221.962	22.175	109.658	245.742	120.446	(248.243)	-	1.352.393
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	255.329	255.329
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuarias	-	-	-	-	-	-	(260.666)	-	(260.666)
Mutações internas do patrimônio líquido									
Aumento de capital	25.295	(25.295)	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	12.766	-	-	-	-	(12.766)	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	77.125	-	-	(77.125)	-
Transações de capital com os acionistas									
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	(163.210)	(163.210)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	2.228	-	(2.228)	-
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	(120.446)	-	-	(120.446)
Saldos em 31 de dezembro de 2016	905.948	196.667	34.941	109.658	322.867	2.228	(508.909)	-	1.063.400

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PAULISTA 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)

	31/12/2016	31/12/2015
Lucro antes dos tributos	414.011	484.217
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	214.480	214.853
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	101.075	171.289
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	78.787	68.063
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	463.109	234.357
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	64.514	51.120
Perda (ganho) na baixa de não circulante	8.856	5.549
PIS e COFINS diferidos	(4.174)	4.174
	1.340.658	1.233.622
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(118.553)	(607.648)
Tributos a compensar	43.911	(19.418)
Depósitos judiciais	762.664	(207)
Ativo financeiro setorial	1.277.144	(500.461)
Contas a receber - Eletrobrás	17.378	144.782
Outros ativos operacionais	143.323	211
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	(452.750)	359.712
Outros tributos e contribuições sociais	(12.012)	210.034
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(51.498)	(80.131)
Taxas regulamentares	(250.717)	405.728
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(130.468)	(134.129)
Passivo financeiro setorial	143.679	-
Contas a pagar - CDE	(30.277)	8.574
Outros passivos operacionais	(106.200)	37.582
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	2.576.282	1.058.251
Encargos de dívida e debêntures pagos	(289.206)	(287.255)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(323.563)	(55.269)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.963.513	715.727
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	(3.044)	(4.665)
Adições de intangível	(566.053)	(383.836)
Venda de ativo não circulante	-	223
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(569.097)	(388.278)
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	258.879	1.451.709
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(769.419)	(823.504)
Liquidação de operações com derivativos	120.335	(75.948)
Aumento de Capital	-	600.000
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(948.624)	(425.400)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(1.338.829)	726.857
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	55.587	1.054.306
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	2.169.504	1.115.198
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	2.225.091	2.169.504

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA PAULISTA 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	13.104.280	15.811.132
1.1 Receita de venda de energia e serviços	12.560.949	15.404.244
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	622.119	474.950
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(78.787)	(68.063)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(6.755.570)	(8.059.486)
2.1 Custo com energia elétrica	(5.573.059)	(6.984.495)
2.2 Material	(425.652)	(331.114)
2.3 Serviços de terceiros	(541.022)	(418.819)
2.4 Outros	(215.836)	(325.058)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	6.348.710	7.751.646
4 - Retenções	(214.777)	(215.081)
4.1 Amortização	(214.777)	(215.081)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	6.133.933	7.536.565
6 - Valor adicionado recebido em transferência	475.819	445.051
6.1 Receitas financeiras	475.819	445.051
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	6.609.752	7.981.616
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e Encargos	415.923	377.877
8.1.1 Remuneração direta	218.237	202.078
8.1.2 Benefícios	179.329	159.113
8.1.3 F.G.T.S.	18.357	16.685
8.2 Impostos, taxas e contribuições	5.235.141	6.631.815
8.2.1 Federais	2.888.178	4.229.335
8.2.2 Estaduais	2.341.976	2.398.405
8.2.3 Municipais	4.987	4.075
8.3 Remuneração de capital de terceiros	703.359	673.722
8.3.1 Juros	701.061	671.110
8.3.2 Aluguéis	2.298	2.611
8.4 Remuneração de capital próprio	255.329	298.203
8.4.1 Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	-	21.480
8.4.2 Dividendo (incluindo adicional proposto)	165.438	169.790
8.4.3 Lucros retidos	89.891	106.933
	6.609.752	7.981.616

(*) 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 Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista" 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 Paulista cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 4,3 milhões de clientes, em 234 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 4,2% em relação ao exercício de 2015. Destaca-se a classe residencial, que registrou uma redução de 1,0% ante 2015.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes, o que também fez com que a CPFL Paulista, 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 econômica 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 de 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 05 de abril de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.056, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da CPFL Paulista em 9,89%, sendo -0,29% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 10,18% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 7,55% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de -2,06% e da Parcela B de 1,78%. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2016.

3. Desempenho operacional

Clientes: a CPFL Paulista encerrou o ano com 4,3 milhões de clientes, com acréscimo de 93 mil consumidores, representando um crescimento de 2,2%.

Vendas de energia

Em 2016, as vendas para o mercado cativo totalizaram 21.142 GWh, uma redução de 4,2% 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 65,0% do total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora:

¹ IBGE.

² Cadastro Geral de Empregados (Caged).

³ Boletim Focus – 03/março/17

- **Classes Residencial e Comercial:** reduções de 1,0% e de 7,5%, 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 13,5%, 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 Paulista obteve em 2016 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 82,7%, 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 Paulista 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 7,62 horas e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 5,00 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 Paulista alcançou receita líquida de R\$ 7.555 milhões, uma redução de 13,7% (R\$ 1.199 milhões), em decorrência principalmente do fraco desempenho do mercado e da constituição de um passivo financeiro setorial, que reflete o reajuste tarifário positivo (+7,55%) aplicado em abril/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	255.329	298.203
Amortização	214.480	214.853
Resultado Financeiro	244.640	248.078
Contribuição Social	43.871	48.452
Imposto de Renda	114.811	137.563
EBITDA	873.130	947.148

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 873 milhões, uma redução de 7,8% (R\$ 74 milhões), devido principalmente a: (i) a redução de 13,7% (R\$ 1.199 milhões) na receita líquida; (ii) o aumento de 31,0% (R\$ 147 milhões) nos custos com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor; e (iii) o aumento de

2,8% (R\$ 29 milhões) no PMSO (Despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Outros custos/despesas operacionais e Entidade de Previdência Privada). Já o custo com energia elétrica registrou redução de 20,7% (R\$ 1.301 milhões).

O aumento de 2,8% (R\$ 29 milhões) no PMSO da CPFL Paulista deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 5,2% (R\$ 19 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 28,8% (R\$ 15 milhões) nas despesas com material;
- ✓ Aumento de 22,3% (R\$ 60 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Redução de 24,9% (R\$ 77 milhões) nos outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Aumento de 26,2% (R\$ 13 milhões) no item Entidade de Previdência Privada.

Lucro líquido: Em 2016, a CPFL Paulista apurou lucro líquido de R\$ 255 milhões, uma redução de 14,4% (R\$ 43 milhões), refletindo principalmente a redução de 7,8% (R\$ 74 milhões) no EBITDA. Tal efeito foi parcialmente compensado pelos seguintes fatores: (i) o efeito positivo do Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 27 milhões); (ii) a redução de 1,4% (R\$ 3 milhões) nas despesas financeiras líquidas; e (iii) despesas com amortização estáveis (-0,2% ou R\$ 0,4 milhão).

Endividamento: no final de 2016, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Paulista atingiu R\$ 4.429 milhões, representando uma redução de 1,4%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 566 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 Paulista 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 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 Paulista atua, destacam-se: **(i) Programa de Revitalização dos Hospitais Filantrópicos** – visa elevar o desempenho administrativo de hospitais filantrópicos e aperfeiçoar os serviços prestados à comunidade. Em 2016, o Programa atendeu 20 hospitais das regiões de Barretos e Marília. O investimento foi de R\$ 870 mil; **(ii) Projeto Geekie** - visa diminuir os *gaps* de aprendizado dos alunos e proporcionar a capacitação de professores e gestores regionais, através da implementação de uma plataforma online de aprendizagem adaptativa. Em 2016, foram atendidos 5,9 mil alunos de 15 escolas públicas de Botucatu – SP. O investimento foi de R\$ 586 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(iii) Projeto Tamboro** -visa implantar novas metodologias educacionais, através da utilização de uma plataforma adaptativa de aprendizagem baseada em jogos. Em 2016, foram atendidos 7,6 mil alunos de 9 escolas públicas de Sumaré – SP. O investimento foi de R\$ 811 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(iv) Projeto ToLife** - Implantação de um sistema para classificação de risco clínico e organização do fluxo de pacientes em Unidades de Pronto Atendimento de hospitais públicos e/ou que atendam SUS. Em 2016, foram atendidas 6 unidades de saúde do município de Campinas e o investimento foi de R\$ 980 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(v) Projeto Bibliotecas Comunitárias** – visa democratizar o acesso à leitura de literatura e contribuir com a efetividade da Lei 12.244/10, que determina que até 2020 todas as instituições de ensino do País devem ter uma biblioteca. Em 2016, foi dado início à implementação de 03 bibliotecas nos municípios de Marília; Bebedouro e Campinas – SP. O investimento foi de R\$ 140 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(vi) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente – CMDCA (1% I.R.)** – Em 2016, a CPFL Paulista destinou R\$ 776.160,00 para o Fundo Municipal da Criança e Adolescente de 7 municípios da área de concessão. O repasse irá apoiar diagnósticos situacionais e planos de ação desenvolvidos em 2015/16; **(vii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos do Idoso – CMDI (1% I.R.)** – Em 2016 a CPFL Paulista destinou R\$ 348.000,00 ao Fundo Municipal da Pessoa Idosa de 1 município para apoiar o Projeto piloto “Cidade para Toda as Idades”; **(viii) Voluntariado** – Em 2016 foram desenvolvidas 12 ações que envolveram cerca de 500 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em 3 cidades da área de concessão beneficiaram aproximadamente 1.400 pessoas diretamente e cerca de 5 mil indiretamente. O programa teve alguns marcos importantes como o módulo piloto de voluntariado Pro Bono em instituição na cidade de Campinas; **(ix) Eficiência energética (0,5% da ROL)** – foram investidos mais de R\$ 42,4 milhões, sendo mais de R\$ 22,4 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na regularização de 750 clientes, troca de 694 geladeiras, 63.203 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED), instalação de 3.342 aquecedores solares e 3.292 E-Power controlador eletrônico para redução do consumo de chuveiros, realizados projetos educacionais CPFL nas Escolas com eventos para comunidade totalizando 1.946 alunos em 4 municípios com um investimento de mais de R\$ 1.7 milhões. Também foram eficientizados 12 Prédios Públicos, 12 Hospitais, 12 institutos filantrópicos e 3 escolas municipais com um investimento de mais R\$ 3.7 milhões, projeto bônus residencial com substituição de 3.806 geladeiras e 31.017 lâmpadas LED com um investimento de mais de R\$ 6,9 milhões, 4 projetos de gestão energética municipal sendo investidos mais de R\$ 78,9 mil,

1 projeto comercial sendo investidos mais de R\$ 1,6 milhões, 1 projeto industrial sendo investidos mais de R\$ 149,6 mil, 1 projeto Iluminação pública com substituições de 700 luminárias com um investimento de mais R\$ 1,3 milhões. Deste total, R\$ 37,9 milhões (0,4%) foram investidos em clientes e R\$ 4,5 milhões (0,1%), foram provisionados, conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL; e **(x) Escola de Eletricista** – visa formar um banco de eletricistas 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 eletricistas, 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 e lançou o Projeto Arborização + Segura, em parceria com a prefeitura de Amparo, para revitalização da arborização urbana desse município, por meio da substituição de árvores que ofereçam risco à população e à rede elétrica por espécies que demandem menos podas e convivam melhor com a rede.

7. Auditores independentes

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (Deloitte) foi contratada pela CPFL Paulista 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	186.186,90	21%
Procedimentos previamente acordados - Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	27/11/2015	Anos calendários 2015 e 2016	120.308,08	13%
Auditoria de contratos - Luz para Todos	22/04/2015	Anos calendários 2015 e 2016	18.989,36	2%
Revisão tributária - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	22/04/2015	Anos calendários 2015 e 2016	52.750,43	6%
			378.234,76	42%

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 Paulista 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 Paulista 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 PAULISTA 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 Paulista de Força e Luz (“CPFL Paulista” 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 20 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 234 municípios do interior do Estado de São Paulo. Entre os principais estão Campinas, Ribeirão Preto, Bauru e São José do Rio Preto, atendendo a aproximadamente 4,3 milhões de consumidores (informações não examinadas pelos auditores independentes).

(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 30 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 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

	2015	Reclassificações	2015 (Reapresentado)
Conciliação da demonstração do resultado			
Receita operacional líquida	8.613.882	140.357	8.754.239
Custo do serviço de energia elétrica			
Custo com energia elétrica	(6.293.826)	-	(6.293.826)
Custo de operação	(580.581)	-	(580.581)
Custo do serviço prestado a terceiros	(477.728)	-	(477.728)
Lucro operacional bruto	1.261.747	140.357	1.402.104
Despesas operacionais			
Despesas com vendas	(269.203)	-	(269.203)
Despesas gerais e administrativas	(395.176)	-	(395.176)
Outras despesas operacionais	(5.430)	-	(5.430)
Resultado do serviço	591.938	140.357	732.295
Resultado financeiro			
Receitas financeiras	575.463	(147.086)	428.377
Despesas financeiras	(683.184)	6.729	(676.455)
	(107.721)	(140.357)	(248.078)
Lucro antes dos tributos	484.217	-	484.217
Contribuição social	(48.452)	-	(48.452)
Imposto de renda	(137.563)	-	(137.563)
	(186.015)	-	(186.015)
Lucro líquido do exercício	298.203	-	298.203

- Demonstração do Valor adicionado

	2015	Reclassificações	2015 (Reapresentado)
1 - Receita	15.670.775	140.357	15.811.132
1.1 Receita de venda de energia e serviços	15.263.887	140.357	15.404.244
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	474.950	-	474.950
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(68.063)	-	(68.063)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(8.059.486)	-	(8.059.486)
2.1 Custo com energia elétrica	(6.984.495)	-	(6.984.495)
2.2 Material	(331.114)	-	(331.114)
2.3 Serviços de terceiros	(418.819)	-	(418.819)
2.4 Outros	(325.058)	-	(325.058)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	7.611.289	140.357	7.751.646
4 - Retenções	(215.081)	-	(215.081)
4.1 Amortização	(215.081)	-	(215.081)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	7.396.208	140.357	7.536.565
6 - Valor adicionado recebido em transferência	592.137	(147.086)	445.051
6.1 Receitas financeiras	592.137	(147.086)	445.051
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	7.988.345	(6.729)	7.981.616
8 - Distribuição do valor adicionado			
8.1 Pessoal e Encargos	377.877	-	377.877
8.2 Impostos, taxas e contribuições	6.631.815	-	6.631.815
8.3 Remuneração de capital de terceiros	680.451	(6.729)	673.722
8.3.1 Juros	677.839	(6.729)	671.110
8.3.2 Aluguéis	2.611	-	2.611
8.4 Remuneração de capital próprio	298.203	-	298.203
	7.988.345	(6.729)	7.981.616

(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 GAAPs 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 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 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos na IAS 39. 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 da Companhia. 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 destes ativos seria registrado no resultado do exercício. Assim, não haverá impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras 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/CPC32 – 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 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 cinco anos, consiste na avaliação ao preço de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador ("ANEEL"). Esta base de avaliação é utilizada para precificação da tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IPCA como melhor estimativa para ajustar a base original ao respectivo valor justo nas datas subseqüentes, 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	29.890	41.665
Aplicações financeiras	<u>2.195.201</u>	<u>2.127.840</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	9.136	12.562
Certificado de depósito bancário (b)	966.864	696.208
Fundos de investimento (c)	<u>1.219.201</u>	<u>1.419.069</u>
Total	<u>2.225.091</u>	<u>2.169.504</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	170.905	221.556	39.973	432.434	437.024
Industrial	39.852	39.261	47.414	126.527	135.567
Comercial	63.939	44.453	23.690	132.082	134.841
Rural	20.868	5.797	1.869	28.533	28.451
Poder público	35.743	15.424	3.113	54.280	45.972
Iluminação pública	26.529	3.414	1.597	31.540	31.125
Serviço público	43.543	11.220	3.426	58.189	51.266
Faturado	401.379	341.125	121.082	863.585	864.245
Não faturado	538.714	-	-	538.714	496.648
Parcelamento de débito de consumidores	51.863	10.992	14.435	77.290	124.858
Operações realizadas na CCEE	60.980	-	-	60.980	183
Concessionárias e permissionárias	3.131	-	-	3.131	12.233
	<u>1.056.066</u>	<u>352.117</u>	<u>135.517</u>	<u>1.543.699</u>	<u>1.498.167</u>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(94.755)	(76.413)
Total				<u>1.448.945</u>	<u>1.421.754</u>
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	71.371	-	-	71.371	62.560
Operações realizadas na CCEE	5.003	-	-	5.003	5.003
	<u>76.374</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>76.374</u>	<u>67.563</u>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(8.942)	(12.095)
Total				<u>67.432</u>	<u>55.469</u>

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	(61.147)	(7.788)	(68.935)
Provisão revertida (constituída)	(94.100)	609	(93.491)
Recuperação de receita	25.428	-	25.428
Baixa de contas a receber provisionadas	41.311	-	41.311
Saldo em 31/12/2015	(88.508)	(7.179)	(95.687)
Provisão revertida (constituída)	(122.573)	612	(121.961)
Recuperação de receita	43.174	-	43.174
Baixa de contas a receber provisionadas	64.210	-	64.210
Saldo em 31/12/2016	(103.697)	(6.568)	(110.265)
Circulante	(94.755)	(6.568)	(101.323)
Não circulante	(8.942)	-	(8.942)

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	3.268	17.934
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	15.724	37.334
Imposto de renda e contribuição social a compensar	3.704	3.059
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	18.614	28.176
ICMS a compensar	30.020	27.871
Programa de integração social - PIS	1.520	816
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	5.006	3.878
Instituto nacional de seguridade social - INSS	2.138	4.928
Outros	118	123
Total	80.112	124.120
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	55.373	51.355
ICMS a compensar	47.419	32.347
Total	102.791	83.702

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

Contribuição social a compensar - CSLL - No não circulante, refere-se basicamente à decisão favorável em ação judicial movida pela Companhia, transitada em julgado. A Companhia está aguardando o trâmite regular de habilitação do crédito junto à Receita Federal para realizar a compensação sistêmica e financeira do crédito.

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	Saldo em 31/12/2016		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Via bandeira tarifária (nota 23.4)	Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"										
CDE (**)	265.463	9.015	274.478	(249.452)	(187.322)	6.502	-	(210.831)	55.037	(155.794)
Custos energia elétrica	(224.943)	214.449	(10.494)	97.797	(221.426)	(27.470)	(197.887)	(361.310)	1.830	(359.479)
ESS e EER (***)	21.034	(110.852)	(89.819)	(125.924)	181.704	(32.166)	(171.389)	(206.372)	(31.223)	(237.594)
Proinfra	(465)	(670)	(1.135)	16.618	(11.472)	3.496	-	2.881	4.625	7.506
Rede básica	16.827	29.362	46.189	572	(38.711)	(617)	-	2.821	4.613	7.434
Repasse de Itaipu	772.554	(58.326)	714.228	(44.718)	(475.470)	96.840	-	67.626	223.255	290.881
Transporte de Itaipu	7.850	735	8.586	4.331	(7.396)	1.410	-	3.988	2.943	6.931
Neutralidade dos encargos setoriais	131.859	(1.183)	130.676	72.161	(113.941)	6.848	-	54.075	41.688	95.744
Sobrecontratação	(15.479)	15.623	144	(71.174)	143.684	(18.286)	(1)	112.026	(57.659)	54.366
Outros componentes financeiros	(18.867)	(8.650)	(27.517)	12.027	(33.434)	(1.172)	-	(65.329)	15.232	(50.096)
Total	955.833	89.503	1.045.336	(287.761)	(763.785)	35.385	(369.277)	(600.423)	260.321	(340.101)
Ativo circulante			787.149							-
Ativo não circulante			258.187							-
Passivo circulante			-							(178.893)
Passivo não circulante			-							(161.210)

(*) 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) 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; (ii) componentes financeiros referentes a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores e (iii) Liminar Abrace conforme Despacho nº 1.576/2016.

(9) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1- Composição dos créditos fiscais:

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Crédito (Débito) de contribuição social</u>		
Bases negativas	14.510	49.300
Benefício fiscal do ágio incorporado	50.497	55.123
Diferenças temporariamente indedutíveis	16.995	(83.382)
Subtotal	82.002	21.040
<u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	40.637	137.228
Benefício fiscal do ágio incorporado	140.270	153.119
Diferenças temporariamente indedutíveis	47.210	(231.616)
Subtotal	228.118	58.732
<u>Crédito (Débito) de PIS e COFINS</u>		
Diferenças temporariamente indedutíveis	-	(4.174)
Total	310.120	75.598

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 3,0% (4,34% no exercício de 2015).

