

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2016	31/12/2015 Reclassificado
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	145.925	22.302
Investimentos de curto prazo	5	-	58.237
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	641.108	607.735
Tributos a compensar	7	17.839	15.345
Ativo financeiro setorial	8	-	260.720
Despesas pagas antecipadamente		7.105	8.997
Estoques		12.755	14.306
Outros créditos	11	60.516	78.318
Total do circulante		885.248	1.065.960
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	117.908	128.731
Depósitos judiciais	19	49.051	38.089
Tributos a compensar	7	20.770	14.912
Ativo financeiro setorial	8	-	69.074
Créditos fiscais diferidos	9	207.525	411.037
Ativo financeiro da concessão	10	1.019.658	824.738
Outros créditos	11	21.109	21.041
Imobilizado, líquido		25.063	16.149
Intangível	12	1.449.230	1.475.783
Total do não circulante		2.910.314	2.999.554
Total do ativo		3.795.562	4.065.514

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
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 Reclassificado
Circulante			
Fornecedores	13	442.112	574.774
Encargos de dívidas	14	36	266
Encargos de debêntures	15	27.447	37.833
Empréstimos e financiamentos	14	19.812	72.534
Debêntures	15	-	1.240.000
Taxas regulamentares	17	51.825	111.006
Impostos, taxas e contribuições	18	81.963	86.099
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	19	53.729	22.919
Dividendos	21.1	-	215.019
Obrigações estimadas com pessoal		30.063	26.974
Passivo financeiro setorial	8	95.629	-
Outras contas a pagar	20	60.376	158.015
Total do circulante		862.992	2.545.439
Não circulante			
Fornecedores	13	129.148	-
Empréstimos e financiamentos	14	47.180	52.216
Debêntures	15	1.086.373	-
Entidade de previdência privada	16	74.830	29.504
Impostos, taxas e contribuições	18	26.814	32.221
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	19	32.990	23.468
Passivo financeiro setorial	8	33.449	-
Dividendos	21.1	-	412.848
Outras contas a pagar	20	80.156	35.056
Total do não circulante		1.510.940	585.313
Patrimônio líquido			
	21		
Capital Social		1.386.558	463.235
Reserva de capital		3.564	5.761
Reserva de lucros		96.003	497.772
Ações em tesouraria		(8.056)	(8.056)
Resultado abrangente acumulado		(56.439)	(23.950)
Total do patrimônio líquido		1.421.630	934.762
Total do passivo e do patrimônio líquido		3.795.562	4.065.514

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	2016	2015 Reclassificado
Receita operacional líquida	23	2.853.167	3.265.691
Custo do serviço de energia elétrica			
Custo com energia elétrica	24	(1.862.347)	(2.368.523)
Custo de operação	25	(329.128)	(275.541)
Custo do serviço prestado a terceiros	25	(304.252)	(238.156)
Lucro operacional bruto		<u>357.440</u>	<u>383.471</u>
Despesas operacionais	25		
Despesas com vendas		(128.803)	(90.587)
Despesas gerais e administrativas		(186.334)	(137.701)
Outras despesas operacionais		(28.432)	(28.477)
Resultado do serviço		<u>13.871</u>	<u>126.706</u>
Resultado financeiro	26		
Receitas financeiras		104.957	190.750
Despesas financeiras		(302.546)	(322.597)
		<u>(197.589)</u>	<u>(131.847)</u>
Prejuízo antes dos tributos		<u>(183.718)</u>	<u>(5.141)</u>
Contribuição social	9	(58.304)	53
Imposto de renda	9	(161.944)	166
		<u>(220.248)</u>	<u>219</u>
Prejuízo líquido do exercício		<u>(403.966)</u>	<u>(4.922)</u>
Prejuízo líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	22	(917,19)	(17,53)
Prejuízo líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	22	(917,19)	(17,53)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.

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

(Em milhares de reais)

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Prejuízo líquido do exercício	(403.966)	(4.922)
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	(32.489)	(1.839)
Resultado abrangente do exercício	<u><u>(436.455)</u></u>	<u><u>(6.761)</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
 Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
 (Em milhares de reais)