9.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis:

	31/12/2016		31/12/2015		
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
Diferenças temporariamente indedutíveis					
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	17.008	47.243	18.700	51.945	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	9.924	27.566	8.612	23.922	-
Provisão energia livre	6.014	16.706	5.402	15.007	-
Programas de P&D e eficiência energética	9.102	25.284	7.998	22.216	-
Provisão relacionada a pessoal	1.187	3.296	977	2.715	-
Derivativos	(29.018)	(80.607)	(112.200)	(311.666)	-
Registro da concessão - ajuste do intangível (CPC)	(2.787)	(7.743)	(3.043)	(8.452)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (CPC)	(44.027)	(122.298)	(33.510)	(93.084)	(4.174)
Perdas atuariais (CPC)	21.612	60.035	21.612	60.035	-
Instrumentos financeiros (CPC)	(2.552)	(7.088)	(6.488)	(18.022)	-
Outros	293	815	1.044	2.899	-
Diferenças temporariamente indedutíveis - resultado abrangente acumulado					
Perdas atuariais (CPC)	30.240	84.000	7.512	20.870	-
Total	16.995	47.210	(83.382)	(231.616)	(4.174)

9.4 – Expectativa de recuperação

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de (i) diferenças temporariamente indedutíveis, benefício fiscal do ágio incorporado que estão baseados no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido e (ii) bases negativas e prejuízos

fiscais, está 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	75.533
2018	79.073
2019	53.684
2020	30.148
2021	84.197
2022 a 2024	71.700
2025 a 2027	211.906
Total	606.240

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	414.011	414.011	484.217	484.217
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Realização correção monetária complementar	2.169	-	2.908	-
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(3.549)	(3.549)	-	-
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	69.696	69.696	65.725	65.725
Juros sobre o capital próprio	-	-	(21.480)	(21.480)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	5.128	(20.913)	6.980	21.790
Base de cálculo	487.455	459.245	538.350	550.253
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Total	(43.871)	(114.811)	(48.452)	(137.563)
Corrente	(82.106)	(221.067)	29.698	79.234
Diferido	38.235	106.256	(78.150)	(216.797)

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

Realização correção monetária complementar - Refere-se à depreciação da parcela de custo incremental da correção monetária complementar instituída pela Lei nº 8.200/1990, não dedutível para fins de apuração da contribuição social.

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	346.521	346.521	(37.480)	(37.480)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(31.187)	(86.630)	3.373	9.370
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	8.461	23.501	(4.274)	(11.869)
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(22.726)	(63.129)	(900)	(2.499)

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2014	1.390.227
Adições	144.547
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	147.086
Baixas	(7.529)
Saldo em 31/12/2015	1.674.332
Adições	350.642
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	115.371
Baixas	(13.205)
Saldo em 31/12/2016	2.127.140

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	4.271	5.893	-	-
Adiantamentos - fornecedores	189	1.099	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	11.000	610	11.831	16.705
Ordens em curso	99.580	144.720	-	-
Serviços prestados a terceiros	2.853	2.899	-	-
Convênios de arrecadação	-	44.188	-	-
Bens destinados a alienação	-	-	264	264
Despesas antecipadas	23.501	24.295	4.097	-
Contas a receber - Eletrobrás	79.691	97.069	-	-
Adiantamentos a funcionários	5.549	4.847	-	-
Outros	28.349	18.497	1.131	1.044
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(6.568)	(7.179)	-	-
Total	248.416	336.938	17.322	18.012

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

Ordens em curso - Compreendem 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\$ 8.334 (R\$ 10.313 em 31 de dezembro de 2015), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 64.088 (R\$ 86.756 em 31 de dezembro de 2015) (ambos nota 23.3.1) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 7.269 (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\$ 183.211, sendo (i) R\$ 141.049 com base na liminar obtida em maio 2015 e (ii) R\$ 42.162 autorizado por meio do despacho nº 1.576/2016.

(12) INTANGÍVEL

	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso	Outros ativos intangíveis	Total
Saldo em 31/12/2014	1.812.735	227.420	4.326	2.044.481
Custo histórico	4.995.622	227.420	9.204	5.232.247
Amortização acumulada	(3.182.888)	-	(4.878)	(3.187.766)
Adições	-	389.797	-	389.797
Amortização	(214.494)	-	(359)	(214.853)
Transferência - intangíveis	197.106	(197.106)	-	-
Transferência - ativo financeiro	(290)	(144.257)	-	(144.547)
Baixa e transferência - outros ativos	(7.931)	-	(1.144)	(9.075)
Saldo em 31/12/2015	1.787.126	275.854	2.824	2.065.803
Custo histórico	5.122.108	275.854	8.061	5.406.023
Amortização acumulada	(3.334.982)	-	(5.237)	(3.340.219)
Adições	-	572.427	-	572.427
Amortização	(214.122)	-	(358)	(214.480)
Transferência - intangíveis	260.014	(260.014)	-	-
Transferência - ativo financeiro	617	(351.259)	-	(350.642)
Baixa e transferência - outros ativos	(18.158)	-	-	(18.158)
Saldo em 31/12/2016	1.815.478	237.007	2.465	2.054.951
Custo histórico	5.288.070	237.007	8.061	5.533.139
Amortização acumulada	(3.472.592)	-	(5.596)	(3.478.188)

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\$ 6.373 (R\$ 5.961 em 2015) a uma taxa de 7,50% a.a. (nota 26).

Teste de redução ao valor recuperável

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

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

(13) FORNECEDORES

	31/12/2016	31/12/2015
Encargos de serviço do sistema	20.604	106.977
Suprimento de energia elétrica	838.549	1.256.614
Encargos de uso da rede elétrica	42.038	50.060
Materiais e serviços	215.939	167.930
Energia livre	95.178	83.476
Total	1.212.307	1.665.057

(14) ENCARGOS DE DÍVIDAS, EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Remuneração a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2016		31/12/2015	
				Encargos - circulante e não circulante	Principal	Encargos - circulante e não circulante	Principal
				Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
BNDES - Investimento							
FINEM V (a)	TJLP + 2,12% a 3,3%	72 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	137	34.099	2.842	260
FINEM V (b)	Pré fixado 8%	90 Parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	12	1.740	1.885	18
FINEM V (c)	Pré fixado 5,5%	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	73	7.533	23.228	91
FINEM VI (d)	TJLP + 2,06% a 3,08%	72 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	547	49.812	99.624	719
FINEM VI (e)	Pré fixado 2,50%	96 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	179	27.587	135.638	210
FINEM VI (f)	Pré fixado 2,50%	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	10	1.504	7.393	11
FINEM VII (g)	Pré fixado 6,00%	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	147	7.952	49.698	163
FINEM VII (h)	TJLP + 2,12% a 2,66%	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	474	25.171	106.977	468
FINEM VII (i)	SELIC + 2,62% a 2,66%	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	83	13.972	59.380	74
FINAME	Pré fixado 4,50%	96 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia	50	8.435	16.871	66
Instituições financeiras							
Banco do Brasil- Capital Giro (j)	104,9% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia	130.403	62.500	187.500	81.549
Outros							
Eletrobras	RGR + 6% a 6,5%	Parcelas mensais a partir agosto de 2006	Recabíveis e notas promissórias	15	547	2.398	-
Total moeda nacional - mensuradas ao custo				132.132	240.852	693.434	83.629
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Instituições Financeiras							
Morgan Stanley	US\$ + Libor 6 meses + 1,75% (1)	Parcela única em setembro de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	1.252	195.240
Bank of America Merrill Lynch (**)	Libor 3 meses + 1,35% (2)	Parcela única em outubro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.593	-	325.910	6.844
Bank of America Merrill Lynch	US\$ + Libor 3 meses + 1,70% (3)	Parcela única em setembro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	44	-	146.660	34
Bank of America Merrill Lynch	US\$ + Libor 3 meses + 1,40% (8)	Parcela única em fevereiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.469	-	488.865	1.374
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (3)	Parcela única em março de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	252
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,44% (9)	Parcela única em janeiro de 2020	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	918
Scotiabank	US\$ + 3,3125% (4)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	1.479
Mizuho (k)	US\$ + Libor 3 meses + 1,55% (5)	03 Parcelas semestrais a partir de março de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	52	-	244.433	35
Bank of Tokyo-Mitsubishi (l)	US\$ + Libor 3 meses + 0,80% (6)	04 Parcelas semestrais a partir de setembro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória	151	40.739	122.216	140
Bank of Tokyo-Mitsubishi (m)	US\$ + Libor 3 meses + 0,88% (14)	Parcela única em fevereiro de 2020	Aval da CPFL Energia e nota promissória	324	-	162.955	284
JP MORGAN	US\$ + 2,28% a 2,32% (7)	Parcela única em dezembro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória	158	130.364	-	189
JP MORGAN	US\$ + 2,36% a 2,39 (10)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.314	-	114.069	1.587
JP MORGAN	US\$ + 2,74% (11)	Parcela única em janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.067	-	81.478	1.271
JP MORGAN	US\$ + 2,2% (12)	Parcela única em fevereiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	424	-	48.887	508
BNP Paribas	EURO + 1,6350% (15)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	529	-	68.134	663
HSBC Bank	US\$ + Libor 3 meses + 1,30% (13)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.211	-	281.597	1.116
Operação sindicalizada (n) (***) - Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC-Export Development Canada	Libor + 2,7% a.a. (16)	05 Parcelas semestrais a partir de maio de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	830	-	217.273	-
Marcação a mercado							
				-	(1.659)	(16.979)	(21.070)
Total moeda estrangeira - mensuradas ao valor justo				9.166	169.444	2.285.496	17.967
Gastos com Captação (*)				-	(1.644)	(7.340)	(131)
Total				141.298	408.652	2.971.590	101.596

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

(1) 103,50% do CDI a.a. (2) 108% do CDI a.a. (3) 109,50% do CDI a.a. (4) 104,90% do CDI a.a. (5) 106,89% a 106,90% do CDI a.a. (6) 105,50% do CDI a.a. (7) 105,65% a 105,70% do CDI a.a. (8) 106,35% do CDI a.a. (9) 108,60% do CDI a.a. (10) 101,8% a 104,1% do CDI a.a. (11) 106,6% do CDI a.a. (12) 104% do CDI a.a. (13) 104,5% a 105,9% do CDI a.a. (14) 107,85% do CDI a.a. (15) 103,6% do CDI a.a. (16) 108,15% a 116% do CDI a.a.

- (a) Taxa efetiva: 60,70% a 68,82% do CDI
 (b) Taxa efetiva: 65,91% do CDI
 (c) Taxa efetiva: 45,68% 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: 48,29% a 48,39% do CDI
 (h) Taxa efetiva: 69,63% a 72,87% do CDI
 (i) Taxa efetiva: 121,32% a 121,64% do CDI
 (j) Taxa efetiva: 109,47% do CDI
 (k) Taxa efetiva: 108,49% do CDI
 (l) Taxa efetiva: 107,5% do CDI
 (m) Taxa efetiva: 110,44% do CDI
 (n) Taxa efetiva: 115,9% do CDI

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

(**) Empréstimo financeiro em moeda estrangeira, tendo como contraparte um grupo de instituições financeiras.

(***) Alteração das condições do empréstimo no 3º trimestre em decorrência do aditamento contratual.

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\$ 2.464.106 (R\$ 3.254.933 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\$ 18.638 (ganho de R\$ 181.039 em 31 de dezembro de 2015) somado aos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 10.524 (perda de R\$ 96.741 em 31 de dezembro de 2015), contratados para proteção da variação cambial (nota 30), geraram um ganho total de R\$ 29.162 (ganho de R\$ 84.298 em 31 de dezembro 2015).

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2018	2.049.320
2019	431.796
2020	332.994
2021	120.153
2022	54.306
Subtotal	2.988.569
Marcação a mercado	(16.979)
Total	2.971.590

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:

<u>Indexador</u>	<u>Varição acumulada</u>		<u>% da dívida</u>	
	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
TJLP	7,50	6,21	9,08	9,07
CDI	13,63	13,18	80,77	81,71
Outros			10,15	9,22
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Moeda nacional

BNDES - FINEM VII – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2014, no montante de R\$ 427.716, 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\$ 27.075 (R\$ 26.421 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 146.522 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\$ 232.458 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 nº 4.131 (Bancos Citibank, Bank of Tokyo – Mitsubishi, Mizuho, Bank of America Merrill Lynch, HSBC Bank, JP Morgan e BNP Paribas; Morgan Stanley e Scotiabank) e operações sindicalizada

Manutenção dos seguintes índices financeiros, pela garantidora CPFL Energia, calculados semestralmente:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75, e
- 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 e 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	660	CDI + 0,8%	CDI + 0,87%	03 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia	47.079	198.000	462.000	707.079	47.292	660.000	707.292
7ª Emissão	50.500	CDI + 0,83%	CDI + 0,89%	04 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia	28.913	-	505.000	533.913	29.546	505.000	534.546
Gastos com Emissão (*)						-	(334)	(1.440)	(1.774)	-	(2.327)	(2.327)
						<u>75.992</u>	<u>197.666</u>	<u>965.560</u>	<u>1.239.218</u>	<u>76.838</u>	<u>1.162.673</u>	<u>1.239.511</u>

(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 108,05% 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	323.479
2019	389.836
2020	126.031
2021	126.214
Total	965.560

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 sujeitos 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:

Atualmente vigora, para os funcionários um Plano de Benefício Misto, com as seguintes características:

- a) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de outubro de 1997 - plano de benefício saldado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, 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. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- b) Adoção de um modelo misto, a partir de 1 de novembro de 1997, que contempla:
- Os benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia, e
 - As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável, que consiste em 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 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	4.524.008	3.793.259
Valor justo dos ativos do plano	<u>(3.723.563)</u>	<u>(3.355.589)</u>
Valor presente das obrigações líquidas	<u>800.445</u>	<u>437.670</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	3.820.563	(3.315.422)
Custo do serviço corrente bruto	1.183	-
Rendimento esperado no ano	-	(375.527)
Juros sobre obrigação atuarial	425.465	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	12	(12)
Contribuições de patrocinadoras	-	(81.111)
Perda (ganho) atuarial	-	61.144
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(226)	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(98.399)	-
Benefícios pagos no ano	<u>(355.339)</u>	<u>355.339</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2015	3.793.259	(3.355.589)
Custo do serviço corrente bruto	828	-
Rendimento esperado no ano	-	(404.183)
Juros sobre obrigação atuarial	467.872	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	59	(59)
Contribuições de patrocinadoras	-	(48.263)
Perda (ganho) atuarial	-	(273.282)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	619.803	-
Benefícios pagos no ano	<u>(357.813)</u>	<u>357.813</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2016	<u>4.524.008</u>	<u>(3.723.563)</u>

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	437.670	505.141
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	64.514	51.120
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(48.260)	(81.111)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	(226)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	346.521	(37.254)
Passivo atuarial líquido no final do exercício	800.445	437.670
Outras contribuições	12.913	16.149
Total	813.358	453.819
Circulante	26.082	648
Não circulante	787.276	453.171

16.4 - Contribuições e benefícios esperados:

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2017 estão estimadas no montante de R\$ 75.920.

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	374.441
2018	390.441
2019	407.979
2020	424.542
2021 A 2026	2.869.228
Total	4.466.631

Em 31 de dezembro de 2016, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 9,1 anos.

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

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
	<u>Estimadas</u>	<u>Realizadas</u>	<u>Realizadas</u>
Custo do serviço	707	828	1.183
Juros sobre obrigações atuariais	476.613	467.872	425.465
Rendimento esperado dos ativos do plano	(392.819)	(404.184)	(375.527)
Total da despesa (receita)	84.501	64.514	51.120

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	79%	80%	-	-
Títulos públicos federais	60%	57%	-	-
Títulos privados (instituições financeiras)	6%	5%	-	-
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	-	-
Fundos de investimento multimercado	1%	16%	-	-
Outros investimentos de renda fixa	12%	1%	-	-
Renda variável	14%	13%	-	-
Ações da CPFL Energia	8%	5%	-	-
Fundos de investimento em ações	6%	8%	-	-
Investimentos estruturados	1%	0%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	1%	0%	0%	0%
Imóveis	-	-	3%	4%
Operações com participantes	-	-	1%	2%
Outros ativos	-	-	1%	1%
Depósitos judiciais e outros	-	-	1%	1%
	94%	94%	6%	6%

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\$ 345.286 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 202.954 em 31 de dezembro de 2015).

	<u>Meta 2017</u>
Renda fixa	77,1%
Renda variável	14,4%
Imóveis	3,4%
Empréstimos e financiamentos	1,5%
Investimentos estruturados	2,3%
Investimentos no exterior	1,3%
	<u>100,0%</u>

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 do 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\$ 104.645 (aumento de R\$ 100.503).
- Se a tábua de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um redução de R\$ 90.954 (aumento de R\$ 92.886).

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	679	652
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 23.5)	142.251	248.897
Bandeiras tarifárias e outros	<u>25.792</u>	<u>169.890</u>
Total	<u>168.721</u>	<u>419.439</u>

Conta de desenvolvimento energético – CDE – Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2016 no montante de R\$ 76.254 (R\$ 184.269 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\$ 21.122 (R\$ 22.209 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\$ 44.875 (R\$ 42.419 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\$ 183.211.

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	232.658	208.123
Programa de integração social - PIS	9.153	15.566
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	42.157	75.476
Outros	<u>12.651</u>	<u>10.864</u>
Total	<u>296.618</u>	<u>310.028</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	56.070	38.180	100.065	36.231
Cíveis	68.924	41.301	78.239	55.428
Fiscais				
FINSOCIAL	32.372	90.951	29.917	84.092
Imposto de renda	-	-	-	746.695
Outras	45.294	15.946	951	13.640
	<u>77.666</u>	<u>106.897</u>	<u>30.868</u>	<u>844.427</u>
Outros	8.418	-	12.502	-
Total	<u><u>211.079</u></u>	<u><u>186.378</u></u>	<u><u>221.674</u></u>	<u><u>936.086</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	100.065	58.772	(36.756)	(74.550)	8.539	56.070
Cíveis	78.239	44.238	(15.759)	(50.991)	13.197	68.924
Fiscais	30.868	41.100	(28)	(10)	5.736	77.666
Outros	12.502	4.431	(4.898)	(4.917)	1.301	8.418
Total	<u><u>221.674</u></u>	<u><u>148.541</u></u>	<u><u>(57.441)</u></u>	<u><u>(130.468)</u></u>	<u><u>28.773</u></u>	<u><u>211.079</u></u>

As adições em provisões para riscos fiscais, realizadas no exercício de 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:**

FINSOCIAL - Refere-se a questionamento judicial quanto à majoração de alíquota e cobrança do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991.

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:

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>	<u>Principais causas</u>
Trabalhistas	253.297	282.937	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade, horas extras.
Cíveis	262.878	194.770	Danos pessoais e majoração tarifária.
Fiscais	1.492.272	1.408.043	Imposto de Renda, INSS, FINSOCIAL.
Outros	14.929	12.115	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira.
Total	<u>2.023.376</u>	<u>1.897.865</u>	

Fiscais – há uma discussão referente à dedutibilidade para imposto de renda da despesa reconhecida em 1997 referente ao compromisso assumido relativo ao plano de pensão dos funcionários da Companhia perante a Fundação CESP no montante estimado de R\$ 1.130.820, em razão de ter sido objeto de renegociação e novação de dívida naquele exercício. A Companhia, baseada em consulta à Secretaria da Receita Federal do Brasil (RFB), obteve resposta favorável constante na Nota MF/SRF/COSIT/GAB nº 157 de 09 de abril de 1998, e tomou a dedutibilidade fiscal da despesa, gerando conseqüentemente prejuízo fiscal naquele exercício. A despeito da resposta favorável da RFB, a Companhia foi autuada pelas Autoridades Fiscais e, em duas execuções fiscais oriundas destas autuações, efetuou depósitos judiciais. Em janeiro de 2016, a Companhia obteve decisões judiciais que autorizaram a substituição dos depósitos judiciais (R\$ 745.903 em 31 de dezembro de 2015) por garantias financeiras (carta de fiança e seguro garantia), cujos respectivos levantamentos em favor da Companhia ocorreram em 2016. Há recurso da Procuradoria da Fazenda Nacional em um dos casos, sem efeito suspensivo, o qual aguarda julgamento pelo Tribunal Regional Federal. Baseada na posição atualizada dos advogados que conduzem este caso, a opinião da Administração é que o risco de perda é possível.

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	31.355	26.780	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	125.382	147.064	26.465	25.401
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	20.793	49.896	22.831	9.497
EPE / FNDCT / PROCEL	5.901	2.940	-	-
Adiantamentos	4.676	4.346	793	994
Descontos tarifários - CDE	2.430	32.707	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	179	162	-	-
Folha de pagamento	5.558	4.989	-	-
Participação nos lucros	14.523	11.988	1.769	735
Convênios de arrecadação (nota 11)	33.630	77.004	-	-
Outros	5.535	6.246	-	-
Total	249.962	364.121	51.858	36.627

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.

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

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

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

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

(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			%
	Ordinárias	Preferenciais "A", "B" e "C"	Total	
CPFL Energia S/A	728.890.475	151.762.555	880.653.030	100,00
Ações em tesouraria	-	1	1	-
Total	728.890.475	151.762.556	880.653.031	100,00

21.1 – Aumento de capital

Através da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (“AGO/E”) de 28 de abril de 2016, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante R\$ 25.295, referente à capitalização do benefício fiscal do ágio apurado em 2015 sem emissão de novas ações.

21.2 - Reserva de capital

Refere-se basicamente ao “Benefício Fiscal do Ágio Incorporado” oriundo da incorporação da antiga controladora DOC 4, conforme mencionado na nota 9.2.

21.3 - Reserva de lucros

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

- (i) Reserva legal no montante de R\$ 34.941
- (ii) 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\$ 322.867 (R\$ 245.742 em 31 de dezembro de 2015).
- (iii) Reserva de retenção de lucros para investimentos no montante de R\$ 109.658.

21.4 – Resultado abrangente acumulado

Composto pela entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 508.909 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\$ 49.343, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,055081214 e R\$ 0,060589336 para cada ação preferencial; (ii) dividendo adicional proposto de R\$ 120.446, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,134452455 e R\$ 0,147897701 para cada ação preferencial e (iii) juros sobre capital próprio intermediário declarado em junho de 2015 no montante de R\$ 21.480 (R\$ 18.258 líquido do IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,072608662 (R\$ 0,061717363 líquido de IRRF) e para cada ação preferencial o valor de R\$ 0,079869529 (R\$ 0,067889100 líquido de IRRF).

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\$ 163.210, sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,182188225 e para cada ação preferencial o valor de R\$ 0,200407048.

No exercício de 2016, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 948.624 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.

Para este exercício, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido acumulado, através de: (i) declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 2.228, atribuindo-se para cada ação o valor de R\$ 0,002486992 para ações ordinárias e R\$ 0,002735692 para ações preferenciais, conforme demonstrado a seguir:

Lucro líquido do exercício	255.329
Reserva legal	(12.766)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(77.125)
Dividendo - intermediário	(163.210)
Dividendo adicional proposto	(2.228)

(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 atribuído aos acionistas controladores	255.329	298.203
Denominador		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	728.890.475	149.543.281
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações preferenciais	151.762.556	151.762.555
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	0,29	0,94
Lucro líquido básico e diluído por ação preferencial - R\$	0,31	1,04

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	3.905.376	3.809.585	8.938	9.027	5.289.330	5.316.864
Industrial	30.222	31.302	3.318	3.834	1.888.372	2.152.300
Comercial	253.763	258.146	4.799	5.187	2.744.075	2.889.807
Rural	80.226	78.866	1.143	1.086	368.997	359.342
Poderes públicos	28.029	27.641	717	752	386.086	396.013
Iluminação pública	8.096	7.584	970	931	306.151	305.790
Serviço público	4.667	4.529	1.184	1.172	569.937	567.428
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	(54.967)	(53.153)
Fornecimento faturado	4.310.379	4.217.653	21.068	21.989	11.497.980	11.934.390
Consumo próprio	445	446	20	20	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	24.832	119.435
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(4.362.649)	(4.203.308)
Fornecimento de energia elétrica	4.310.824	4.218.099	21.088	22.010	7.160.163	7.850.517
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			54	59	7.516	6.484
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(3.308)	(3.226)
Energia elétrica de curto prazo			1.933	1.228	209.290	404.038
Suprimento de energia elétrica			1.987	1.287	213.498	407.296
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					4.365.957	4.206.534
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					1.145.098	1.009.505
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos					(14.729)	(12.572)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					622.118	474.950
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					(1.051.546)	1.323.929
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)					108.113	140.357
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares					491.854	361.621
Outras receitas e rendas					142.540	117.057
Outras receitas operacionais					5.809.405	7.621.381
Total da receita operacional bruta					13.183.066	15.879.195
Deduções da receita operacional						
ICMS					(2.340.574)	(2.397.179)
PIS					(206.215)	(251.882)
COFINS					(949.837)	(1.160.181)
ISS					(405)	(351)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(1.758.110)	(2.199.546)
Programa de P & D e eficiência energética					(68.100)	(81.246)
PROINFA					(65.167)	(44.603)
Bandeiras tarifárias e outros					(231.440)	(982.336)
Outros					(8.063)	(7.632)
					(6.627.911)	(7.124.956)
Receita operacional líquida					7.555.155	8.754.239

(*) 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 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.

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.

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

Em 5 de abril de 2016, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.056, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 8 de abril de 2016, em 9,89%, sendo negativo 0,29% referentes ao reajuste tarifário econômico e 10,17% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 7,55% (conforme divulgado na REH).

Em 7 de abril de 2015, a ANEEL publicou a REH nº 1.871, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2015, em 41,45%, sendo 37,31% referentes ao reajuste tarifário econômico e 4,14% relativos aos componentes financeiros pertinentes. Esses percentuais foram apurados comparando-se com a base econômica do Reajuste Tarifário Anual – RTA de abril 2014. Ao comparar com a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE de março de 2015, o efeito médio total a ser percebido pelos consumidores foi de 4,67% (conforme divulgado na REH).

Em 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL publicou a REH nº 1.858, que fixou 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: 40,05% no grupo A, 27,27% no grupo B, total de 32,28% (conforme divulgado na REH). As tarifas resultantes desta RTE estiveram vigentes de 2 de março de 2015 até 07 de abril de 2015.

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

23.3.1 – Aporte CDE - baixa renda e 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\$ 491.854 (R\$ 361.621 no exercício de 2015), sendo: (i) R\$ 50.093 (R\$ 36.402 em 2015) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 441.761 (R\$ 325.219 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 limitares 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 – limitares em contrapartida na rubrica contas a receber - Eletrobrás (nota 11) no montante de R\$ 48.236, que foi integralmente compensado com o contas a pagar de CDE (nota 17);
- (ii) registrar um passivo financeiro setorial (nota 8) em contrapartida a receita de ativo e passivo financeiro setorial no montante de R\$ 60.166, 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 aos seus consumidores o montante de R\$ 231.440 (R\$ 982.336 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\$ 388.033, deste montante R\$ 369.277 foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 18.756 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 abril de 2016 a março de 2017.

(24) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2016	2015	2016	2015
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	5.350	5.443	1.034.745	1.522.033
Energia de curto prazo	136	391	(41.465)	106.557
PROINFA	545	559	180.004	140.988
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	20.711	20.344	3.636.690	4.383.772
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(444.923)	(569.185)
Subtotal	26.742	26.736	4.365.051	5.584.165
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			375.541	393.103
Encargos de transporte de itaipu			27.149	27.101
Encargos de conexão			20.696	16.139
Encargos de uso do sistema de distribuição			14.923	14.369
Encargos de serviço do sistema - ESS			196.135	302.253
Encargos de energia de reserva - EER			56.832	29.029
Crédito de PIS e COFINS			(63.943)	(72.335)
Subtotal			627.333	709.661
Total			4.992.385	6.293.826

(25) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Despesas Operacionais						Total	
					Vendas		Gerais e administrativas		Outros			
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Pessoal	261.073	252.939	2	28	50.459	48.623	64.923	56.217	-	-	376.456	357.807
Entidade de previdência privada	64.514	51.120	-	-	-	-	-	-	-	-	64.514	51.120
Material	50.264	44.187	1.134	765	2.551	1.475	10.908	3.926	-	-	64.857	50.353
Serviços de terceiros	98.893	58.329	2.692	1.989	109.084	99.908	118.385	108.863	-	-	329.053	269.090
Amortização	180.168	170.707	-	-	809	13.969	33.503	30.176	-	-	214.480	214.853
Custos com construção da infraestrutura	-	-	622.118	474.950	-	-	-	-	-	-	622.118	474.950
Outros	14.487	3.299	(5)	(5)	115.152	105.227	94.321	195.994	8.688	5.430	232.642	309.945
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	35.860	36.741	-	-	-	-	35.860	36.741
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	78.787	68.063	-	-	-	-	78.787	68.063
Arrendamentos e aluguéis	-	2	-	-	-	(2)	2.298	2.610	-	-	2.298	2.610
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	4.128	3.773	-	-	4.128	3.773
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	72.905	174.075	-	-	72.905	174.075
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	1.108	1.926	-	-	1.108	1.926
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	8.856	5.549	8.856	5.549
Outros	14.487	3.297	(5)	(5)	505	426	13.882	13.610	(168)	(119)	28.701	17.208
Total	669.399	580.581	625.941	477.728	278.054	269.203	322.039	395.176	8.688	5.430	1.904.120	1.728.118

(26) RESULTADO FINANCEIRO

	2016	2015 (Reapresentado)
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	228.302	110.864
Acréscimos e multas moratórias	122.110	111.364
Atualização de créditos fiscais	11.519	28.439
Atualização de depósitos judiciais	12.955	64.532
Atualizações monetárias e cambiais	33.108	43.891
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	12.731	9.936
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	35.385	70.876
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(23.308)	(20.847)
Outros	19.708	9.322
Total	452.512	428.377
Despesas		
Encargos de dívidas	(353.641)	(331.584)
Atualizações monetárias e cambiais	(291.931)	(280.493)
(-) Juros capitalizados	6.373	5.961
Outros	(57.953)	(70.339)
Total	(697.151)	(676.455)
Resultado financeiro	(244.640)	(248.078)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,50% a.a. sobre os ativos intangíveis 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\$ 685.238 no exercício de 2016 (ganhos R\$ 742.235 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 e 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, despesas associadas ao processo de arrecadação e despesas de escrituração.
- 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.

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 Chapecó e CPFL Geração, que tinham vencimento original de junho a dezembro de 2015. No exercício de 2016, a Companhia renegociou faturas de compra de energia com a Campos Novos, CERAN e CPFL Geração, cujos vencimentos originais eram de agosto a dezembro de 2016, para pagamento até janeiro de 2017.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2016, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 5.332 (R\$ 4.117 em 2015). Este valor é composto por R\$ 4.622 (R\$ 4.190 em 2015) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 173 (R\$ 185 em 2015) de benefícios pós-emprego e R\$ 537 (reversão de provisão R\$ 258 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:

	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.	4.985	4.835	-	-	3	16	2	1
Banco Bradesco S.A. (**)	-	1.446.220	-	-	-	52.728	-	-
Empréstimos e Financiamentos (*), Debêntures (*) e Derivativos (*)								
Banco do Brasil S.A.	-	-	914.316	866.095	-	-	121.702	118.204
Banco BNP Paribas Brasil S.A.	1.367	15.594	-	-	-	-	17.919	2.394
Outras operações financeiras								
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	-	-	-	3.630	3.340
Banco Bradesco S.A. (**)	-	-	-	1.259	-	166	-	-
Intangível, materiais e prestação de serviço								
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	-	-	-	2	-
Cia.de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP/REV	2	14	7	7	12	12	81	6
Concessionária Auto Raposo Tavares S.A.	-	-	-	-	-	-	15	-
Concessionária do Sistema Anhanguera - Bandeirantes S.A.	-	-	-	-	-	-	10	9
Companhia Brasileira de Soluções e Serviços CBSS - Alelo (**)	-	-	-	-	-	-	-	316
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	-	-	-	-	-	-	-	13
Indústrias Romi S.A.	4	-	-	-	51	47	-	-
Juá Participações e Investimentos Ltda. (***)	-	-	2	-	-	-	-	-
Mapfre Seguros Gerais S.A. (**)	-	-	-	-	-	3	-	-
Oi Móvel S.A (**)	-	-	-	-	-	-	38	-
Rodovias Integradas do Oeste S.A.	-	-	-	12	-	-	3	-
SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda.	-	-	-	-	285	215	-	-
Tim Celular S.A. (***)	-	-	87	-	1.900	-	12	-
TOTVS S.A.	-	-	1	2	-	-	20	24
Compra e venda de energia e encargos								
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	15	15	-	-	540	666
Aliança Geração de Energia S.A.	-	-	854	995	-	-	36.098	24.900
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	-	-	-	3	3
Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.	-	-	886	969	-	-	33.734	18.992
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	112	130	-	-	4.716	4.260
Goiás Sul Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	2	2
Norte Energia S.A.	-	-	2.672	-	-	-	35.395	-
Rio PCH I S.A.	-	-	164	191	-	-	6.927	6.257
SE Narandiba S.A.	-	-	-	-	-	-	68	78
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	-	-	247	263	-	-	10.380	9.358
ThyssenKrupp Companhia Siderúrgica do Atlântico	-	-	-	-	-	-	7.683	6.965

(*) 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.	209	203	13	33	-	-	(2.477)	(2.014)
CPFL Brasil Varejista S.A.	-	-	-	-	-	-	(3)	(5)
Companhia Piratininga de Força e Luz	533	711	537	436	-	-	(755)	(1.059)
Companhia Luz e Força Santa Cruz	55	53	3	-	-	-	(748)	(647)
Companhia Leste Paulista de Energia	16	14	-	-	-	-	(213)	(184)
Companhia Sul Paulista de Energia	21	18	2	19	-	-	(283)	(245)
Companhia Jaguarí de Energia	16	18	21	26	-	-	85	82
Companhia Luz e Força de Mococa	11	9	-	3	-	-	(145)	(126)
Rio Grande Energia S.A.	349	324	16	53	-	-	(4.599)	(3.623)
CPFL Geração de Energia S.A.	204	230	39	83	-	-	(2.161)	(1.652)
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	2	-	-	-	-	-
CPFL Energia S.A.	184	154	-	-	-	-	(2.320)	(1.915)
CPFL Renováveis - Consolidado	30	24	-	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	85	98	-	109	-	-	(950)	(820)
Nect Serviços Administrativos Ltda.	12	-	-	3	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	1	-	3	-	-	(22)	(16)
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	1	-	-	(7)	(6)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	10	-	1	-	-	(3)	(2)
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	67	-	-	-	-	-	-
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	-	232	242	-	-
CPFL Brasil Varejista S.A.	-	-	-	-	6	8	-	-
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	-	-	-	842	799	-	-
Companhia Luz e Força Santa Cruz	-	-	-	-	15	14	-	-
Companhia Sul Paulista de Energia	-	-	-	-	3	3	-	-
Companhia Jaguarí de Energia	-	-	-	-	8	8	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa	-	-	-	-	5	4	-	-
Rio Grande Energia S.A.	-	-	-	-	48	45	-	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	227	223	-	-
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	3	3	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	144	179	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	248	(39)	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	45	33	-	-
CPFL Telecom S.A.	99	-	-	-	1.226	1.056	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	6	5	-	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	664.968	-	-	-	-
Intangível, materiais e prestação de serviço								
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	69	-	-	-	-	-	-
Companhia Luz e Força Santa Cruz	-	62	2	-	-	-	-	-
Companhia Leste Paulista de Energia	-	68	-	-	-	-	-	-
Companhia Sul Paulista de Energia	-	39	-	-	-	-	-	-
Companhia Jaguarí de Energia	-	56	-	-	-	-	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa	-	50	-	-	-	-	-	-
Rio Grande Energia S.A.	-	-	-	-	-	197	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	58.049	36.059	3.685	3.659	10	8	18.718	8.905
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	2.380	1.813	-	-	22.515	21.344
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	1.565	973	-	-	15.096	18.438
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	559	-	-	911	6.297
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	11	117	-	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	5	11
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	10.130	1.600	-	-	22.444	4.290
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	70	-	-	-
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	-	-	-	-	1.513
Companhia Piratininga de Força e Luz	1.127	1.176	-	-	13.628	13.852	-	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	69.908	86.821	-	-	131.554	129.855
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	25	16	-	-	212	193
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	6.835	10.898	-	1	55.187	101.982
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	-	-	-	-	-	(9)	(4)
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	312	324	-	-	3.192	2.926
Campos Novos Energia S.A.	-	-	123.015	107.672	-	-	201.157	176.840
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	44.964	48.020	-	-	102.173	92.236
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	22.776	112.207	-	-	253.165	234.601
CPFL Renováveis - Consolidado	689	902	696	540	4.864	4.369	6.873	4.333
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	244	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	4	-	263	244	-	-	8.582	3.109
Outras operações financeiras								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	22	-	-	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	-	-	244	-

(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	1.126.975
Transporte	Transporte nacional	171.758
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	56.429
Automóveis	Cobertura compreensiva	4.940
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	20.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	42.723
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	180.000
Total		1.602.825

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 à 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	1.935.811	1.935.811	1.760.018	1.760.018
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	289.280	289.280	409.486	409.486
Derivativos	30	(a)	(2)	Nível 2	361.903	361.903	1.151.256	1.151.256
Ativo financeiro da concessão	10	(b)	(2)	Nível 3	2.127.140	2.127.140	1.674.332	1.674.332
					4.714.134	4.714.134	4.995.092	4.995.092
Passivo								
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(c)	(1)	Nível 2 (***)	1.062.761	955.154	1.137.330	978.009
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14 (**)	(a)	(2)	Nível 2	2.458.779	2.458.779	3.252.033	3.252.033
Debêntures - principal e encargos	15	(c)	(1)	Nível 2 (***)	1.239.218	1.226.082	1.239.511	1.219.413
Derivativos	30	(a)	(2)	Nível 2	29.761	29.761	13.541	13.541
					4.790.519	4.669.776	5.642.415	5.462.996

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou uma perda de R\$ 162.401 em 2016 (um ganho de R\$ 160.775 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 e concessionárias a pagar; (iv) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT; (v) Empresa de Pesquisa Energética – EPE; (vi) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL; (vii) convênios de arrecadação; (viii) descontos tarifários – CDE e (ix) passivo financeiro setorial.

Adicionalmente, não houve em 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\$ 115.371 (R\$ 147.086 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)			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								
Banco Tokyo Mitsubishi	44.536	-	44.536	44.845	(309)	dólar	03/2019	117.400
Bank of America Merrill Lynch	41.815	-	41.815	40.514	1.300	dólar	09/2018	106.020
Bank of America Merrill Lynch	47.538	-	47.538	46.268	1.270	dólar	03/2019	116.600
J.P. Morgan	23.768	-	23.768	23.134	634	dólar	03/2019	58.300
J.P. Morgan	13.231	-	13.231	13.311	(80)	dólar	12/2017	51.470
J.P. Morgan	11.785	-	11.785	11.885	(100)	dólar	12/2017	53.100
J.P. Morgan	4.053	-	4.053	4.065	(12)	dólar	01/2018	27.121
Bradesco	10.045	-	10.045	9.698	347	dólar	01/2018	54.214
Bradesco	41.072	-	41.072	39.589	1.483	dólar	01/2018	173.459
J.P. Morgan	10.354	-	10.354	10.191	164	dólar	01/2018	67.938
J.P. Morgan	10.532	-	10.532	10.515	16	dólar	01/2019	67.613
BNP Paribas	1.367	-	1.367	672	695	dólar	01/2018	63.896
Banco Tokyo Mitsubishi	14.735	-	14.735	18.298	(3.563)	dólar	02/2020	142.735
J.P. Morgan	5.961	-	5.961	6.080	(119)	dólar	02/2018	41.100
Bank of America Merrill Lynch	81.111	-	81.111	77.971	3.140	dólar	02/2018	405.300
Bank of America Merrill Lynch	-	(11.672)	(11.672)	(11.726)	54	dólar	10/2018	329.500
Bradesco	-	(4.379)	(4.379)	(5.418)	1.039	dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(3.771)	(3.771)	(5.390)	1.619	dólar	05/2021	59.032
Citibank	-	(4.053)	(4.053)	(5.403)	1.350	dólar	05/2021	59.032
Citibank	-	(3.793)	(3.793)	(5.390)	1.597	dólar	05/2021	59.032
Subtotal	361.903	(27.668)	334.235	323.711	10.524			
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo								
Hedge variação de taxa de juros (1)								
Bank of America Merrill Lynch	-	(1.242)	(1.242)	(810)	(432)	CDI	07/2019	660.000
J.P. Morgan	-	(530)	(530)	(286)	(244)	CDI	02/2021	300.000
Votorantin	-	(158)	(158)	(92)	(66)	CDI	02/2021	100.000
Santander	-	(163)	(163)	(96)	(67)	CDI	02/2021	105.000
Subtotal	-	(2.093)	(2.093)	(1.284)	(809)			
Total	361.903	(29.761)	332.142	322.427	9.715			
Circulante	25.093	-						
Não Circulante	336.810	(29.761)						

(1) Os swaps para hedge de taxa de juros possuem validade semestral, assim o valor nocional reduz-se conforme ocorre 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	(1.423)	(2.250)
Varição cambial	(802.479)	843.224
Marcação a mercado	118.663	(98.738)
	(685.238)	742.235

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 consequente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, 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	(2.395.444)		(209.034)	442.085	1.093.205
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	2.452.095		213.978	(452.540)	(1.119.058)
	56.651	baixa dolar	4.944	(10.455)	(25.853)
Instrumentos financeiros passivos	(68.663)		(8.177)	11.033	30.243
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	69.703		8.301	(11.200)	(30.701)
	1.040	baixa euro	124	(167)	(458)
Total	57.691		5.068	(10.622)	(26.311)

(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\$ 153.137 (despesa de CDI R\$ 204.731, TJLP R\$ 23.976, SELIC R\$ 58.227 e receita IPCA R\$ 133.797). 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	2.308.984		(51.490)	14.316	80.122
Instrumentos financeiros passivos	(1.621.396)		36.157	(10.053)	(56.262)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(2.189.656)		48.829	(13.576)	(75.981)
	(1.502.068)	alta CDI	33.496	(9.313)	(52.121)
Instrumentos financeiros passivos	(319.683)	alta TJLP	-	(5.994)	(11.988)
Ativo financeiro da concessão	2.127.140	baixa IPCA	(31.269)	(56.901)	(82.533)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(340.103)		8.605	(1.216)	(11.036)
Instrumentos financeiros passivos	(73.435)		1.858	(263)	(2.383)
	(413.538)	alta SELIC	10.463	(1.479)	(13.419)
Total	(108.149)		12.690	(73.687)	(160.061)

(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	12		1.211.399	908	-	-	-	-	1.212.307
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	13,00%	27.376	76.856	670.937	2.911.286	488.810	56.320	4.231.584
Derivativos	28		-	-	-	15.508	25.931	-	41.438
Debêntures - principal e encargos	13	14,19%	47.079	40.819	275.306	893.257	280.829	-	1.537.290
Encargos Setoriais	15		168.721	-	-	-	-	-	168.721
Consumidores e concessionárias	18		5.287	26.068	-	-	-	-	31.355
EPE / FNDCT / PROCEL	15		1.148	-	4.753	-	-	-	5.902
Convênio de arrecadação	18		33.630	-	-	-	-	-	33.630
Total			1.494.638	144.652	950.998	3.820.050	795.569	56.319	7.262.226

(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	3.859.768	8.448.737	9.031.594	28.415.003	49.755.102
Compra de energia de Itaipu	até 11 anos	1.168.050	2.396.204	2.654.741	8.897.128	15.116.123
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 11 anos	802.588	2.893.786	3.678.676	11.025.230	18.400.280
Fornecedores de materiais e serviços	até 5 anos	428.470	385.894	60.826	-	875.190
Total		6.258.876	14.124.621	15.425.837	48.337.361	84.146.695

(32) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2016, um valor de R\$ 6.373 (R\$ 5.961 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 - Empréstimos e financiamentos