	Reservas de capital			Reservas de Lucros					Ações em tesouraria	Resultado abrangente acumulado	Lucros (prejuízos) acumulados	Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Total
	Capital social	Ágio na emissão de ações	Remuneração de bens e direitos	Opções de ações outorgadas	Legal	Estatutária	A realizar	Obrigatória do dividendo não distribuído					
Saldo em 31 de dezembro de 2014	433.236	1.089	2.475	2.022	59.302	201.138	69.458	172.796	(8.056)	(22.111)	-	124.554	1.035.903
Mutações internas do patrimônio líquido													
Absorção de prejuízo	-	-	-	-	-	-	(4.922)	-	-	-	4.922	-	-
Resultado abrangente total													
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.922)	-	(4.922)
Outros resultados abrangentes: ganho (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.839)	-	-	(1.839)
Transações de capital com os acionistas													
Aumento de capital	29.999	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.999
Remuneração com base em ações	-	-	-	175	-	-	-	-	-	-	-	-	175
Declaração de dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(124.554)	(124.554)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	<u>463.235</u>	<u>1.089</u>	<u>2.475</u>	<u>2.197</u>	<u>59.302</u>	<u>201.138</u>	<u>64.536</u>	<u>172.796</u>	<u>(8.056)</u>	<u>(23.950)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>934.762</u>
Mutações internas do patrimônio líquido													
Reversão da outorga de ações controladora The AES Corporation	-	-	-	(2.197)	-	-	-	-	-	-	2.197	-	-
Absorção de prejuízo	-	-	-	-	-	(201.138)	(64.536)	(136.095)	-	-	401.769	-	-
Resultado abrangente total													
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(403.966)	-	(403.966)
Outros resultados abrangentes: ganho (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(32.489)	-	-	(32.489)
Transações de capital com os acionistas													
Aumento de capital	295.455	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	295.455
Capitalização de dividendos declarados	627.868	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	627.868
Saldo em 31 de dezembro de 2016	<u>1.386.558</u>	<u>1.089</u>	<u>2.475</u>	<u>-</u>	<u>59.302</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>36.701</u>	<u>(8.056)</u>	<u>(56.439)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.421.630</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

	2016	2015
	(183.718)	Reclassificado
Prejuízo antes dos tributos	(183.718)	(5.141)
Ajustes para conciliar o prejuízo ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	140.106	131.656
Atualização do ativo financeiro da concessão	(52.106)	(76.040)
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	59.345	20.002
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	66.653	11.020
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	240.485	244.756
Receita de aplicação financeira em investimentos de curto prazo	(21.346)	(9.756)
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	6.432	4.285
Perda (ganho) na baixa de não circulante	26.037	17.079
Ações e opções de ações outorgadas	-	175
	281.888	338.036
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(76.427)	(280.054)
Tributos a compensar	(6.172)	32.609
Almoxarifado	1.551	(2.914)
Depósitos judiciais	(8.176)	(4.587)
Ativo financeiro setorial	-	(202.539)
Contas a receber - Eletrobrás	9.061	69.286
Outros ativos operacionais	10.565	(23.651)
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	(8.785)	81.542
Outras obrigações com entidades de previdência privada	(10.330)	(17.022)
Passivo financeiro setorial	461.826	-
Outros tributos e contribuições sociais	(9.792)	47.006
Taxas regulamentares	(59.180)	118.072
Processos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios pagos	(27.290)	(26.579)
Contas a pagar CDE	(22.604)	63.569
Outros passivos operacionais	(33.594)	(10.022)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	502.541	182.752
Imposto de renda e contribuição social pagos	(2.180)	(4.294)
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(226.176)	(208.859)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	274.185	(30.401)
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	(1.158)	325
Aplicações e resgates de investimentos de curto prazo	80.741	102.226
Adições de intangível	(276.606)	(195.561)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(197.023)	(93.010)
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	1.100.000	1.600.000
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(1.307.918)	(1.509.464)
Aumento de capital	295.456	29.999
Outros	(41.077)	(33.463)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamentos	46.461	87.072
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalente de caixa	123.623	(36.339)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	22.302	58.641
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	145.925	22.302

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações do valor adicionado dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015
(Em milhares de reais)

	2016	2015 Reclassificado
1 - Receita	4.404.157	4.598.017
1.1 Receita de venda de energia e serviços	4.166.558	4.370.876
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	304.252	238.156
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(66.653)	(11.015)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(2.570.530)	(3.025.681)
2.1 Custo com energia elétrica	(2.048.043)	(2.609.711)
2.2 Material	(159.210)	(123.009)
2.3 Serviços de terceiros	(224.509)	(218.418)
2.4 Outros	(138.768)	(74.542)
3 - Valor adicionado bruto (1 + 2)	1.833.627	1.572.336
4 - Retenções		
4.1 Amortização	(140.106)	(131.656)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3 + 4)	1.693.521	1.440.680
6 - Valor adicionado recebido em transferência		
6.1 Receitas financeiras	104.957	190.750
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5 + 6)	1.798.478	1.631.430
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e Encargos	226.297	204.363
8.1.1 Remuneração direta	170.412	161.405
8.1.2 Benefícios	45.278	34.006
8.1.3 F.G.T.S.	10.606	8.952
8.2 Impostos, taxas e contribuições	1.650.683	1.099.637
8.2.1 Federais	507.396	174.481
8.2.2 Estaduais	1.142.832	924.744
8.2.3 Municipais	455	412
8.3 Remuneração de capital de terceiros	325.464	332.352
8.3.1 Juros	302.546	322.597
8.3.2 Aluguéis	22.918	9.755
8.4 Remuneração de capital de próprio	(403.966)	(4.922)
8.4.1 Prejuízos retidos	(403.966)	(4.922)
	1.798.478	1.631.430