Em 01 de fevereiro de 2017, foi aprovado pelo Conselho de Administração a captação de recursos baseado na Lei nº 4.131/62 e/ou rolagem das dívidas atuais em moeda estrangeira com swap para Certificado Depósito Interbancário ("CDI"), bem como a cessão de swap em garantia, Crédito Rural, Cédula de Crédito Bancário, Notas Promissórias com *take out* de dívidas de longo prazo, Emissão de Debêntures, Assunção de Dívidas e outras operações de capital de giro, no montante total de R\$ 2.225.000.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Vice Presidente

JURANDYR LORENA PIMENTEL
Conselheiro

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO
Diretor Presidente

GUSTAVO ESTRELLA
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS
Diretor Administrativo

HÉLIO PUTTINI JUNIOR
Diretor de Assuntos Regulatórios

ROBERTO SARTORI
Diretor de Gestão de Energia

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor de Distribuição

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 Paulista 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 Paulista de Força e Luz
Campinas - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista" 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 Paulista 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 e 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 do 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



Christian Canezin
Contador
CRC nº 1 SP 237470/O-9

Demonstrações Contábeis Regulatórias

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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		4.835.076	5.906.230
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	2.225.091	2.169.504
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	1.448.945	1.421.754
Serviços em Curso		99.293	144.720
Tributos Compensáveis	7	80.112	124.120
Depósitos Judiciais e Cauções	17	11.000	610
Almoxarifado Operacional		6.901	5.544
Ativos Financeiros Setoriais	9	800.541	1.544.206
Despesas Pagas Antecipadamente		23.501	24.295
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	25.093	304.165
Outros Ativos Circulantes	10	114.599	167.312
Ativos de Operações Descontinuadas		372	372
Bens Destinados à Alienação		372	372
Ativo Não Circulante		6.807.837	7.773.280
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	67.432	55.468
Tributos Compensáveis	7	102.791	83.702
Depósitos Judiciais e Cauções	17	198.209	952.791
Tributos Diferidos	8	385.194	83.734
Ativos Financeiros Setoriais	9	74.861	449.648
Despesas Pagas Antecipadamente		4.097	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	336.810	847.091
Outros Ativos Não Circulantes	10	1.131	1.044
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		279	305
Imobilizado	11	5.355.168	5.032.736
Intangível	11	281.865	266.761
Total do Ativo		11.643.285	13.679.883

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

Balanço 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		3.698.505	4.740.137
Fornecedores	12	1.212.307	1.665.057
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	725.805	525.906
Obrigações Sociais e Trabalhistas		59.657	49.889
Benefício Pós-Emprego	14	26.082	648
Tributos	16	296.618	310.028
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	20	-	664.968
Encargos Setoriais	15	320.797	619.339
Passivos Financeiros Setoriais	8	979.434	757.058
Outros Passivos Circulantes	18	77.805	147.244
Passivo Não Circulante		7.027.110	7.595.044
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	4.034.953	5.102.968
Benefício Pós-Emprego	14	787.276	453.171
Provisão para Litígios	17	211.079	221.674
Encargos Setoriais	15	49.296	34.898
Passivos Financeiros Setoriais	8	236.071	191.460
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	29.761	13.541
Outros Passivos Não Circulantes	18	2.562	1.730
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	19	1.676.113	1.575.602
Total do Passivo		10.725.615	12.335.181
Patrimônio Líquido			
Capital Social		905.948	880.653
Reservas de Capital		196.667	221.962
Outros Resultados Abrangentes		(309.239)	14.408
Reservas de Lucros		34.941	22.175
Lucros ou prejuízos Acumulados		87.122	85.058
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		2.228	120.446
Total do Patrimônio Líquido	20	917.667	1.344.702
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		11.643.285	13.679.883

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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	12.323.516	15.157.152
Fornecimento de Energia Elétrica		7.145.435	7.837.945
Suprimento de Energia Elétrica		4.208	3.258
Energia Elétrica de Curto Prazo		209.290	404.038
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		5.511.055	5.216.039
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		(1.051.546)	1.142.304
Serviços Cobráveis		13.221	10.321
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		491.854	543.246
Tributos		(3.497.031)	(3.809.593)
ICMS		(2.340.574)	(2.397.179)
PIS-PASEP		(206.215)	(251.882)
COFINS		(949.837)	(1.160.181)
ISS		(405)	(351)
Encargos - Parcela "A"		(2.130.881)	(3.315.363)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(34.050)	(40.623)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(34.050)	(40.623)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(1.758.110)	(2.199.546)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica -		(8.063)	(7.632)
Outros Encargos		(296.607)	(1.026.939)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		6.695.605	8.032.196
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	22	(4.992.385)	(6.293.826)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(4.365.051)	(5.584.165)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(627.333)	(709.661)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		1.703.221	1.738.370
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(1.249.548)	(1.249.915)
Pessoal e Administradores	23	(440.970)	(408.928)
Material		(64.857)	(50.353)
Serviços de Terceiros		(329.053)	(269.090)
Arrendamento e Aluguéis		(2.298)	(2.610)
Seguros		(1.961)	(1.457)
Doações, Contribuições e Subvenções		(1.108)	(1.926)
Provisões		(138.940)	(234.571)
(-) Recuperação de Despesas		12.255	18.804
Tributos		(6.006)	(5.072)
Depreciação e Amortização		(291.454)	(302.493)
Gastos Diversos		(88.738)	(84.685)
Outras Receitas Operacionais		135.742	113.015
Outras Despesas Operacionais		(32.161)	(20.551)
Resultado da Atividade		453.671	488.455
Resultado Financeiro	24	(248.814)	(243.904)
Receitas Financeiras		572.367	556.642
Despesas Financeiras		(821.181)	(800.546)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		204.858	244.551
Despesa com Impostos sobre o Lucro	9	(87.570)	(104.528)
Resultado Líquido do Exercício		117.288	140.023
Atribuível aos Acionistas Controladores		117.288	140.023

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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	117.288	140.023
Outros Resultados Abrangentes		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	(260.666)	40.879
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(260.666)	40.879
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>(143.378)</u>	<u>180.901</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	(143.378)	180.901

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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	117.288	140.022
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	29.745	41.726
Depreciação	261.709	260.767
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	24.179	18.148
Imposto de renda e Contribuição social	87.570	104.528
Juros e variações monetárias	575.792	377.959
Obrigações pós-emprego	64.514	51.120
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	78.787	68.063
Provisões para litígios	101.075	171.289
	1.340.658	1.233.622
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(118.553)	(607.648)
Depósitos vinculados a litígios	762.664	(207)
Tributos compensáveis	43.911	(19.418)
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	17.378	144.782
Ativos financeiros setoriais	1.350.260	(729.149)
Outros ativos operacionais	143.323	211
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	(250.717)	405.728
Fornecedores	(452.750)	359.712
Passivos financeiros setoriais	70.563	228.688
Obrigações pós-emprego	(51.498)	(80.131)
Salários e encargos sociais	7.233	11.768
Tributos e contribuição social	(12.012)	210.034
Provisões para litígios pagos	(130.468)	(134.129)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(30.277)	8.574
Outros passivos operacionais	(113.433)	25.814
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	2.576.282	1.058.251
Encargos de dívidas pagos	(289.206)	(287.255)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(323.563)	(55.269)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.963.513	715.727
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(759.194)	(570.576)
Venda de ativo não circulante	-	223
Participação financeira do consumidor	193.141	186.740
Títulos e valores mobiliários adquiridos	(3.044)	(4.665)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(569.097)	(388.278)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	258.879	1.451.709
Empréstimos e financiamentos pagos	(769.419)	(823.504)
Liquidação de operações com derivativos	120.335	(75.948)
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(948.624)	(425.400)
Aumento de capital	-	600.000
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	(1.338.829)	726.857
Varição líquida do caixa e equivalentes de caixa	55.587	1.054.306
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	2.169.504	1.115.198
No fim do exercício	2.225.091	2.169.504

Companhia Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
			Reserva de Reavaliação	Outros resultados Abrangentes	Reserva legal			
Saldo em 31 de Dezembro de 2014 (não auditado)	241.264	248.858	330.873	(289.122)	7.265	256.572	82.993	878.702
Resultado abrangente total								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	140.023	140.023
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	40.879	-	-	-	40.879
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(103.367)	-	-	-	103.367	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	31.258	-	-	-	(31.258)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	3.887	-	-	-	(3.887)	-
Mutações internas do patrimônio líquido								
Aumento de capital	26.896	(26.896)	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	14.910	-	(14.910)	-
Transações de capital com os acionistas								
Juros sobre capital próprio intermediário	-	-	-	-	-	-	(21.480)	(21.480)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	120.446	(120.446)	-
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(256.572)	(49.343)	(305.916)
Capitalização AFAC - AGO/E 28/04/2015	12.493	-	-	-	-	-	-	12.493
Capitalização AFAC - AGE 17/12/2015	600.000	-	-	-	-	-	-	600.000
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	880.653	221.962	262.651	(248.243)	22.175	120.446	85.058	1.344.702
Resultado abrangente total								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	117.288	117.288
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	(260.666)	-	-	-	(260.666)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(95.425)	-	-	-	95.425	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	32.445	-	-	-	(32.445)	-
Mutações internas do patrimônio líquido								
Aumento de capital	25.295	(25.295)	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	12.766	-	(12.766)	-
Transações de capital com os acionistas								
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	(163.210)	(163.210)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	(118.218)	(2.228)	(120.446)
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	905.948	196.667	199.671	(508.909)	34.941	2.228	87.122	917.667

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 Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista" ou "Companhia" ou "Concessionária") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais – Em 2016, a CPFL Paulista cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 4,2 milhões de clientes, em 234 municípios do Estado de São Paulo.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 4,2% em relação ao exercício de 2015. Destaca-se a classe residencial, que registrou uma redução de 1,0% ante 2015.

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

Perfil – A CPFL Paulista distribui energia elétrica para aproximadamente 10,1 milhões de pessoas, numa área que abrange 234 municípios do Estado de São Paulo, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. Atende atualmente 4,2 milhões de consumidores cativos e 898 consumidores livres. Em 2016, a Concessionária distribuiu 21.122 GWh ao mercado cativo e 8.125 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – No ano de 2016 foram faturadas 69.179 unidades consumidoras a mais que em 2015. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial. Nas classes comercial e industrial houveram reduções de 1.262 e 5.389 unidades consumidoras, respectivamente, em relação à quantidade faturada em 2015.

Número de Consumidores					
Classe	2012	2013	2014	2015	2016
Residencial	3.422.826	3.545.628	3.671.785	3.763.124	3.836.802
Comercial	263.932	261.417	258.533	253.062	247.673
Industrial	31.175	31.167	30.970	30.181	28.919
Rural	74.444	75.715	76.993	78.537	79.693
Poderes Públicos	25.810	26.216	27.180	27.607	27.958
Iluminação Pública	6.714	7.159	7.252	7.588	8.091
Serviço Público	4.088	4.203	4.373	4.504	4.646
Total	3.828.989	3.951.505	4.077.086	4.164.603	4.233.782
Variação		3,2%	3,2%	2,1%	1,7%

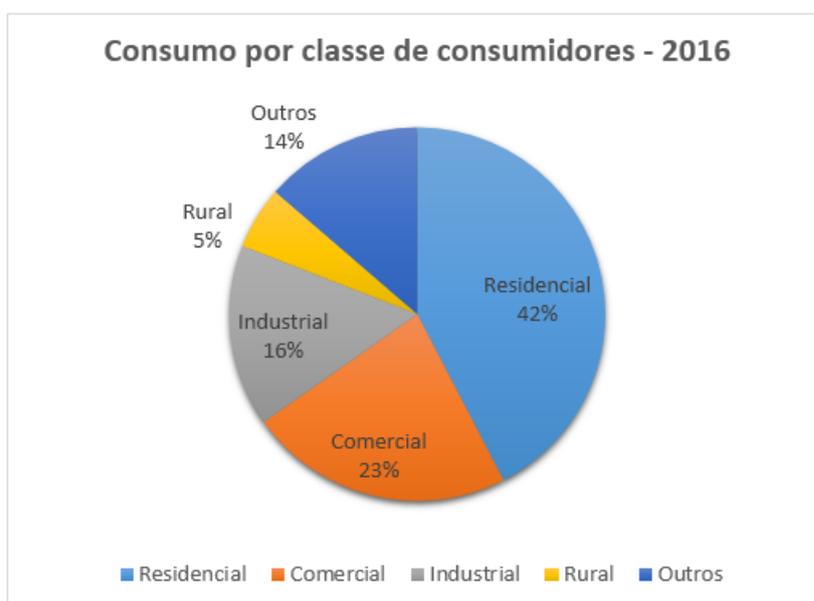
Comportamento do mercado – A distribuição de energia da CPFL Paulista, no período de janeiro a dezembro de 2016, totalizou 29.247 GWh, sendo 21.122 GWh para o mercado cativo (22.048 GWh em 2015) e 8.125 GWh para o mercado livre (7.861 GWh em 2015).

A classe industrial foi a que registrou pior resultado do mercado fechando o ano, com redução de 13,5%, reflexo principalmente da retração dos seguintes ramos de atividade: fabricação de produtos alimentícios, com redução de 1,0%, fabricação de produtos químicos, com redução de 3,5%, fabricação de produtos de borracha e plástico, com redução de 2,4%, e fabricação de produtos de metal, com redução de 3,4%.

Seguindo o desempenho da classe industrial, as classes residencial e comercial fecharam o ano com reduções de 1,0% e 7,5%, respectivamente, refletindo a contração econômica do país advinda do PIB negativo, taxa de desemprego elevada e contração da massa de renda.

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

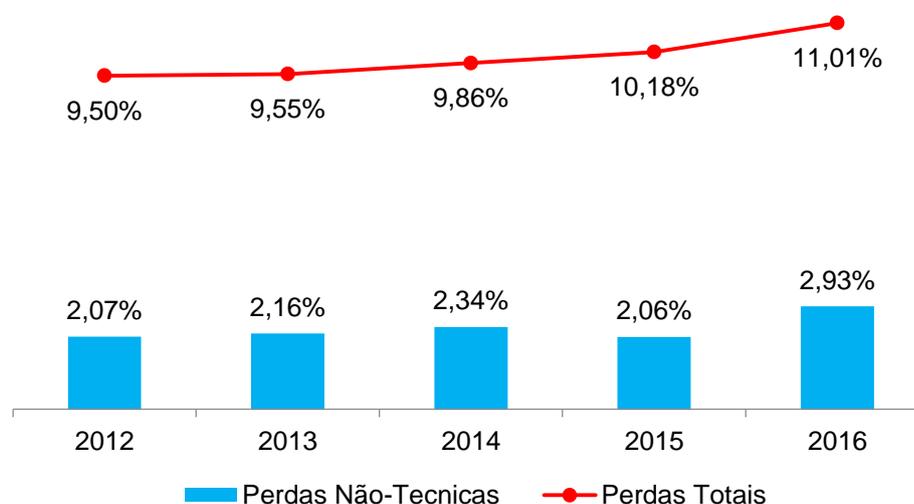
Mercado Atendido - GWh					
	2012	2013	2014	2015	2016
Energia Faturada	21.499	21.820	22.832	22.048	21.122
Fornecimento	21.446	21.762	22.770	21.989	21.068
Residencial	8.165	8.620	9.192	9.027	8.938
Comercial	4.904	5.016	5.323	5.187	4.799
Industrial	4.529	4.244	4.142	3.834	3.318
Rural	1.070	1.066	1.212	1.086	1.143
Poderes Públicos	720	730	763	752	717
Iluminação Pública	872	903	914	931	970
Serviço Público	1.186	1.183	1.224	1.172	1.184
Suprimento p/ agentes de distribuição	54	58	62	59	54
Uso da Rede de Distribuição	7.891	8.405	8.261	7.861	8.125
Consumidores Livres/Dist./Ger.	7.891	8.405	8.261	7.861	8.125
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Total	29.390	30.225	31.093	29.909	29.247
Variação		2,8%	2,9%	-3,8%	-2,2%



Perdas – A CPFL Paulista tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate a 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 foi de 10,18% e 11,01%, respectivamente, 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, 8,66% e 9,58%. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2016 recuperou 150,3 GWh, por intermédio de 138 mil inspeções.

Balanzo Energético					
Energia Requerida	2012	2013	2014	2015	2016
Venda de Energia	21.901	22.251	23.278	22.406	21.432
Fornecimento	21.521	21.841	22.853	22.068	21.142
Suprimento p/ agentes de distribuição	380	411	426	337	290
Consumidores Livres/Dist./Ger.	7.937	8.422	8.210	7.838	8.232
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Mercado Atendido	29.838	30.673	31.489	30.243	29.664
Perdas na Rede Básica	492	549	547	559	527
Perdas na Distribuição	2.642	2.690	2.898	2.869	3.142
Perdas Técnicas	1.960	1.959	2.081	2.175	2.165
Perdas não Técnicas - PNT	682	732	817	694	978
PNT / Energia Requerida %	2,07%	2,16%	2,34%	2,06%	2,93%
Perdas Totais - PT	3.133	3.239	3.446	3.427	3.669
PT / Energia Requerida %	9,50%	9,55%	9,86%	10,18%	11,01%
Total	32.971	33.912	34.935	33.671	33.334

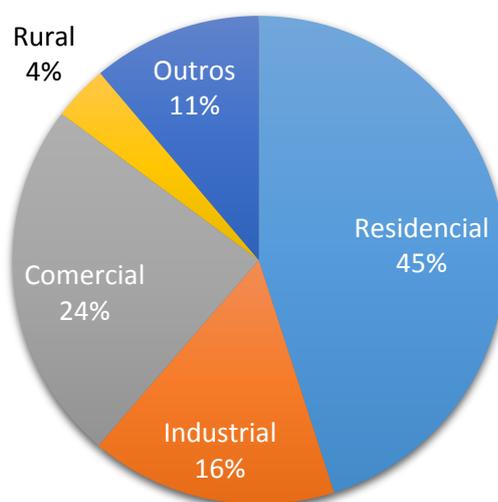


Importante observar que o índice de perdas resultante e mostrado na tabela anterior **não é o utilizado para fins regulatórios** ou **divulgação pública**, devido ao fato de contabilizar as perdas na rede básica. Logo, o índice apresentado neste relatório está mais alto que o regulatório normalmente 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\$ 8.801 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2016	2015	%
Residencial	3.965.376	3.922.277	1,10%
Industrial	1.427.916	1.607.602	-11,18%
Comercial	2.107.454	2.187.168	-3,64%
Rural	320.943	313.018	2,53%
Outros	979.650	972.049	0,78%
Total	8.801.339	9.002.114	-2,23%

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 1,7% sobre o mesmo mês do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2016	2015	%
Residencial	3.836.802	3.763.124	2,0%
Industrial	247.673	253.062	-2,1%
Comercial	28.919	30.181	-4,2%
Rural	79.693	78.537	1,5%
Outros	40.695	39.699	2,5%
Total	4.233.782	4.164.603	1,7%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2016, atingiu R\$ 417,76/MWh, com um aumento de 2,0% com relação a 2015. Tal variação decorre do efeito do Reajuste Tarifário Anual (RTA), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.056, de 5 de abril de 2016, vigente de 8 de abril de 2016 a 7 de abril de 2017.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	443,67
Industrial	430,38
Comercial	439,14
Rural	280,82
Outros	341,28

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\$	469,20	536,78	636,03

Para as tarifas por faixa de consumo da CPFL Paulista, 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	7,48	5,37
2013	7,14	4,73
2014	6,93	4,88
2015	7,76	4,89
2016	7,62	5,00

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.

Na CPFL Paulista, essa estrutura é composta por 74 agências de atendimento, 162 agentes credenciados e 1.892 imobiliárias, responsáveis por 5,8 milhões de atendimentos (serviços gerados) em 2016.

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

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

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

Em 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); **(v)** Atualização tecnológica das soluções de segurança da informação; e **(vi)** Atualização da infraestrutura tecnológica da solução de operação (DMS).

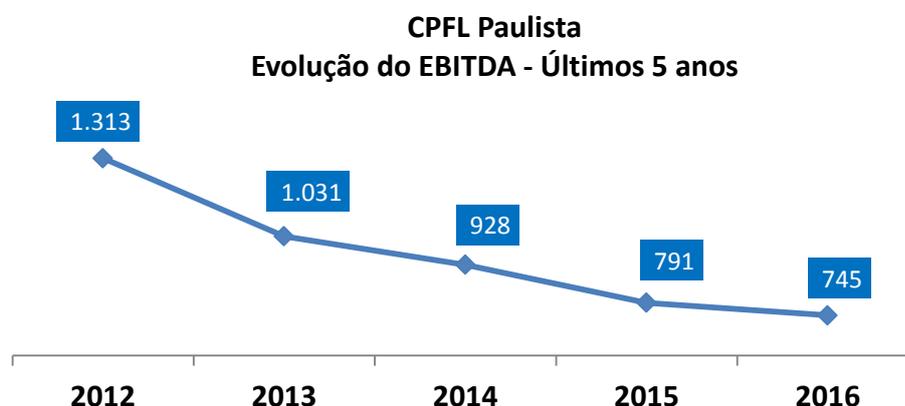
Desempenho econômico-financeiro – Ressaltamos que os dados econômico-financeiros aqui apresentados refletem as Demonstrações Contábeis Regulatórias e diferem dos resultados anteriormente publicados em IFRS.

Em 2016, a CPFL Paulista alcançou receita líquida de R\$ 6.696 milhões, uma redução de 16,6% (R\$ 1.337 milhões), em decorrência principalmente do fraco desempenho do mercado e da constituição de um passivo financeiro setorial, que reflete o reajuste tarifário positivo (+7,55%) aplicado em abril de 2016.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

Em R\$ mil	2016	2015
Lucro Líquido	117.288	140.023
Depreciação e Amortização	291.454	302.493
Resultado Financeiro	248.814	243.904
Impostos sobre o Lucro	87.570	104.528
EBITDA	745.125	790.948

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 745 milhões em 2016, uma redução de 5,8% (R\$ 46 milhões) em relação a 2015 e sua evolução pode ser observada conforme gráfico abaixo:



Em 2016, a CPFL Paulista apurou resultado líquido de R\$ 117 milhões, uma redução de 16,2% (R\$ 23 milhões), refletindo principalmente a redução de 5,8% (R\$ 46 milhões) no EBITDA e o aumento de 2,0% na despesa financeira líquida (R\$ 5 milhões), compensados parcialmente pela redução de 3,6% (R\$ 11 milhões) nos gastos com depreciação e amortização e pelo efeito positivo dos impostos sobre o lucro (R\$ 17 milhões).

Investimentos - Em 2016, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL Paulista, totalizaram R\$ 666 milhões, um aumento de 68,7% em relação à 2015. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 3.133 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)
AIS Bruto	317.245	394.954	666.482	597.756	776.402	610.204	622.438	526.164
Transformador de Distribuição	59.753	68.910	72.315	101.271	86.725	79.564	78.596	81.931
Medidor	59.067	55.311	46.620	77.206	66.116	60.657	59.919	62.461
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	54.781	61.970	127.126	108.724	93.107	85.420	84.380	87.960
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	109.343	123.941	137.590	190.148	162.834	149.391	147.573	153.833
Redes Alta Tensão (69 kV)	1.257	1.188	1.242	-	-	-	-	1.301
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	6.060	9.030	134.515	3.060	156.421	100.165	118.116	27.622
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	-	515	3.720	3.093	6.420	6.336	-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	6	6.346	9.014	2.447	4.000	25.841	28.614	19.310
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	18.679	51.946	88.241	111.808	200.779	102.831	105.238	91.746
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	8.299	15.797	46.100	-	-	-	-	-
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(66.813)	(121.670)	(131.258)	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(66.813)	(121.670)	(131.258)	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	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	666.482	597.756	776.402	610.204	622.438	526.164
R\$ Mil	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	
Plano de Investimentos 2015	536.944	620.729	573.920	600.048	602.003	
Diferença	24,1%	-3,7%	35,3%	1,7%	3,4%	

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2016 e de 2015 da CPFL Paulista, 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 Paulista utilizou recursos de empréstimos e financiamentos do BNDES (R\$ 27 milhões) e complementou o saldo restante com recursos de captações sob amparo da Lei 4131 (R\$ 566 milhões).

Valor adicionado – Em 2016, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Paulista foi de R\$ 6.609.752 mil, representando 54% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	415.923	6,3%
Remuneração direta	218.237	3,3%
Benefícios	179.329	2,7%
F.G.T.S.	18.357	0,3%
Impostos, taxas e contribuições	5.235.141	79,2%
Federais	2.888.178	43,7%
Estaduais	2.341.976	35,4%
Municipais	4.987	0,1%
Remuneração de capital de terceiros	703.359	10,6%
Juros	701.061	10,6%
Aluguéis	2.298	0,0%
Remuneração de capital próprio	255.329	3,9%
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	-	0,0%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	165.438	2,5%
Lucros retidos	89.891	1,4%
Total	6.609.752	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\$ 12.323.516 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\$ 49.343 mil, atribuindo-se o valor de R\$ 0,055081214 para cada ação ordinária e R\$ 0,060589336 para cada ação preferencial, (ii) dividendo adicional proposto no montante de R\$ 120.446 mil, atribuindo-se o valor de R\$ 0,134452455 para cada ação ordinária e R\$ 0,147897701 para cada ação preferencial, e (iii) juros sobre capital próprio intermediário declarado em junho de 2015 no montante de R\$ 21.480 mil (R\$ 18.258 mil líquido do IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,072608662 (R\$ 0,061717363 líquido de IRRF) e para cada ação preferencial o valor de R\$ 0,079869529 (R\$ 0,067889100 líquido de IRRF).

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\$ 163.210 mil, sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,182188225 e para cada ação preferencial o valor de R\$ 0,200407048.

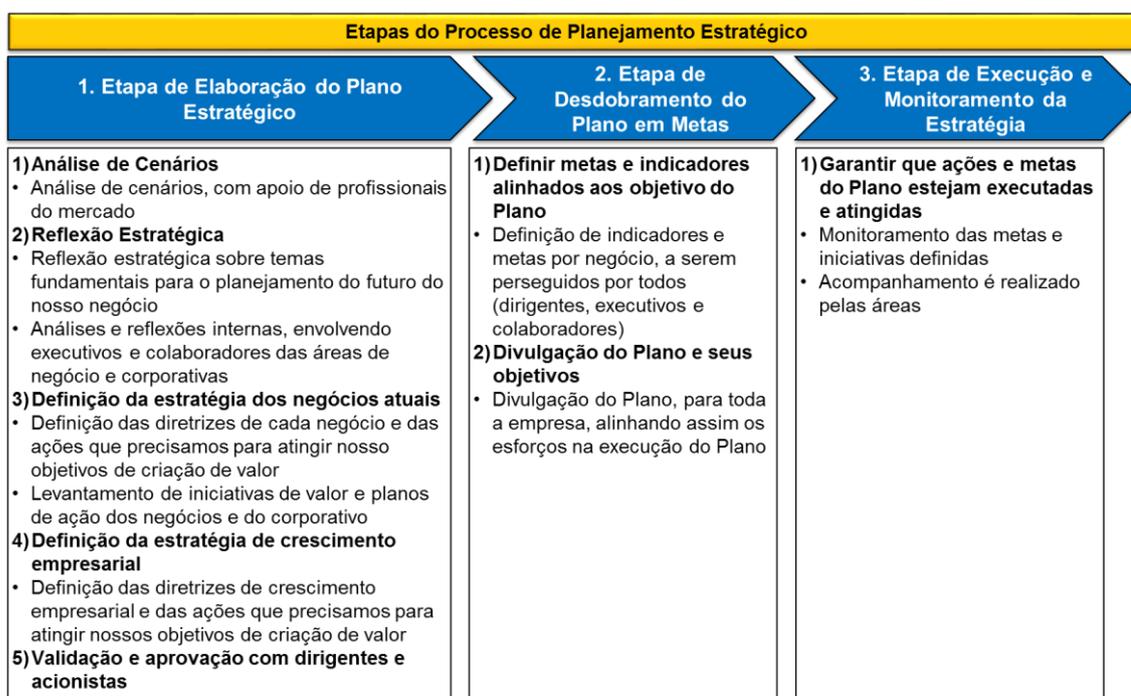
No exercício de 2016, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 948.624 mil referente a juros sobre capital próprio e dividendo.

A destinação do lucro líquido do exercício de 2016 é a seguinte: a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido acumulado, por meio de: (i) declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 2.228 mil, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,002486992 e para cada ação preferencial o valor de R\$ 0,002735692.

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

Composição acionária – A CPFL Paulista 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 Paulista era de R\$ 905.948 mil, composto por 880.653.031 ações, sem valor nominal, sendo 728.890.475 ações ordinárias (83%), 7.515.616 ações preferenciais classe "A" (1%), 56.901.884 ações preferenciais classe "B" (6%) e 87.345.055 ações preferenciais classe "C" (10%).

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

continua 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 Paulista investiu R\$ 5.285 mil em programas de formação técnica e desenvolvimento profissional e humano de seus empregados. De modo a manter a CPFL Paulista a par da evolução nas áreas tecnológica e gerencial e oferecer aos empregados oportunidades de desenvolvimento de suas habilidades e potenciais, o treinamento da Companhia opera 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 CPFL Paulista, 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 3.387 empregados (podendo um funcionário participar de mais de um treinamento), representando em 91,87 horas de treinamento por empregado no ano.

Responsabilidade social – Cada vez mais, a CPFL Paulista 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 Paulista em números

Atendimento	2016	2015	%
Número de consumidores	4.233.782	4.164.608	1,7%
Número de empregados ¹	354	322	9,9%
Número de consumidores por empregado	11.960	12.934	-7,5%
Número de localidades atendidas	234	234	-
Número de agências	74	77	-3,9%
Número de postos de atendimento	162	157	3,2%
Número de postos de arrecadação	0	2.629	-100,0%

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

Mercado	2016	2015	%
Área de concessão (Km ²)	90.440	90.440	-
Demanda máxima (MWh/h)	5.635	5.696	-1,1%
Mercado atendido (GWh)	29.247	29.909	-2,2%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.329	2.399	-2,9%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	417,76	409,39	2,0%
Residencial	443,67	434,51	2,1%
Comercial	439,14	421,70	4,1%
Industrial	430,38	419,32	2,6%
Rural	280,82	288,13	-2,5%
DEC (horas)	7,62	7,76	-1,8%
FEC (número de interrupções)	5,00	4,89	2,2%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	97,61	149,07	-34,5%

Operacionais	2016	2015	%
Número de subestações	270	265	1,9%
Linhas de transmissão (Km)	6.249	6.134	1,9%
Linhas de distribuição (Km)	122.746	120.602	1,8%

Financeiros	2016	2015	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	12.323.516	15.157.152	-18,7%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	6.695.605	8.032.196	-16,6%
Resultado da atividade (R\$ mil)	453.671	488.455	-7,1%
Margem operacional do serviço líquida (%)	6,78%	6,08%	-
EBITDA OU LAJIDA	745.125	790.948	-5,8%
Lucro líquido (R\$ mil)	117.288	140.023	-16,2%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	917.667	1.344.702	-31,8%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	12,78%	10,41%	-
Endividamento (incluindo derivativos) (R\$ mil)	4.428.616	4.491.159	-1,4%
Em moeda nacional (%)	52%	51%	-
Em moeda estrangeira (%)	48%	49%	-

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 Paulista. 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 Paulista de Força e Luz
CNPJ nº 33.050.196/0001-88

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 Paulista de Força e Luz (“CPFL Paulista” 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 20 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 234 municípios do interior do Estado de São Paulo. Entre os principais estão Campinas, Ribeirão Preto, Bauru e São José do Rio Preto, atendendo a aproximadamente 4,3 milhões de consumidores (informações não examinadas pelos auditores independentes).

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, e ii) instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1 e 2 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) estão apresentadas na nota 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 possuem 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:

- iii. 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.
- iv. Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após o reconhecimento inicial,

reconhecidos pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.

- Passivos financeiros

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

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

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

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 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 cinco anos. Neste processo a Companhia prepara Laudo de Reavaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia no processo de revisão tarifária da data-base de 31 de dezembro de 2012, que foi aprovado pelo Despacho nº 930 de 28 de março de 2013.

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 GAAPs 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 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 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de hedge previstos na IAS 39. 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 da Companhia. 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 destes ativos seria registrado no resultado do exercício. Assim, não haverá impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de hedge, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras 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/CPC32 – 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". Salienta 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	29.890	41.665
Equivalentes de caixa	<u>2.195.201</u>	<u>2.127.840</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	9.136	12.562
Certificado de depósito bancário (b)	966.864	696.208
Fundos de investimento (c)	<u>1.219.201</u>	<u>1.419.069</u>
Total	<u>2.225.091</u>	<u>2.169.504</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) C
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) R
representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média, a 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	922.254	-	353.649	22.303	20.042	52.747	(64.833)	6.246	109.521	8.617	30.277	(38.864)	1.421.958	1.468.998	
Residencial	157.861	-	232.651	5.563	433	13.512	(19.508)	3.747	14.564	1.603	9.707	(9.909)	410.224	447.826	
Industrial	38.397	-	39.237	4.970	11.713	30.335	(30.335)	(63)	10.636	1.269	8.534	(12.924)	101.769	116.970	
Comercial	60.811	-	44.755	4.674	6.091	7.948	(14.039)	659	23.490	1.101	7.833	(15.857)	127.468	140.661	
Rural	20.437	-	5.788	1.194	403	-	-	109	511	86	347	(170)	28.705	28.426	
Poderes Públicos	32.374	-	15.423	2.615	339	-	-	1.070	15.836	3.497	3.825	(3)	74.978	92.982	
Iluminação Pública	27.777	-	3.414	567	118	912	(912)	(68)	4.293	951	-	-	37.053	42.009	
Serviço Público	44.175	-	11.220	2.421	936	39	(39)	791	40.190	109	30	(1)	99.871	100.909	
Serviço Taxado	1.708	-	1.161	299	9	-	-	-	-	-	-	-	3.177	2.570	
Fornecimento Não Faturado	538.714	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	538.714	496.648	
(-) Arrecadação Processo Classif.	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(3)	
Encargos Tarifários	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	9	
Outros consumidores	25.296	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.296	(8.281)	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	2.578	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.578	11.310	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	553	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	553	-	
Energia Elétrica de Curto Prazo	60.980	5.003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65.983	5.186	
TOTAL	1.011.670	5.003	353.649	22.303	20.042	52.747	(64.833)	6.246	109.521	8.617	30.277	(38.864)	1.516.377	1.477.222	
													Circulante	1.448.945	1.421.754
													Não Circulante	67.432	55.468
														1.516.377	1.477.222

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias
Saldo em 31/12/2014 (não auditado)	(61.147)
Provisão revertida (constituída)	(94.100)
Recuperação de receita	25.428
Baixa de contas a receber provisionadas	41.311
Saldo em 31/12/2015	(88.508)
Provisão revertida (constituída)	(122.573)
Recuperação de receita	43.174
Baixa de contas a receber provisionadas	64.210
Saldo em 31/12/2016	(103.697)
Circulante	(94.755)
Não circulante	(8.942)

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

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	3.268	17.934
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	15.724	37.334
Imposto de renda e contribuição social a compensar	3.704	3.059
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	18.614	28.176
ICMS a compensar	30.020	27.871
Programa de integração social - PIS	1.520	816
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	5.006	3.878
Instituto nacional de seguridade social - INSS	2.138	4.928
Outros	118	123
Total	80.112	124.120
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	55.373	51.355
ICMS a compensar	47.419	32.347
Total	102.791	83.702

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

Contribuição social a compensar - CSLL - No não circulante refere-se basicamente à decisão favorável em ação judicial movida pela Companhia, transitada em julgado. A Companhia está aguardando o trâmite regular de habilitação do crédito junto à Receita Federal para realizar a compensação sistêmica e financeira do crédito.

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)	1.839.388	(197.368)	(1.614.860)	218.131	226.129	180.795	652.217	539.499	112.717	621.952	30.264
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	529.687	(154.155)	(707.773)	66.262	378.625	100.521	213.167	213.167	-	213.167	-
Custo de Energia Itaipu	828.516	101.052	(581.586)	103.124	(131.498)	6.672	326.282	223.255	103.027	298.620	27.662
Proinfra	-	16.153	(11.981)	6.023	-	(2.689)	7.506	4.625	2.881	6.732	773
Transporte de Rede Básica	46.189	(5.455)	(38.711)	(77)	667	4.820	7.434	4.613	2.821	6.677	757
Transporte de Energia - Itaipu	8.586	4.332	(7.353)	3.965	-	(2.597)	6.931	2.943	3.988	5.860	1.071
ESS/EER	151.932	(20.073)	(80.134)	14.724	(11.623)	(18.967)	35.859	35.859	-	35.859	-
CDE	274.478	(139.222)	(187.322)	24.110	(10.042)	93.035	55.037	55.037	-	55.037	-
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	154.466	177.968	(180.325)	13.677	59.619	(2.219)	223.187	57.084	166.102	178.589	44.597
Neutralidade da Parcela A	131.859	71.989	(115.124)	7.020	-	-	95.744	41.668	54.075	81.225	14.519
Sobrecontratação de Energia	15.623	105.979	(15.623)	4.379	3.888	(2.219)	112.027	-	112.027	81.949	30.078
Outros	6.985	-	(49.578)	2.278	55.731	-	15.416	15.416	-	15.416	-
Total Ativos Financeiros Setoriais	1.993.854	(19.400)	(1.795.185)	231.808	285.748	178.577	875.402	596.583	278.819	800.541	74.861

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)	897.355	691.973	(854.766)	170.136	6.839	180.795	1.092.332	278.419	813.914	873.801	218.530
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	540.181	319.041	(486.347)	93.732	5.519	100.521	572.646	211.337	361.310	475.637	97.009
Custo de Energia Itaipu	114.288	13.114	(106.115)	6.284	1.158	6.672	35.401	-	35.401	25.896	9.505
Proinfa	1.135	(465)	(509)	2.527	-	(2.689)	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	-	(5.361)	-	540	-	4.820	-	-	-	-	-
Transporte de Energia - Itaipu	-	-	43	2.554	-	(2.597)	-	-	-	-	-
ESS/EER	241.751	265.456	(261.838)	46.890	162	(18.967)	273.453	67.082	206.372	218.044	55.409
CDE	-	100.188	-	17.609	-	93.035	210.831	-	210.831	154.224	56.607
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	51.164	4.377	(176.633)	26.288	220.195	(2.219)	123.173	57.843	65.329	105.633	17.541
Neutralidade da Parcela A	1.183	(172)	(1.183)	172	-	-	-	-	-	-	-
Sobrecontratação de Energia	15.479	(50.774)	(159.307)	22.665	231.816	(2.219)	57.661	57.659	1	57.660	-
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	15.967	(29)	-	(1.334)	(14.604)	-	-	-	-	-	-
Outros	18.535	55.352	(16.143)	4.785	2.983	-	65.513	184	65.328	47.972	17.540
Total Passivos Financeiros Setoriais	948.519	696.350	(1.031.399)	196.424	227.034	178.576	1.215.505	336.262	879.243	979.434	236.071

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 20 de maio de 2015 a 19 de maio 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 08 de abril de 2016, logo após o final da vigência da Reajuste Tarifário anual de abril de 2016 - RTA/16, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação.

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

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

b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

i) Neutralidade 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) Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica

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

iv) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à (i) 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 (ii) 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	50.497	140.270	55.123	153.119
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	14.510	40.637	49.300	137.228
Diferenças temporariamente indedutíveis				
Provisões para litígios	17.008	47.243	18.700	51.945
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	9.924	27.566	8.612	23.922
Provisão energia livre	6.014	16.706	5.402	15.007
Programas de P&D e eficiência energética	9.102	25.284	7.998	22.216
Provisão relacionada a pessoal	1.187	3.296	977	2.715
Derivativos	(29.018)	(80.607)	(112.200)	(311.666)
Instrumentos financeiros (CPC)	(2.552)	(7.088)	(6.488)	(18.022)
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	286	794	312	866
Perdas atuariais (CPC)	21.612	60.034	21.612	60.035
Outros	293	815	1.044	2.899
Diferenças temporariamente indedutíveis - resultado abrangente acumulado				
Reavaliação regulatória compulsória	(27.227)	(75.631)	(35.816)	(99.489)
Perdas atuariais (CPC)	30.240	84.000	7.512	20.870
Total	101.874	283.320	22.089	61.645

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 3,00% (4,34% 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	
	CSSL	IRPJ	CSSL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	204.858	204.858	244.551	244.551
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Realização correção monetária complementar	2.169	-	2.908	-
Juros sobre o capital próprio	-	-	(21.480)	(21.480)
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(3.549)	(3.549)	-	-
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	69.696	69.696	65.725	65.725
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	5.128	(20.913)	6.980	21.790
Base de cálculo	278.302	250.091	298.683	310.586
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(25.047)	(62.523)	(26.882)	(77.646)
Corrente	(82.106)	(221.067)	29.698	79.234
Diferido	57.059	158.544	(56.580)	(156.880)

(*) 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	
	CSSL	IRPJ	CSSL	IRPJ
Perdas/ (ganhos) atuariais	346.521	346.521	(37.480)	(37.480)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	(31.187)	(86.630)	3.373	9.370
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	8.461	23.501	(4.274)	(11.869)
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(22.726)	(63.129)	(900)	(2.499)

10. OUTROS ATIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Adiantamentos - Fundação CESP	4.271	5.893	-	-
Adiantamentos - fornecedores	189	1.099	-	-
Serviços prestados a terceiros	2.853	2.899	-	-
Convênios de arrecadação	-	44.188	-	-
Repactuação GSF				
Contas a receber - Eletrobrás	79.691	97.069	-	-
Adiantamentos a funcionários	5.549	4.847	-	-
Indenizações de sinistros				
Arrendamentos e alugueis de postes	4.680	5.407	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(6.568)	(7.179)	-	-
Outros	23.934	13.090	1.131	1.044
Total	114.599	167.312	1.131	1.044

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\$ 8.334 (R\$ 10.313 em 31 de dezembro de 2015); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 64.088 (R\$ 86.756 em 31 de dezembro de 2015) (ambos nota 21.3.1) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 7.269 (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\$ 183.211, sendo (i) R\$ 141.049 com base na liminar obtida em maio 2015 e (ii) R\$ 42.162 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)	(7.788)
Provisão revertida (constituída)	609
Saldo em 31/12/2015	(7.179)
Provisão revertida (constituída)	612
Saldo em 31/12/2016	(6.568)

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	3,78%	12.205.145	(7.417.920)	4.787.225	4.487.814
Custo Histórico		7.480.544	(3.451.894)	4.028.650	3.608.804
Reavaliação		4.724.601	(3.966.026)	758.575	879.010
Administração	7,69%	275.881	(178.381)	97.499	102.058
Custo Histórico		167.251	(91.573)	75.678	78.510
Reavaliação		108.630	(86.808)	21.822	23.548
Subtotal		12.481.025	(7.596.302)	4.884.724	4.589.872
Em Curso		470.444	-	470.444	442.864
Distribuição		435.833	-	435.833	425.430
Administração		34.611	-	34.611	17.434
Subtotal		470.444	-	470.444	442.864
Total		12.951.469	(7.596.302)	5.355.168	5.032.736