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da Companhia, com o relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 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

No exercício de 2016, ocorreu alteração societária relevante no controle acionário da Companhia, em decorrência da aquisição da totalidade do capital da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. pela CPFL Energia, por meio da controlada CPFL Jaguariúna Participações Ltda.. Após essa operação, a razão social da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. foi alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A..

A RGE Sul é responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 118 municípios entre a região metropolitana de Porto Alegre até a fronteira com o Uruguai e a Argentina, respectivamente nos municípios de Santana do Livramento, Uruguai e São Borja, no extremo oeste do Estado do Rio Grande do Sul.

Em 2016, a RGE Sul cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 1,3 milhão de clientes. As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 5,6% em relação ao exercício de 2015. Destaca-se a classe residencial, que registrou redução de 2,1% 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 RGE Sul, em 2016, fosse eleita pelo Prêmio IASC, como a concessionária de maior crescimento entre as distribuidoras do Brasil, no período de 2015 e 2016.

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 a 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 2017 (+0,5%) e 2,2% em 2018⁴.

Tarifas de energia elétrica

Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2016:

Em 12 de abril de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.059, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE Sul em 3,94%, sendo -1,89% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 5,83% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -0,34% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de -3,75% e da Parcela B de 1,86%. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de abril de 2016.

¹ IBGE.

² Cadastro Geral de Empregados (Caged).

³ Boletim Focus.

⁴ Boletim Focus.

3. Desempenho operacional

Clientes: a RGE Sul encerrou o ano com 1,3 milhão de clientes, com acréscimo de 11 mil consumidores.

Vendas de energia

Em 2016, as vendas para o mercado cativo totalizaram 7.378 GWh, uma redução de 5,6% em relação a 2015.

Destacam-se os crescimentos das classes residencial e industrial, que, juntas, representam 55,2% do total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora:

- **Classe Residencial:** aumento de 2,1%, refletindo (i) a base baixa, devido aos possíveis efeitos da redução do consumo em função dos aumentos tarifários percebidos pelos clientes a partir do segundo trimestre de 2015, (ii) a temperatura mais intensa em 2016 em relação ao ano anterior, demandando maior consumo para conforto térmico e (iii) o crescimento vegetativo.
- **Classe Comercial:** redução de 5,0%, refletindo o cenário macroeconômico adverso, que vem resultando no menor volume de vendas do comércio varejista e na redução da massa de renda real.
- **Classe Industrial:** redução de 24,3%, refletindo o fraco resultado da atividade industrial do país e as migrações de clientes para o mercado livre.

Qualidade dos serviços prestados

Fornecimento de energia: a RGE Sul desenvolve iniciativas para aprimorar a gestão operacional e a logística de serviços de rede. Também realiza um programa intenso de inspeções e manutenções preventivas dos ativos elétricos. Em 2016, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 19,45 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 9,41 vezes.

4. Desempenho Econômico-Financeiro

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

Receita operacional: Em 2016, a RGE Sul alcançou receita líquida de R\$ 2.853 milhões, uma redução de 12,6% (R\$ 413 milhões), em decorrência principalmente da constituição de um passivo financeiro setorial, em oposição ao ativo financeiro setorial registrado no ano de 2015.

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.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
	2016	2015
Lucro Líquido	-403.966	-4.922
Amortização	140.106	131.656
Resultado Financeiro	197.589	131.847
Contribuição Social	58.304	-53
Imposto de Renda	161.944	-166
EBITDA	153.977	258.362

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 154 milhões, uma redução de 40,4% (R\$ 104 milhões), devido principalmente a: (i) a redução de 12,6% (R\$ 413 milhões) na receita líquida; (ii) o aumento de 32,9% (R\$ 132 milhões) no PMSO (Despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Outros custos/despesas operacionais e Entidade de Previdência Privada); e (iii) o aumento de 27,8% (R\$ 66 milhões) nos custos com construção de infraestrutura. Já o custo com energia elétrica registrou redução de 21,4% (R\$ 506 milhões).