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)	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	11.747.407	48.712	(228.171)	637.654	(456)	12.205.145	458.195	(7.417.920)	4.787.225	4.487.814
Terrenos	88.634	117	-	2.342	(103)	90.990	2.459	-	90.990	88.634
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	218.357	14	(8)	6.933	202	225.497	6.939	(156.429)	69.069	66.237
Máquinas e Equipamentos	11.321.237	48.582	(227.222)	617.900	(844)	11.759.652	439.259	(7.171.164)	4.588.488	4.295.120
Veículos	110.363	-	(941)	10.643	289	120.354	9.701	(84.722)	35.632	34.522
Móveis e Utensílios	8.816	-	-	(164)	-	8.652	(164)	(5.605)	3.047	3.301
Administração	267.293	87	(820)	8.864	456	275.881	8.131	(178.381)	97.499	102.058
Terrenos	12.265	-	-	-	-	12.265	-	-	12.265	12.265
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	138.300	-	-	431	-	138.731	431	(92.145)	46.585	49.207
Máquinas e Equipamentos	100.061	87	(6)	6.129	373	106.643	6.210	(77.108)	29.535	31.267
Veículos	9.031	-	(814)	1.350	83	9.649	536	(4.105)	5.544	6.022
Móveis e Utensílios	7.637	-	-	955	1	8.593	955	(5.023)	3.570	3.297
Subtotal	12.014.700	48.799	(228.992)	646.518	-	12.481.026	466.326	(7.596.302)	4.884.724	4.589.872
Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	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	425.430	639.648	(4)	(629.241)	-	435.833	10.403	-	435.833	425.430
Máquinas e Equipamentos	341.194	580.777	(4)	(602.076)	(1)	319.891	(21.303)	-	319.891	341.194
Outros	84.236	58.871	-	(27.166)	1	115.942	31.706	-	115.942	84.236
Administração	17.434	42.296	-	(25.119)	-	34.611	17.178	-	34.611	17.434
Máquinas e Equipamentos	5.123	19.273	-	(6.165)	-	18.231	13.108	-	18.231	5.123
Outros	12.311	23.024	-	(18.954)	-	16.380	4.070	-	16.380	12.311
Subtotal	442.864	681.944	(4)	(654.360)	-	470.444	27.580	-	470.444	442.864
Total do Ativo Imobilizado	12.457.564	730.744	(228.995)	(7.842)	-	12.951.469	493.906	(7.596.302)	5.355.168	5.032.736

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	336.229	188.249	37.071	6.312	298	81.322	649.481
Terrenos	1.674	21	-	9	-	838	2.542
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	980	5.197	-	50	-	-	6.227
Máquinas e Equipamentos	321.257	159.250	33.562	5.967	295	79.719	600.049
Veículos	10.552	4.220	-	-	-	144	14.916
Móveis e Utensílios	1.770	121	-	-	-	6	1.897
A Ratear	(3)	19.439	3.510	286	3	615	23.849
Outros - Estoque	-	-	-	-	-	32.463	32.463
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	7.802	7.802
Material em Depósito	-	-	-	-	-	23.042	23.042
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	(2.460)	(2.460)
Adiantamentos a Fornecedores	-	-	-	-	-	4.079	4.079
Total das Adições	336.229	188.249	37.071	6.312	298	113.785	681.944

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)	Transfer ências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	11.321.237	48.582	(227.222)	617.900	(844)	11.759.652	439.259
Transformador de Distribuição	1.061.627	12.295	(30.763)	60.020	-	1.103.178	41.551
Medidor	986.054	876	(29.616)	45.743	-	1.003.057	17.003
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	1.698.918	5.641	(39.778)	121.485	-	1.786.266	87.348
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	3.397.836	5.219	(41.700)	132.371	-	3.493.726	95.889
Redes Alta Tensão (69 kV)	111.723	400	(906)	842	-	112.059	336
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	1.205.582	14.729	(4.486)	119.786	-	1.335.611	130.029
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	86.006	-	(152)	3.720	-	89.574	3.568
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	258.927	-	(10.906)	9.014	-	257.034	(1.892)
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	1.721.600	-	(35.725)	88.241	(101)	1.774.016	52.516
Demais Máquinas e Equipamentos	792.964	9.422	(33.190)	36.679	(743)	805.131	12.910

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições (A)	Transferências (B)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições Líquidas (A)+(B)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2016	Valor Líquido em 31/12/2015
Ativo Intangível em Serviço									
Distribuição	389.589	2.945	38.058	(121.030)	309.562	41.002	(151.038)	158.524	125.601
Servidões	97.236	1.536	33.292	-	132.064	34.828	-	132.064	97.236
Softwares	282.883	1.409	4.765	(121.029)	168.028	6.174	(145.077)	22.951	23.919
Outros	9.470	-	-	(1)	9.469	-	(5.960)	3.509	4.446
Administração	187.216	3.936	4.428	121.030	316.610	8.364	(266.970)	49.640	62.916
Softwares	185.558	3.936	4.428	122.688	316.610	8.364	(266.970)	49.640	61.587
Outros	1.658	-	-	(1.658)	-	-	-	-	1.329
Subtotal	576.805	6.881	42.486	-	626.172	49.367	(418.008)	208.164	188.517
Ativo Intangível em Curso									
Distribuição	65.312	8.184	(30.290)	(490)	42.716	(22.106)	-	42.716	65.312
Servidões	30.847	5.469	(25.189)	-	11.127	(19.720)	-	11.127	30.847
Outros	34.465	2.715	(5.101)	(490)	31.589	(2.386)	-	31.589	34.465
Administração	12.932	21.916	(4.353)	490	30.984	17.562	-	30.984	12.932
Outros	12.932	21.916	(4.353)	490	30.984	17.562	-	30.984	12.932
Subtotal	78.244	30.100	(34.644)	-	73.701	(4.544)	-	73.701	78.244
Total do Ativo Intangível	655.049	36.981	7.842	-	699.872	44.823	(418.008)	281.865	266.761

O montante de R\$ 7.842 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	62.642	157.037
Suprimento de Energia Elétrica	838.549	1.256.614
Materiais e serviços	215.939	167.930
Outros	95.178	83.476
Total	<u>1.212.307</u>	<u>1.665.057</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	43.495	97.803	408.652	2.971.590	3.521.540	4.389.363
Debêntures	75.992	-	197.666	965.560	1.239.218	1.239.511
Total	<u>119.487</u>	<u>97.803</u>	<u>606.318</u>	<u>3.937.150</u>	<u>4.760.758</u>	<u>5.628.874</u>

13.1 Encargos de Dividas, Empréstimos e Financiamentos

	Remuneração a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2016			31/12/2015		
				Encargos - circulante e não circulante	Principal		Encargos - circulante e não circulante	Principal	
					Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
Mensuradas ao custo									
Moeda nacional									
BNDES - Investimento									
FINEM V (a)	TJLP + 2,12% a 3,3%	72 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	137	34.099	2.842	260	33.616	36.417
FINEM V (b)	Pré fixado 8%	90 Parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	12	1.740	1.885	18	1.740	3.625
FINEM V (c)	Pré fixado 5,5%	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	73	7.533	23.228	91	7.533	30.761
FINEM VI (d)	TJLP + 2,06% a 3,08%	72 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	547	49.812	99.624	719	49.107	147.320
FINEM VI (e)	Pré fixado 2,50%	96 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	179	27.587	135.638	210	27.587	163.225
FINEM VI (f)	Pré fixado 2,50%	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	10	1.504	7.393	11	1.504	8.897
FINEM VII (g)	Pré fixado 6,00%	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	147	7.952	49.698	163	5.964	57.650
FINEM VII (h)	TJLP + 2,12% a 2,66%	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	474	25.171	106.977	468	16.288	114.018
FINEM VII (i)	SELIC + 2,62% a 2,66%	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da CPFL Energia e recebíveis	83	13.972	59.380	74	8.154	57.076
FINAME	Pré fixado 4,50%	96 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia	50	8.435	16.871	66	8.435	25.306
Instituições financeiras									
Banco do Brasil- Capital Giro (j)	104,9% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia	130.403	62.500	187.500	81.549	-	250.000
Outros									
Eletrobras	RGR + 6% a 6,5%	Parcelas mensais a partir agosto de 2006	Recebíveis e notas promissórias	15	547	2.398	-	1.031	2.899
Total moeda nacional - mensuradas ao custo				132.132	240.852	693.434	83.629	160.960	897.195
Mensuradas ao valor justo									
Moeda estrangeira									
Instituições Financeiras									
Morgan Stanley	US\$ + Libor 6 meses + 1,75% (1)	Parcela única em setembro de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	1.262	195.240	-
Bank of America Merrill Lynch (**)	Libor 3 meses + 1,35% (2)	Parcela única em outubro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.593	-	325.910	6.844	-	390.480
Bank of America Merrill Lynch	US\$ + Libor 3 meses + 1,70% (3)	Parcela única em setembro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	44	-	146.660	34	-	175.716
Bank of America Merrill Lynch	US\$ + Libor 3 meses + 1,40% (8)	Parcela única em fevereiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.469	-	488.865	1.374	-	585.720
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (3)	Parcela única em março de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	262	-	195.240
Citibank	US\$ + Libor 3 meses + 1,44% (9)	Parcela única em janeiro de 2020	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	918	-	226.478
Scotiabank	US\$ + 3,3125% (4)	Parcela única em julho de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória	-	-	-	1.479	94.022	-
Mizuho (k)	US\$ + Libor 3 meses + 1,55% (5)	03 Parcelas semestrais a partir de março de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	52	-	244.433	35	-	292.860
Bank of Tokyo-Mitsubishi (l)	US\$ + Libor 3 meses + 0,80% (6)	04 Parcelas semestrais a partir de setembro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória	151	40.739	122.216	140	-	195.240
Bank of Tokyo-Mitsubishi (m)	US\$ + Libor 3 meses + 0,88% (14)	Parcela única em fevereiro de 2020	Aval da CPFL Energia e nota promissória	324	-	162.955	284	-	195.240
JP MORGAN	US\$ + 2,28% a 2,32% (7)	Parcela única em dezembro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória	158	130.364	-	189	-	156.192
JP MORGAN	US\$ + 2,36% a 2,39 (10)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.314	-	114.069	1.587	-	136.668
JP MORGAN	US\$ + 2,74% (11)	Parcela única em janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.067	-	81.478	1.271	-	97.620
JP MORGAN	US\$ + 2,2% (12)	Parcela única em fevereiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	424	-	48.887	508	-	58.572
BNP Paribas	EURO + 1,6350% (15)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	529	-	68.134	663	-	85.328
HSBC Bank	US\$ + Libor 3 meses + 1,30% (13)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória	1.211	-	281.597	1.116	-	337.388
Operação sindicalizada (n) (**)- Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC-Export Development Canada	Libor + 2,7% a.a. (16)	05 Parcelas semestrais a partir de maio de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória	830	-	217.273	-	-	-
Marcação a mercado				-	(1.659)	(16.979)	-	(21.070)	(159.969)
Total moeda estrangeira - mensuradas ao valor justo				9.166	169.444	2.285.496	17.967	268.193	2.968.773
Gastos com Captação (*)				-	(1.644)	(7.340)	-	(131)	(7.222)
Total				141.298	408.652	2.971.590	101.596	429.021	3.858.747

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

(1) 103,50% do CDI a.a. (2) 108% do CDI a.a. (3) 109,50% do CDI a.a. (4) 104,90% do CDI a.a. (5) 106,89% a 106,90% do CDI a.a. (6) 105,50% do CDI a.a. (7) 105,65% a 105,70% do CDI a.a. (8) 106,35% do CDI a.a. (9) 108,60% do CDI a.a. (10) 101,8% a 104,1% do CDI a.a. (11) 106,6% do CDI a.a. (12) 104% do CDI a.a. (13) 104,5% a 105,9% do CDI a.a. (14) 107,85% do CDI a.a. (15) 103,6% do CDI a.a. (16) 108,15% a 116% do CDI a.a.

(a) Taxa efetiva: 60,70% a 68,82% do CDI
 (b) Taxa efetiva: 65,91% do CDI
 (c) Taxa efetiva: 45,89% 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: 48,29% a 48,39% do CDI
 (h) Taxa efetiva: 68,63% a 72,87% do CDI
 (i) Taxa efetiva: 121,32% a 121,64% do CDI
 (j) Taxa efetiva: 109,47% do CDI
 (k) Taxa efetiva: 108,49% do CDI
 (l) Taxa efetiva: 107,5% do CDI
 (m) Taxa efetiva: 110,44% do CDI
 (n) Taxa efetiva: 115,9% do CDI

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

(**) Empréstimo financeiro em moeda estrangeira, tendo como contraparte um grupo de instituições financeiras.

(***) Alteração das condições do empréstimo no 3º trimestre em decorrência do aditamento contratual.

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\$ 2.464.106 (R\$ 3.254.933 em 31 de dezembro de 2015).

As mudanças dos valores justos destas dívidas estão 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\$ 18.638 (ganho de R\$ 181.039 em 31 de dezembro de 2015) somado aos ganhos obtidos com a marcação a mercado do instrumento financeiro derivativo de R\$ 10.524 (perda de R\$ 96.741 em 31 de dezembro de 2015), contratados para proteção da variação cambial (nota 28), geraram um ganho total de R\$ 29.162 (ganho de R\$ 84.298 em 31 de dezembro 2015).

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2018	2.049.320
2019	431.796
2020	332.994
2021	120.153
2022	54.306
Subtotal	2.988.569
Marcação a mercado	(16.979)
Total	2.971.590

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	Variação acumulada		% da dívida	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
TJLP	7,50	6,21	9,08	9,07
CDI	13,63	13,18	80,77	81,71
Outros			10,15	9,22
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Moeda nacional

BNDES - FINEM VII – A Companhia obteve a aprovação de financiamento junto ao BNDES em 2014, no montante de R\$ 427.716, 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\$ 27.075 (R\$ 26.421 líquidos dos gastos com captação) e o saldo remanescente de R\$ 146.522 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\$ 232.458 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 nº 4.131 (Bancos Citibank, Bank of Tokyo – Mitsubishi, Mizuho, Bank of America Merrill Lynch, HSBC Bank, JP Morgan e BNP Paribas; Morgan Stanley e Scotiabank) e operações sindicalizada

Manutenção dos seguintes índices financeiros, pela garantidora CPFL Energia, calculados semestralmente:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75, e
- 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 e 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	660	CDI + 0,8%	CDI + 0,87%	03 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia	47.079	198.000	462.000	707.079	47.292	660.000	707.292
7ª Emissão	50.500	CDI + 0,83%	CDI + 0,89%	04 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia	28.913	-	505.000	533.913	29.546	505.000	534.546
Gastos com Emissão (*)						-	(334)	(1.440)	(1.774)	-	(2.327)	(2.327)
						<u>75.992</u>	<u>197.666</u>	<u>965.560</u>	<u>1.239.218</u>	<u>76.838</u>	<u>1.162.673</u>	<u>1.239.511</u>

(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 108,05% 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:

<u>Ano de vencimento</u>	
2018	323.479
2019	389.836
2020	126.031
2021	126.214
Total	965.560

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		31/12/2016	31/12/2015
		Circulante	Não Circulante		
Dívida Bruta	217.290	606.318	3.966.911	4.790.519	5.642.414
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	132.132	240.852	693.434	1.066.418	1.141.784
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	9.166	169.444	2.285.496	2.464.106	3.254.932
Debêntures	75.992	198.000	967.000	1.240.992	1.241.838
Gastos com Captação	-	(1.978)	(8.780)	(10.758)	(9.680)
Derivativos a Pagar	-	-	29.761	29.761	13.541
Ativos Financeiros	-	(2.250.184)	(336.810)	(2.586.994)	(3.320.760)
Alta Liquidez	-	(2.225.091)	-	(2.225.091)	(2.169.504)
Derivativos a Receber	-	(25.093)	(336.810)	(361.903)	(1.151.256)
Dívida Líquida	217.290	(1.643.866)	3.630.101	2.203.526	2.321.654

14. BENEFICIO PÓS-EMPREGO

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

14.1 - Características:

Atualmente vigora, para os funcionários um Plano de Benefício Misto, com as seguintes características:

- a. Plano de Benefício Definido ("BD") - vigente até 31 de outubro de 1997 - plano de benefício salgado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado ("BSPS"), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, 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. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- b) Adoção de um modelo misto, a partir de 1 de novembro de 1997, que contempla:
 - Os benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia, e
 - As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável, que consiste em 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 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	4.524.008	3.793.259
Valor justo dos ativos do plano	<u>(3.723.563)</u>	<u>(3.355.589)</u>
Valor presente das obrigações líquidas	<u>800.445</u>	<u>437.670</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	3.820.563	(3.315.422)
Custo do serviço corrente bruto	1.183	-
Rendimento esperado no ano	-	(375.527)
Juros sobre obrigação atuarial	425.465	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	12	(12)
Contribuições de patrocinadoras	-	(81.111)
Perda (ganho) atuarial	-	61.144
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	(226)	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(98.399)	-
Benefícios pagos no ano	<u>(355.339)</u>	<u>355.339</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2015	3.793.259	(3.355.589)
Custo do serviço corrente bruto	828	-
Rendimento esperado no ano	-	(404.183)
Juros sobre obrigação atuarial	467.872	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	59	(59)
Contribuições de patrocinadoras	-	(48.263)
Perda (ganho) atuarial	-	(273.282)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	619.803	-
Benefícios pagos no ano	<u>(357.813)</u>	<u>357.813</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2016	<u>4.524.008</u>	<u>(3.723.563)</u>

14.3 - 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	437.670	505.141
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	64.514	51.120
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(48.260)	(81.111)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	(226)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	346.521	(37.254)
Passivo atuarial líquido no final do exercício	800.445	437.670
Outras contribuições	12.913	16.149
Total	813.358	453.819
Circulante	26.082	648
Não circulante	787.276	453.171

14.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2017 estão estimadas no montante de R\$ 75.920.

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	374.441
2018	390.441
2019	407.979
2020	424.542
2021 A 2026	2.869.228
Total	4.466.631

Em 31 de dezembro de 2016, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 9,1 anos.

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

A estimativa atuarial para as despesas a serem reconhecidas no exercício de 2017 e as despesas reconhecidas em 2016 e 2015, são como segue:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
	<u>Estimadas</u>	<u>Realizadas</u>	<u>Realizadas</u>
Custo do serviço	707	828	1.183
Juros sobre obrigações atuariais	476.613	467.872	425.465
Rendimento esperado dos ativos do plano	(392.819)	(404.184)	(375.527)
Total da despesa (receita)	84.501	64.514	51.120

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

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
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 elegibilidade a um benefício pelo Plano	100% na primeira 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:

	<u>Cotados em mercado ativo</u>		<u>Não cotados em mercado ativo</u>	
	2016	2015	2016	2015
Renda fixa	79%	80%	-	-
Títulos públicos federais	60%	57%	-	-
Títulos privados (instituições financeiras)	6%	5%	-	-
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	-	-
Fundos de investimento multimercado	1%	16%	-	-
Outros investimentos de renda fixa	12%	1%	-	-
Renda variável	14%	13%	-	-
Ações da CPFL Energia	8%	5%	-	-
Fundos de investimento em ações	6%	8%	-	-
Investimentos estruturados	1%	0%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	1%	0%	0%	0%
Imóveis	-	-	3%	4%
Operações com participantes	-	-	1%	2%
Outros ativos	-	-	1%	1%
Depósitos judiciais e outros	-	-	1%	1%
	<u>94%</u>	<u>94%</u>	<u>6%</u>	<u>6%</u>

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\$ 345.286 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 202.954 em 31 de dezembro de 2015).

	<u>Meta 2017</u>
Renda fixa	77,1%
Renda variável	14,4%
Imóveis	3,4%
Empréstimos e financiamentos	1,5%
Investimentos estruturados	2,3%
Investimentos no exterior	1,3%
	<u>100,0%</u>

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 (R1).

- Se a taxa de desconto fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 104.645 (aumento de R\$ 100.503).
- 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\$ 90.954 (aumento de R\$ 92.886).

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	679	652	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 21.3)	142.251	248.897	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	25.792	169.890	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	130.135	147.064	26.465	25.401
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	20.793	49.896	22.831	9.497
EPE / FNDCT	1.148	2.940	-	-
Total	320.797	619.339	49.296	34.898

Conta de desenvolvimento energético – CDE – Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2016 no montante de R\$ 76.254 (R\$ 184.269 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\$ 21.122 (R\$ 22.209 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\$ 44.875 (R\$ 42.419 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\$ 183.211.

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	232.658	208.123
Programa de integração social - PIS	9.153	15.566
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	42.157	75.476
Outros	12.651	10.864
Total	296.618	310.028

17. PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	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	56.070	38.180	100.065	36.231
Cíveis	68.924	41.301	78.239	55.428
Fiscais				
FINSOCIAL	32.372	90.951	29.917	84.092
Imposto de renda	-	-	-	746.695
Outras	45.294	15.946	951	13.640
	77.666	106.897	30.868	844.427
Outros	8.418	22.831	12.502	17.315
Total	211.079	209.209	221.674	953.401

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	100.065	58.772	(36.756)	(74.550)	8.539	56.070
Cíveis	78.239	44.238	(15.759)	(50.991)	13.197	68.924
Fiscais	30.868	41.100	(28)	(10)	5.736	77.666
Outros	12.502	4.431	(4.898)	(4.917)	1.301	8.418
Total	221.674	148.541	(57.441)	(130.468)	28.773	211.079

As adições em provisões para litígios fiscais, realizadas no exercício de 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:

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).

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".

Fiscais:

FINSOCIAL - Refere-se a questionamento judicial quanto à majoração de alíquota e cobrança do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991.

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	253.297	282.937	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade, horas extras.
Cíveis	262.878	194.770	Danos pessoais e majoração tarifária.
Fiscais	1.492.272	1.408.043	Imposto de Renda, INSS, FINSOCIAL.
Outros	14.929	12.115	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira.
Total	2.023.376	1.897.865	

Fiscais – há uma discussão referente à dedutibilidade para imposto de renda da despesa reconhecida em 1997 referente ao compromisso assumido relativo ao plano de pensão dos funcionários da Companhia perante a Fundação CESP no montante estimado de R\$ 1.130.820, em razão de ter sido objeto de renegociação e novação

de dívida naquele exercício. A Companhia, baseada em consulta à Secretaria da Receita Federal do Brasil (RFB), obteve resposta favorável constante na Nota MF/SRF/COSIT/GAB nº 157 de 09 de abril de 1998, e tomou a dedutibilidade fiscal da despesa, gerando conseqüentemente prejuízo fiscal naquele exercício. A despeito da resposta favorável da RFB, a Companhia foi autuada pelas Autoridades Fiscais e, em duas execuções fiscais oriundas destas autuações, efetuou depósitos judiciais. Em janeiro de 2016, a Companhia obteve decisões judiciais que autorizaram a substituição dos depósitos judiciais (R\$ 745.903 em 31 de dezembro de 2015) por garantias financeiras (carta de fiança e seguro garantia), cujos respectivos levantamentos em favor da Companhia ocorreram em 2016. Há recurso da Procuradoria da Fazenda Nacional em um dos casos, sem efeito suspensivo, o qual aguarda julgamento pelo Tribunal Regional Federal. Baseada na posição atualizada dos advogados que conduzem este caso, a opinião da Administração é que o risco de perda é possível.

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	31.355	26.780	-	-
Adiantamentos	4.676	4.346	793	994
Descontos tarifários - CDE	2.430	32.707	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	179	162	-	-
Convênios de arrecadação (nota 10)	33.630	77.004	-	-
Outros	5.535	6.246	1.769	736
Total	77.805	147.244	2.562	1.730

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.

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

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

Juros sobre empréstimo compulsório: 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 Líquido em 31/12/2015	Adições (A)	Transferências (B)	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições Líquidas (A)-(B)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2016
Em serviço	1.857.543	47.836	83.421	1.988.800	131.257	(619.825)	1.368.975
Participação da União, Estados e Municípios	23.511	(20.338)	-	3.173	(20.338)	(876)	2.297
Participação Financeira do Consumidor	1.462.018	31.994	19.524	1.513.536	51.518	(516.369)	997.167
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	325.378	21.326	63.897	410.601	85.223	(88.391)	322.210
Programa de Eficiência Energética - PEE	8.418	-	-	8.418	-	(3.304)	5.113
Pesquisa e Desenvolvimento	29.030	14.854	-	43.884	14.854	(9.729)	34.156
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	9.188	-	-	9.188	-	(1.156)	8.032
(-) Amortização Acumulada - AIS	(527.195)	(92.630)	-	(619.825)	(92.630)	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(747)	(130)	-	(876)	(130)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(442.290)	(74.079)	-	(516.369)	(74.079)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(73.067)	(15.324)	-	(88.391)	(15.324)	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(2.933)	(371)	-	(3.304)	(371)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(7.350)	(2.379)	-	(9.729)	(2.379)	-	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(809)	(347)	-	(1.156)	(347)	-	-
Em curso	245.254	145.304	(83.421)	307.137	61.882	-	307.137
Participação Financeira do Consumidor	27.015	(1.516)	(149)	25.351	(1.665)	-	25.351
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	1.764	56.552	(58.073)	243	(1.521)	-	243
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	(79)	34	-	(45)	34	-	(45)
Valores Pendentes de Recebimento	54.358	20.538	(25.199)	49.696	(4.661)	-	49.696
Outros	162.196	69.695	-	231.892	69.695	-	231.892
Ultrapassagem de demanda	48.679	18.051	-	66.730	18.051	-	66.730
Excedente de reativos	113.518	51.645	-	165.162	51.645	-	165.162
Total	1.575.602	100.511	-	1.676.113	100.511	(619.825)	1.676.113

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	Reavaliação	Total
Em serviço	3,70%	1.276.099	712.702	1.988.800
Participação da União, Estados e Municípios		3.173	-	3.173
Participação Financeira do Consumidor		800.834	712.702	1.513.536
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		410.601	-	410.601
Programa de Eficiência Energética - PEE		8.418	-	8.418
Pesquisa e Desenvolvimento		43.884	-	43.884
Universalização Serv. Públ. de Energia Elétrica		9.188	-	9.188
(-) Amortização Acumulada		(465.727)	(154.098)	(619.825)
Participação da União, Estados e Municípios		(876)	-	(876)
Participação Financeira do Consumidor		(362.271)	(154.098)	(516.369)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(88.391)	-	(88.391)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(3.304)	-	(3.304)
Pesquisa e Desenvolvimento		(9.729)	-	(9.729)
Universalização Serv. Públ. de Energia Elétrica		(1.156)	-	(1.156)
Total		810.372	558.604	1.368.975

20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

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

Acionistas	Quantidade de ações			
	Ordinárias	Preferenciais "A", "B" e "C"	Total	%
CPFL Energia S/A	728.890.475	151.762.555	880.653.030	100,00
Ações em tesouraria	-	1	1	-
Total	728.890.475	151.762.556	880.653.031	100,00

20.1 - Aumento de capital

Através da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (“AGO/E”) de 28 de abril de 2016, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante R\$ 25.295, referente à capitalização do benefício fiscal do ágio apurado em 2015 sem emissão de novas ações.

20.2 – A composição da reserva de capital é como segue:

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Reserva de ágio/Benefício fiscal do ágio	146.344	171.639
Remuneração sobre o Capital Próprio	44.791	44.791
Outros	5.532	5.532
Total	<u>196.667</u>	<u>221.962</u>

20.3 – Reserva de lucro

É composta por:

- a) Reserva legal, no montante de R\$ 34.941.

20.4 - Resultado abrangente acumulado:

20.4.1 - Reserva de Reavaliação:

O saldo credor de R\$ 302.531 (R\$ 199.670 líquido dos tributos) corresponde aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010.

20.4.2 - Entidade de previdência privada:

O saldo devedor de R\$ 508.909 corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R2).

20.5 – 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\$ 49.343, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,055081214 e R\$ 0,060589336 para cada ação preferencial; (ii) dividendo adicional proposto de R\$ 120.446, atribuindo-se para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,134452455 e R\$ 0,147897701 para cada ação preferencial e (iii) juros sobre capital próprio intermediário declarado em junho de 2015 no montante de R\$ 21.480 (R\$ 18.258 líquido do IRRF) sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,072608662 (R\$ 0,061717363 líquido de IRRF) e para cada ação preferencial o valor de R\$ 0,079869529 (R\$ 0,067889100 líquido de IRRF).

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\$ 163.210, sendo atribuído para cada ação ordinária o valor de R\$ 0,182188225 e para cada ação preferencial o valor de R\$ 0,200407048.

No exercício de 2016, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 948.624 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.

20.6 - Destinação do lucro líquido societário do exercício

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

Para este exercício, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido societário acumulado, através de: (i) declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 2.228, atribuindo-se para cada ação o valor de R\$ 0,002486992 para ações ordinárias e R\$ 0,002735692 para ações preferenciais, conforme demonstrado a seguir:

Lucro líquido do exercício	255.329
Reserva legal	(12.766)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(77.125)
Dividendo - intermediário	(163.210)
Dividendo adicional proposto	(2.228)

21. RECEITA/INGRESSO

Receita Bruta	Nº Consumidores (*)		MWh		R\$ Mil	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Fornecimento - Faturado	4.310.379	4.217.653	21.067.966	21.989.195	7.190.298	7.784.235
Residencial	3.905.376	3.809.585	8.937.710	9.026.965	3.236.199	3.384.015
Industrial	30.222	31.302	3.317.817	3.833.827	1.204.426	1.435.911
Comercial	253.763	258.146	4.798.995	5.186.506	1.709.622	1.876.655
Rural	80.226	78.866	1.142.898	1.086.396	233.948	239.030
Poder público	28.029	27.641	716.655	751.960	234.424	251.185
Iluminação pública	8.096	7.584	969.599	931.331	189.742	203.292
Serviço público	4.667	4.529	1.184.292	1.172.210	381.938	394.148
Consumo próprio	445	446	19.989	20.333	-	-
Suprimento Faturado / Energia de curto prazo			1.987.498	1.286.964	213.498	407.296
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					5.511.055	5.216.039
Consumidores Cativos					4.365.957	4.207.029
Consumidores Livres					1.145.098	1.009.010
(-) Transferências					(69.696)	(65.725)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Ultrapassagem Demanda					(18.051)	(18.105)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Excedente de Reativos					(51.645)	(47.621)
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					24.832	119.435
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					(1.051.546)	1.142.304
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					(1.058.059)	1.241.318
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					10.998	13.819
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					(4.485)	(112.834)
Outras Receitas Vinculadas					505.075	553.568
Serviços Cobráveis					13.221	10.321
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					491.854	543.246
Total	4.310.824	4.218.099	23.075.453	23.296.492	12.323.516	15.157.152

(*) 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, a partir da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, deverão ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária.

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 Anual ("RTA") e Revisão Tarifária Extraordinária ("RTE").

Em 5 de abril de 2016, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória ("REH") nº 2.056, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 8 de abril de 2016, em 9,89%, sendo negativo 0,29%

referentes ao reajuste tarifário econômico e 10,17% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 7,55% (conforme divulgado na REH).

Em 7 de abril de 2015, a ANEEL publicou a REH nº 1.871, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2015, em 41,45%, sendo 37,31% referentes ao reajuste tarifário econômico e 4,14% relativos aos componentes financeiros pertinentes. Esses percentuais foram apurados comparando-se com a base econômica do Reajuste Tarifário Anual – RTA de abril 2014. Ao comparar com a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE de março de 2015, o efeito médio total a ser percebido pelos consumidores foi de 4,67% (conforme divulgado na REH).

Em 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL publicou a REH nº 1.858, que fixou 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: 40,05% no grupo A, 27,27% no grupo B, total de 32,28% (conforme divulgado na REH). As tarifas resultantes desta RTE estiveram vigentes de 2 de março de 2015 até 07 de abril de 2015.

21.3 – Subvenções vinculadas ao Serviço Concedido

21.3.1 Aporte CDE – baixa renda e 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\$ 491.854 (R\$ 361.621 no exercício de 2015), sendo: (i) R\$ 50.093 (R\$ 36.402 em 2015) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 441.761 (R\$ 325.219 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:

- (iii) 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\$ 48.236, que foi integralmente compensado com o contas a pagar de CDE (nota 18);
- (iv) registrar um passivo financeiro setorial (nota 8) em contrapartida a receita de ativo e passivo financeiro setorial no montante de R\$ 60.166, 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 2.004, 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 abril de 2016 a março 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 1º de fevereiro de 2017.

No exercício de 2016 a Companhia faturou aos seus consumidores o montante de R\$ 231.440 (R\$ 982.336 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\$ 388.033, deste montante R\$ 369.277 foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 18.756 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
<u>Energia comprada para revenda</u>				
Energia de Itaipu Binacional	5.350.420	5.442.799	1.034.745	1.522.033
Energia de curto prazo	135.593	390.646	(41.465)	106.557
PROINFA	545.089	559.209	180.004	140.988
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	20.711.208	20.343.575	3.636.690	4.383.772
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(444.923)	(569.185)
Subtotal	26.742.310	26.736.229	4.365.051	5.584.165
<u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u>				
Encargos da rede básica			375.541	393.103
Encargos de transporte de itaipu			27.149	27.101
Encargos de conexão			20.696	16.139
Encargos de uso do sistema de distribuição			14.923	14.369
Encargos de serviço do sistema - ESS			196.135	302.253
Encargos de energia de reserva - EER			56.832	29.029
Crédito de PIS e COFINS			(63.943)	(72.335)
Subtotal			627.333	709.661
Total			4.992.385	6.293.826

23. PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2016	2015
<u>Pessoal</u>		
Remuneração	250.351	227.337
Encargos	69.619	63.378
Previdência privada - Corrente	17.692	16.204
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	64.503	51.115
Programa de demissão voluntária	-	43
Despesas rescisórias	9.271	8.563
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	23.065	19.886
Outros benefícios - Corrente	64.179	63.281
Outros (a)	(63.040)	(45.044)
Subtotal	435.639	404.763
<u>Administradores</u>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	3.311	2.853
Benefícios dos administradores	2.021	1.313
Subtotal	5.332	4.166
Total	440.970	408.928

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

24. RESULTADO FINANCEIRO

	2016	2015
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	228.302	110.864
Acréscimos e multas moratórias	122.110	111.364
Atualização de créditos fiscais	11.519	75.531
Atualização de depósitos judiciais	12.955	64.532
Atualizações monetárias e cambiais	33.108	43.891
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	12.731	9.936
Atualizações de ativo financeiro setorial	159.414	147.875
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(27.482)	(16.673)
Outros	19.708	9.322
Total	572.367	556.642
Despesas		
Encargos de dívidas	(353.641)	(331.584)
Atualizações monetárias e cambiais	(291.930)	(280.493)
(-) Juros capitalizados	6.373	5.961
Atualizações de passivo financeiro setorial	(124.029)	(76.999)
Outros	(57.953)	(117.432)
Total	(821.181)	(800.546)
Resultado Financeiro	(248.814)	(243.904)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,50% a.a. 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\$ 685.238 no exercício de 2016 (ganhos de R\$ 742.235 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:

- a) **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.
- b) **Empréstimos e financiamentos, debêntures e derivativos** - Correspondem às captações de recursos junto a instituições financeiras, conforme condições descritas nas notas 13.
- c) **Outras operações financeiras** - Os valores referem-se a custos bancários, despesas associadas ao processo de arrecadação e despesas de escrituração.
- d) **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.
- e) **Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** - A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação 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 Chapecó e CPFL Geração, que tinham vencimento original de junho a dezembro de 2015. No exercício de 2016, a Companhia renegociou faturas de compra de energia com a Campos Novos, CERAN e CPFL Geração, cujos vencimentos originais eram de agosto a dezembro de 2016, para pagamento até janeiro de 2017.

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:

	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.	4.985	4.835	-	-	3	16	2	1
Banco Bradesco S.A. (**)	-	1.446.220	-	-	-	52.728	-	-
Empréstimos e Financiamentos (*), Debêntures (*) e Derivativos (*)								
Banco do Brasil S.A.	-	-	914.316	866.095	-	-	121.702	118.204
Banco BNP Paribas Brasil S.A.	1.367	15.594	-	-	-	-	17.919	2.394
Outras operações financeiras								
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	-	-	-	3.630	3.340
Banco Bradesco S.A. (**)	-	-	-	1.259	-	166	-	-
Intangível, materiais e prestação de serviço								
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	-	-	-	2	-
Cia.de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP	2	14	7	7	12	12	81	6
Concessionária Auto Raposo Tavares S.A.	-	-	-	-	-	-	15	-
Concessionária do Sistema Anhanguera - Bandeirantes S.A.	-	-	-	-	-	-	10	9
Companhia Brasileira de Soluções e Serviços CBS - Alelo (**)	-	-	-	-	-	-	-	316
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	-	-	-	-	-	-	-	13
Indústrias Romi S.A.	4	-	-	-	51	47	-	-
Juá Participações e Investimentos Ltda. (***)	-	-	2	-	-	-	-	-
Mapfre Seguros Gerais S.A. (**)	-	-	-	-	-	3	-	-
Oi Móvel S.A. (**)	-	-	-	-	-	-	38	-
Rodovias Integradas do Oeste S.A.	-	-	-	12	-	-	3	-
SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda.	-	-	-	-	285	215	-	-
Tim Celular S.A. (***)	-	-	87	-	1.900	-	12	-
TOTVS S.A.	-	-	1	2	-	-	20	24
Compra e venda de energia e encargos								
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	15	15	-	-	540	666
Aliança Geração de Energia S.A.	-	-	854	995	-	-	36.098	24.900
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	-	-	-	3	3
Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.	-	-	886	969	-	-	33.734	18.992
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	112	130	-	-	4.716	4.260
Goiás Sul Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	2	2
Norte Energia S.A.	-	-	2.672	-	-	-	35.395	-
Rio PCH I S.A.	-	-	164	191	-	-	6.927	6.257
SE Naranjinha S.A.	-	-	-	-	-	-	68	78
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	-	-	247	263	-	-	10.380	9.358
ThyssenKrupp Companhia Siderúrgica do Atlântico	-	-	-	-	-	-	7.683	6.965

(*) 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.	209	203	13	33	-	-	(2.477)	(2.014)
CPFL Brasil Varejista S.A.	-	-	-	-	-	-	(3)	(5)
Companhia Piratininga de Força e Luz	533	711	537	436	-	-	(755)	(1.059)
Companhia Luz e Força Santa Cruz	55	53	3	-	-	-	(748)	(647)
Companhia Leste Paulista de Energia	16	14	-	-	-	-	(213)	(184)
Companhia Sul Paulista de Energia	21	18	2	19	-	-	(283)	(245)
Companhia Jaguari de Energia	16	18	21	26	-	-	85	82
Companhia Luz e Força de Mococa	11	9	-	3	-	-	(145)	(126)
Rio Grande Energia S.A.	349	324	16	53	-	-	(4.599)	(3.623)
CPFL Geração de Energia S.A.	204	230	39	83	-	-	(2.161)	(1.652)
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	2	-	-	-	-	-
CPFL Energia S.A.	184	154	-	-	-	-	(2.320)	(1.915)
CPFL Renováveis - Consolidado	30	24	-	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	85	98	-	109	-	-	(950)	(820)
Nect Serviços Administrativos Ltda.	12	-	-	3	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	1	-	3	-	-	(22)	(16)
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	1	-	-	(7)	(6)
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	10	-	1	-	-	(3)	(2)
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	67	-	-	-	-	-	-
Arrendamento e aluguel								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	-	232	242	-	-
CPFL Brasil Varejista S.A.	-	-	-	-	6	8	-	-
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	-	-	-	842	799	-	-
Companhia Luz e Força Santa Cruz	-	-	-	-	15	14	-	-
Companhia Sul Paulista de Energia	-	-	-	-	3	3	-	-
Companhia Jaguari de Energia	-	-	-	-	8	8	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa	-	-	-	-	5	4	-	-
Rio Grande Energia S.A.	-	-	-	-	48	45	-	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	227	223	-	-
CPFL Energia S.A.	-	-	-	-	3	3	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	144	179	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	248	(39)	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	45	33	-	-
CPFL Telecom S.A.	99	-	-	-	1.226	1.056	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	6	5	-	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	-	664.968	-	-	-	-
Intangível, materiais e prestação de serviço								
Companhia Piratininga de Força e Luz	-	69	-	-	-	-	-	-
Companhia Luz e Força Santa Cruz	-	62	2	-	-	-	-	-
Companhia Leste Paulista de Energia	-	68	-	-	-	-	-	-
Companhia Sul Paulista de Energia	-	39	-	-	-	-	-	-
Companhia Jaguari de Energia	-	56	-	-	-	-	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa	-	50	-	-	-	-	-	-
Rio Grande Energia S.A.	-	-	-	-	-	197	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	58.049	36.059	3.685	3.659	10	8	18.718	8.905
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	2.380	1.813	-	-	22.515	21.344
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	1.565	973	-	-	15.096	18.438
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	559	-	-	911	6.297
CPFL Telecom S.A.	-	-	-	11	117	-	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	5	11
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	10.130	1.600	-	-	22.444	4.290
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	70	-	-	-
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	-	-	-	-	-	1.513
Companhia Piratininga de Força e Luz	1.127	1.176	-	-	13.628	13.852	-	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	69.908	86.821	-	-	131.554	129.855
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	25	16	-	-	212	193
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	6.835	10.898	-	1	55.187	101.982
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	-	-	-	-	-	(9)	(4)
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	312	324	-	-	3.192	2.926
Campos Novos Energia S.A.	-	-	123.015	107.672	-	-	201.157	176.840
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	44.964	48.020	-	-	102.173	92.236
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	22.776	112.207	-	-	253.165	234.601
CPFL Renováveis - Consolidado	689	902	696	540	4.864	4.369	6.873	4.333
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	244	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	4	-	263	244	-	-	8.582	3.109
Outras operações financeiras								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	22	-	-	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	-	-	244	-

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	1.126.975
Transporte	Transporte nacional	171.758
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	56.429
Automóveis	Cobertura compreensiva	4.940
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	20.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	42.723
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	180.000
Total		1.602.825

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 à 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	1.935.811	1.935.811	1.760.019	1.756.549
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	289.280	289.280	409.486	409.486
Derivativos	28	(a)	(2)	Nível 2	361.903	361.903	1.151.256	1.151.256
					<u>2.586.994</u>	<u>2.586.994</u>	<u>3.320.760</u>	<u>3.314.291</u>
Passivo								
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	1.062.761	955.154	1.137.330	978.009
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13 (**)	(a)	(2)	Nível 2	2.458.779	2.458.779	3.252.033	3.252.033
Debêntures - principal e encargos	13	(b)	(1)	Nível 2 (***)	1.239.218	1.226.082	1.239.511	1.219.413
Derivativos	28	(a)	(2)	Nível 2	29.761	29.761	13.541	13.541
					<u>4.790.519</u>	<u>4.669.776</u>	<u>5.642.415</u>	<u>5.462.996</u>

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a companhia apresentou uma perda de R\$ 162.401 em 2016 (ganho de R\$ 160.775 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) - Disponível para venda	(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 e concessionárias a pagar; (iv) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT; (v) Empresa de Pesquisa Energética - EPE; (vi) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL; (vii) convênios de arrecadação; (viii) descontos tarifários - CDE; e (ix) passivo financeiro setorial.

Adicionalmente, não houve em 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								
Banco Tokyo Mitsubishi	44.536	-	44.536	44.845	(309)	dólar	03/2019	117.400
Bank of America Merrill Lynch	41.815	-	41.815	40.514	1.300	dólar	09/2018	106.020
Bank of America Merrill Lynch	47.538	-	47.538	46.268	1.270	dólar	03/2019	116.600
J.P. Morgan	23.768	-	23.768	23.134	634	dólar	03/2019	58.300
J.P. Morgan	13.231	-	13.231	13.311	(80)	dólar	12/2017	51.470
J.P. Morgan	11.785	-	11.785	11.885	(100)	dólar	12/2017	53.100
J.P. Morgan	4.053	-	4.053	4.065	(12)	dólar	01/2018	27.121
Bradesco	10.045	-	10.045	9.698	347	dólar	01/2018	54.214
Bradesco	41.072	-	41.072	39.589	1.483	dólar	01/2018	173.459
J.P. Morgan	10.354	-	10.354	10.191	164	dólar	01/2018	67.938
J.P. Morgan	10.532	-	10.532	10.515	16	dólar	01/2019	67.613
BNP Paribas	1.367	-	1.367	672	695	dólar	01/2018	63.896
Banco Tokyo Mitsubishi	14.735	-	14.735	18.298	(3.563)	dólar	02/2020	142.735
J.P. Morgan	5.961	-	5.961	6.080	(119)	dólar	02/2018	41.100
Bank of America Merrill Lynch	81.111	-	81.111	77.971	3.140	dólar	02/2018	405.300
Bank of America Merrill Lynch	-	(11.672)	(11.672)	(11.726)	54	dólar	10/2018	329.500
Bradesco	-	(4.379)	(4.379)	(5.418)	1.039	dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(3.771)	(3.771)	(5.390)	1.619	dólar	05/2021	59.032
Citibank	-	(4.053)	(4.053)	(5.403)	1.350	dólar	05/2021	59.032
Citibank	-	(3.793)	(3.793)	(5.390)	1.597	dólar	05/2021	59.032
Subtotal	361.903	(27.668)	334.235	323.711	10.524			
Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo								
Hedge variação de taxa de juros (1)								
Bank of America Merrill Lynch	-	(1.242)	(1.242)	(810)	(432)	CDI	07/2019	660.000
J.P. Morgan	-	(530)	(530)	(286)	(244)	CDI	02/2021	300.000
Votorantin	-	(158)	(158)	(92)	(66)	CDI	02/2021	100.000
Santander	-	(163)	(163)	(96)	(67)	CDI	02/2021	105.000
Subtotal	-	(2.093)	(2.093)	(1.284)	(809)			
Total	361.903	(29.761)	332.142	322.427	9.715			
Circulante	25.093	-						
Não Circulante	336.810	(29.761)						

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

Conforme mencionado acima a Companhia optou por marcar a mercado a dívida para a 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 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	(1.423)	(2.250)
Varição cambial	(802.479)	843.224
Marcação a mercado	118.663	(98.738)
	(685.238)	742.235

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 consequente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, 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	(2.395.444)		(209.034)	442.085	1.093.205
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	2.452.095		213.978	(452.540)	(1.119.058)
	56.651	baixa dolar	4.944	(10.455)	(25.853)
Instrumentos financeiros passivos	(68.663)		(8.177)	11.033	30.243
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	69.703		8.301	(11.200)	(30.701)
	1.040	baixa euro	124	(167)	(458)
Total	57.691		5.068	(10.622)	(26.311)

(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, e SELIC 14,08% a.a), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira de R\$ 286.934 (despesa de CDI R\$ 204.731, TJLP R\$ 23.976, SELIC R\$ 58.227). 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	2.308.984		(51.490)	14.316	80.122
Instrumentos financeiros passivos	(1.621.396)		36.157	(10.053)	(56.262)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(2.189.656)		48.829	(13.576)	(75.981)
	(1.502.068)	alta CDI	33.496	(9.313)	(52.121)
Instrumentos financeiros passivos	(319.683)		-	(5.994)	(11.988)
	(319.683)	alta TJLP	-	(5.994)	(11.988)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(340.102)		8.605	(1.216)	(11.036)
Instrumentos financeiros passivos	(73.435)		1.858	(263)	(2.383)
	(413.537)	alta SELIC	10.463	(1.479)	(13.419)
Total	(2.235.289)		43.959	(16.786)	(77.528)

(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		1.211.399	908	-	-	-	-	1.212.307
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	13,00%	27.376	76.856	670.937	2.911.286	488.810	56.320	4.231.584
Derivativos	28		-	-	-	15.508	25.931	-	41.438
Debêntures - principal e encargos	13	14,19%	47.079	40.819	275.306	893.257	280.829	-	1.537.290
Encargos Setoriais	15		168.721	-	-	-	-	-	168.721
Consumidores e concessionárias	18		5.287	26.068	-	-	-	-	31.355
EPE / FNDCT / PROCEL	15		1.148	-	4.753	-	-	-	5.902
Convênio de arrecadação	18		33.630	-	-	-	-	-	33.630
Total			1.494.638	144.652	950.998	3.820.050	795.569	56.319	7.262.226

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	135.593	(41.431)	265.122	114.520
Compra estimada (*)	-	(34)	125.524	(7.963)
Total	135.593	(41.465)	390.646	106.557

(*) 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	1.515.307	148.839	1.228.190	404.038
Venda estimada (*)	417.799	60.451	-	-
Total	1.933.106	209.290	1.228.190	404.038

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

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

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

Com base no laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e nos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, em 05 de junho de 2013, foi homologado, por meio da Resolução Homologatória 1.504/2013, o resultado da terceira Revisão Tarifária Periódica – RTP da Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista.

30.2. 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 2.056, de 05 de abril de 2016, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da Outorgada resultantes do processo de reajuste tarifário de 2016, cujo reajuste médio foi de 9.89%, correspondendo a um efeito médio de 7,55% percebido pelos consumidores.

30.3. Composição da Base de Remuneração Regulatória

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

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

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

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, conforme Despacho nº 930 em 28 de março de 2013:

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	12.110.463
(2) Índice de Aproveitamento Integral	44.794
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.625.407
(4) Bens Totalmente Depreciados	3.018.774
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	7.421.488
(6) Depreciação Acumulada	7.625.118
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	4.485.345
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	27.988
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	4.457.357
(10) Almojarifado em Operação	15.461
(11) Ativo Diferido	1.953
(12) Obrigações Especiais Líquida	1.342.328
(13) Terrenos e Servidões	177.911
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	3.310.354
(15) Saldo RGR PLPT	7.941
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	3,76%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	279.048
(19) Remuneração de Capital (RC)	375.261

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.

A remuneração dos ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) é determinada a partir de uma relação do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, conforme Despacho nº 930 em 28 de março de 2013:

CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS (CAIMI)	
Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	425.964
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	106.491
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	106.491
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	212.982
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	9.866
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	21.262
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	52.283
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	83.410

30.5. Ajuste da Parcela B em Função de Investimentos Realizados

Conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 2006 de 31 de outubro de 2006, foi definido no Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - CRTP anterior, o mecanismo destinado a comparar os investimentos previstos no cálculo do Fator X com os efetivamente realizados pelas distribuidoras.

No CRTP vigente, quando da revisão tarifária de cada concessionária, são levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora entre o CRTP anterior e o CRTP vigente, calculados com base nos registros contábeis da distribuidora, deflacionados pelo IGP-M, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior.

Caso os investimentos efetivamente realizados sejam inferiores àqueles considerados no cálculo do Fator X do CRTP anterior, esse item é recalculado, com a substituição dos valores de investimento previstos pelos investimentos realizados, mantendo-se inalterados os demais parâmetros.

O recálculo do Fator X, de acordo com as condições anteriores, resulta em um diferencial de X (ΔX) Para a CPFL Paulista, como os investimentos realizados foram superiores ao considerado no cálculo do Fator X no segundo Ciclo de Revisão tarifária, o ΔX foi 0,00%.

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.

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 de 2016:

	Reclassificações						Ajustes					
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Bens não vinculados	Outros Ativos Circulantes	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.5)	Societário
Ativo												
Ativo Circulante												
Serviços em Curso	99.293	-	-	-	-	287	-	-	-	-	-	99.580
Ativos Financeiros Setoriais	800.541	(800.541)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros Ativos Circulantes	114.599	-	-	-	-	(265)	-	-	-	-	-	114.335
Ativos de operações descontinuadas e bens destinados a alienação	372	-	-	(372)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante												
Tributos diferidos	385.194	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(75.074)	310.120
Ativos Financeiros Setoriais	74.861	(74.861)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	1.637.977	-	-	-	-	489.163	-	-	-	2.127.140
Outros Ativos Não Circulantes	1.131	-	-	372	-	-	(108)	-	-	-	-	1.394
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	279	-	-	-	-	(279)	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	5.355.168	-	-	(4.574.771)	-	-	(780.396)	-	-	-	-	-
Intangível	281.865	-	(1.637.977)	4.574.771	(1.144.515)	279	(53.619)	-	34.146	-	-	2.054.951
	<u>7.113.303</u>	<u>(875.402)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.144.515)</u>	<u>23</u>	<u>(834.123)</u>	<u>489.163</u>	<u>34.146</u>	<u>(75.074)</u>	<u>-</u>	<u>4.707.520</u>
Passivo												
Passivo Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	979.434	(800.541)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	178.893
Passivo Não Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	236.071	(74.861)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	161.210
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	1.676.113	-	-	-	(1.144.515)	-	(531.598)	-	-	-	-	-
	<u>2.891.618</u>	<u>(875.402)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.144.515)</u>	<u>-</u>	<u>(531.598)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>340.102</u>
Total	<u>4.221.686</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>23</u>	<u>(302.525)</u>	<u>489.163</u>	<u>34.146</u>	<u>(75.074)</u>	<u>-</u>	<u>4.367.418</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 de 2015:

	Regulatório	Reclassificações					Ajustes					Societário
		Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigações Especiais (b)	Bens não vinculados (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	1.544.206	(757.057)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	787.149
Bens Destinados a Alienação	372	-	-	(372)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante												
Tributos diferidos	83.734	-	-	-	-	-	-	-	(4.174)	-	(3.962)	75.598
Ativos Financeiros Setoriais	449.648	(191.461)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	258.187
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	1.297.822	-	-	-	-	376.510	-	-	-	1.674.332
Outros Ativos não Circulantes	1.044	-	-	372	-	-	(108)	-	-	-	-	1.309
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	305	-	-	-	-	(305)	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	5.032.736	-	-	(4.130.178)	-	-	(902.558)	-	-	-	-	-
Intangível	266.761	-	(1.297.822)	4.130.178	(1.017.014)	305	(53.878)	-	-	37.274	-	2.065.803
	7.378.806	(948.518)	-	-	(1.017.014)	-	(956.544)	376.510	(4.174)	37.274	(3.962)	4.862.378
Passivo												
Passivo Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	757.058	(757.058)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	191.460	(191.460)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	1.575.602	-	-	-	(1.017.014)	-	(558.588)	-	-	-	-	-
	2.524.120	(948.518)	-	-	(1.017.014)	-	558.588	-	-	-	-	-
Total	4.854.686	-	-	-	-	-	(397.956)	376.510	(4.174)	37.274	(3.962)	4.862.378

(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	9.237.502	11.163.454
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	4.970.975	5.092.642
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(4.136.852)	(4.136.097)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(489.163)	(376.510)
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)	(34.146)	(37.274)
Ajustes de outros ativos circulantes	(23)	-
PIS/COFINS Diferidos sobre expectativa de fluxo de caixa (31.3.4)	-	4.174
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	75.074	3.962
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	875.402	948.518
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	1.144.515	1.017.014
Total do ativo regulatório	<u>11.643.285</u>	<u>13.679.882</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 é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas á concessão do serviço público de energia elétrica.

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	1.063.400	1.352.393
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	4.258.273	4.379.956
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(3.955.748)	(3.981.999)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(489.163)	(376.510)
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)	(34.146)	(37.274)
Ajustes de outros ativos circulantes	(23)	-
PIS/COFINS Diferidos sobre atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.4)	-	4.174
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	75.074	3.962
Patrimônio líquido regulatório	<u>917.667</u>	<u>1.344.702</u>

31.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2016			2015		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário (Reapresentado*)
Receita / Ingresso	12.323.516	859.550	13.183.066	15.157.152	722.043	15.879.195
Fornecimento de Energia Elétrica	7.215.131	-	7.215.131	7.903.670	-	7.903.670
(-) Transferências	(69.696)	-	(69.696)	(65.725)	-	(65.725)
Suprimento de Energia Elétrica	4.208	-	4.208	3.258	-	3.258
Energia Elétrica de Curto Prazo	209.290	-	209.290	404.038	-	404.038
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	5.511.055	-	5.511.055	5.216.039	-	5.216.039
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(1.051.546)	-	(1.051.546)	1.142.304	181.625	1.323.929
Serviços Cobráveis	13.221	-	13.221	10.321	-	10.321
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	491.854	-	491.854	543.246	-	543.246
Outras Receitas	-	859.550	859.550	-	540.418	540.418
Tributos	(3.497.031)	-	(3.497.031)	(3.809.593)	-	(3.809.593)
ICMS	(2.340.574)	-	(2.340.574)	(2.397.179)	-	(2.397.179)
PIS-PASEP	(206.215)	-	(206.215)	(251.882)	-	(251.882)
COFINS	(949.837)	-	(949.837)	(1.160.181)	-	(1.160.181)
ISS	(405)	-	(405)	(351)	-	(351)
Encargos - Parcela "A"	(2.130.881)	-	(2.130.881)	(3.315.363)	-	(3.315.363)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(34.050)	-	(34.050)	(40.623)	-	(40.623)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(34.050)	-	(34.050)	(40.623)	-	(40.623)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.758.110)	-	(1.758.110)	(2.199.546)	-	(2.199.546)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(8.063)	-	(8.063)	(7.632)	-	(7.632)
Outros Encargos	(296.607)	-	(296.607)	(1.026.939)	-	(1.026.939)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	6.695.605	859.550	7.555.155	8.032.196	722.043	8.754.239
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(4.992.385)	-	(4.992.385)	(6.293.826)	-	(6.293.826)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(4.185.048)	-	(4.185.048)	(5.443.177)	-	(5.443.177)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(180.004)	-	(180.004)	(140.988)	-	(140.988)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(627.333)	-	(627.333)	(709.661)	-	(709.661)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	1.703.221	859.550	2.562.771	1.738.370	722.043	2.460.413
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(1.249.549)	(654.571)	(1.904.120)	(1.249.915)	(478.203)	(1.728.118)
Pessoal e Administradores	(376.468)	12	(376.456)	(357.807)	-	(357.807)
Entidade de previdência privada	(64.503)	(12)	(64.514)	(51.120)	-	(51.120)
Material	(64.857)	-	(64.857)	(50.353)	-	(50.353)
Serviços de Terceiros	(329.053)	-	(329.053)	(269.090)	-	(269.090)
Arrendamento e Aluguéis	(2.298)	-	(2.298)	(2.610)	-	(2.610)
Seguros	(1.961)	-	(1.961)	(1.457)	-	(1.457)
Doações, Contribuições e Subvenções	(1.108)	-	(1.108)	(1.926)	-	(1.926)
Provisões	(138.940)	-	(138.940)	(234.571)	-	(234.571)
(-) Recuperação de Despesas	12.255	-	12.255	18.804	-	18.804
Tributos	(6.006)	-	(6.006)	(5.072)	-	(5.072)
Depreciação e Amortização	(291.454)	76.974	(214.480)	(302.493)	87.640	(214.853)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(88.738)	-	(88.738)	(84.685)	-	(84.685)
Outras Receitas Operacionais	135.742	(135.742)	-	113.015	(566.843)	(452.828)
Outras Despesas Operacionais	(32.161)	(595.802)	(627.963)	(20.551)	-	(20.551)
Resultado da Atividade	453.671	204.979	658.651	488.455	243.840	732.295
Resultado Financeiro	(248.814)	4.174	(244.640)	(243.904)	(4.173)	(248.078)
Receitas Financeiras	572.367	(119.856)	452.512	556.642	(128.265)	428.377
Despesas Financeiras	(821.181)	124.029	(697.151)	(800.546)	124.091	(676.455)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	204.858	209.153	414.011	244.551	239.666	484.217
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(87.570)	(71.112)	(158.682)	(104.528)	(81.487)	(186.015)
Resultado Líquido do Exercício	117.288	138.041	255.329	140.023	158.179	298.203
Atribuível aos Acionistas Controladores	117.288	138.041	255.329	140.023	158.179	298.203

(*)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 de 2016:

	Reclassificações					Ajustes					Societário	
	Regulatório	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)	Créditos fiscais (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 sobre atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.4)		IR e CS Diferidos (31.3.5)
Receita/Ingresso												
Outras Receitas	-	622.118	129.320	-	-	-	-	108.113	-	-	-	859.550
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"												
Depreciação e Amortização	(291.454)	-	-	-	-	-	80.102	-	(3.128)	-	-	(214.480)
Outras receitas operacionais	135.742	-	(129.320)	(6.423)	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(32.161)	(622.118)	-	6.423	-	-	15.323	4.569	-	-	-	(627.963)
Resultado Financeiro												
Receitas Financeiras	572.367	-	-	-	(124.029)	-	-	-	-	4.174	-	452.512
Despesas Financeiras	(821.181)	-	-	-	124.029	-	-	-	-	-	-	(697.151)
Despesa com Impostos sobre o Lucro												
	(87.570)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(71.112)	(158.682)
Lucro Líquido												
	117.288	-	-	-	-	-	95.425	112.682	(3.128)	4.174	(71.112)	255.329

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

Reclassificações e ajustes de 2015:

	Reclassificações						Ajustes					Societário
	Regulatório	Aporte CDE (a)	Receita Construção (a)	Atualização Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (a)	Créditos Fiscais (a)	Outras Receitas Não Vinculadas	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	1.142.304	181.625	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.323.929
Outra receitas e rendas	-	(181.625)	474.950	-	-	106.736	-	-	-	-	-	400.061
Custos gerenciáveis - Parcela "B"												
Depreciação e amortização	(302.493)	-	-	-	-	90.768	-	-	(3.128)	-	-	(214.853)
Outras Receitas Operacionais	113.015	-	(474.950)	-	-	(106.736)	12.599	-	3.245	-	-	(452.827)
Resultado Financeiro												
Receitas financeiras	556.642	-	-	(76.999)	(47.092)	-	147.086	(4.174)	-	-	-	575.464
Despesas financeiras	(800.546)	-	-	76.999	47.092	-	(3.484)	-	(3.245)	-	-	(683.184)
Despesa com impostos sobre os lucros	(104.528)	-	-	-	-	-	-	-	-	(81.487)	-	(186.015)
Lucro Líquido	140.023	-	-	-	-	-	103.367	143.602	(4.174)	(3.128)	(81.487)	298.203

(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	255.329	298.203
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(15.323)	(12.599)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(80.102)	(90.768)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(112.682)	(143.602)
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)	3.128	3.128
PIS/COFINS Diferidos sobre atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.4)	(4.174)	4.174
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	71.112	81.487
Lucro líquido regulatório	117.288	140.022

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, bens destinados a alienação e obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nºs 9, 11 e 19 deste relatório, estão assim apresentados:

Saldo em 31 de dezembro de 2016:

	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	4.833.231	(4.052.835)	780.396
Ativo intangível	137.636	(84.017)	53.619
Bens destinados a alienação	108	-	108
Obrigações especiais	(712.702)	181.104	(531.598)
Total	4.258.273	(3.955.748)	302.525
Efeito IR e CSLL	(1.447.813)	1.344.954	(102.859)
Efeito líquido	2.810.460	(2.610.793)	199.667

Saldo em 31 de dezembro de 2015:

	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo Imobilizado	4.954.897	(4.052.339)	902.558
Ativo Intangível	137.636	(83.758)	53.878
Bens Destinados a Alienação	108	-	108
Obrigações Especiais	(712.686)	154.098	(558.588)
Total	4.379.955	(3.981.999)	397.956
Efeitos IR/CS	(1.489.185)	1.353.880	(135.305)
Efeito Líquido	2.890.771	(2.628.119)	262.651

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	3.859.768	8.448.737	9.031.594	28.415.003	49.755.102
Compra de energia de Itaipu	até 11 anos	1.168.050	2.396.204	2.654.741	8.897.128	15.116.123
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 11 anos	802.588	2.893.786	3.678.676	11.025.230	18.400.280
Fornecedores de materiais e serviços	até 5 anos	428.470	385.894	60.826	-	875.190
Total		6.258.876	14.124.621	15.425.837	48.337.361	84.146.695

33. TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2016, um valor de R\$ 6.373 (R\$ 5.961 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 - Empréstimos e financiamentos

Em 01 de fevereiro de 2017, foi aprovado pelo Conselho de Administração a captação de recursos baseado na Lei nº 4.131/62 e/ou rolagem das dívidas atuais em moeda estrangeira com swap para Certificado Depósito Interbancário (“CDI”), bem como a cessão de swap em garantia, Crédito Rural, Cédula de Crédito Bancário, Notas Promissórias com *take out* de dívidas de longo prazo, Emissão de Debêntures, Assunção de Dívidas e outras operações de capital de giro, no montante total de R\$ 2.225.000.

34.3 - Reajuste Tarifário Anual

Em 04 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.217, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2016, em -0,80%, sendo 2,13% referentes ao reajuste tarifário econômico e -2,93% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de -10,50%.

34.4 - Distribuição de Dividendo

Na AGO/E de 4 de abril de 2017 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2016, através de (i) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 163.210; (ii) dividendo adicional proposto no montante de R\$ 2.228.

**RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE
AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

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

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista" 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 Paulista 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 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.

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 Paulista 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, 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 realizada 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, exercemos julgamento profissional, e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- 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 concluímos 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