Esse aumento de 32,9% (R\$ 132 milhões) no PMSO da RGE Sul deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 12,2% (R\$ 18 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 13,1% (R\$ 4 milhões) nas despesas com material;
- ✓ Redução de 10,8% (R\$ 14 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 136,1% (R\$ 122 milhões) nos outros custos/despesas operacionais, principalmente devido à variação em PCLD (R\$ 55 milhões) e provisões para contingências (R\$ 49 milhões);
- ✓ Aumento de 50,1% (R\$ 2 milhões) em entidade de previdência privada.

Lucro líquido: Em 2016, a RGE Sul apurou prejuízo líquido de R\$ 404 milhões ante um prejuízo líquido de R\$ 5 milhões em 2015 (variação de R\$ 399 milhões), refletindo principalmente: (i) o aumento de 49,9% (R\$ 66 milhões) nas despesas financeiras líquidas; (ii) a redução de 40,4% (R\$ 104 milhões) no EBITDA; (iii) o aumento de 6,4% (R\$ 8 milhões) nos gastos com amortização; e (iv) o efeito negativo do Imposto de Renda e da Contribuição Social (R\$ 220 milhões).

Endividamento: no final de 2016, a dívida financeira atingiu R\$ 1.181 milhões, com uma redução de 15,8%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 292 milhões na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

6. Sustentabilidade e Responsabilidade Corporativa

A RGE Sul desenvolve iniciativas que buscam gerar valor 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, considerando a aquisição pelo Grupo CPFL Energia a partir de novembro de 2016 e a transição da gestão e das iniciativas:

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. A RGE Sul será incorporada no Ciclo 2017-2021 da Plataforma.

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

Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE): o SGDE da CPFL Energia será implantado na RGE Sul até o mês de abril de 2017.

Relacionamento com a comunidade: sobre Investimento Social Privado, em 2016, foram investidos R\$ 17,6 milhões, entre recursos próprios e incentivados, em projetos que visam à promoção do acesso à educação; à cultura; à capacitação profissional inclusiva; à eficiência energética e o acesso à energia elétrica regularizada; e à influência social para promoção do desenvolvimento sustentável nas comunidades onde atuamos. Dentre os projetos realizados destaca-se o início do 3º ciclo do RGE Sul Educar para Transformar, com investimento de R\$ 2 milhões em 2016. O projeto, que incentiva a educação para a sustentabilidade na rede pública escolar, percorrerá até o final de 2017 os 118 municípios da área de concessão da RGE Sul. Já com relação a Eficiência Energética (0,5% da ROL) foram investidos mais de R\$ 15,3 milhões, sendo aproximadamente R\$ 10 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na troca de 2.000 geladeiras, 41.986 lâmpadas e 3.146 chuveiros por modelos mais eficientes. Também foram realizados projetos educacionais, *Educar para Transformar* junto a 32 escolas municipais e estaduais, sendo formados 12.086 alunos, 2.392 professores em 32 municípios com um investimento de R\$ 2,3 milhões, além de um investimento de 1,4 milhões investidos em projetos residenciais. Deste total, R\$ 13,7 milhões (0,4%) foram investidos em clientes e R\$ 1,6 milhões (0,1%), foram provisionados, conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL.

Gestão Ambiental: (i) a RGE Sul possui o sistema de gestão ambiental baseado na normativa ISO 14001 com escopo "Prestação de serviços de construção, manutenção e operação e distribuição de energia elétrica, atendimento ao cliente, suporte técnico, operacional e administrativo envolvendo as unidades administrativas e operacionais"; (ii) para situações de emergências ambientais, a distribuidora possui contrato com empresa especializada, além de um seguro ambiental. Para ocorrências de menor extensão, suas Estações Avançadas e equipes de campo contam com kits de emergência para uso imediato; (iii) em 2016, merecem destaque: plantio de mudas nativas para arborização no município de Santa Cruz do Sul; ações de revitalização de entidades não governamentais para as comunidades das regiões central e vale do sinos (programa Gincana de Meio Ambiente), projeto de educação ambiental Erva Mate realizado em 6 municípios nas regiões do vale do Rio Pardo e Vale do Taquari (16 escolas e 1077 crianças beneficiadas), houve também doação de mourões para o Zoológico Estadual em Sapucaia do Sul.

7. Auditores Independentes

A Ernst & Young Auditores Independentes (Ernst & Young) foi contratada pela RGE Sul para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a Ernst & Young não 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 Ernst & Young 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 contrato de auditoria
Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR)	04/04/2016	Anos calendários 2016	20.000,00	13%
Revisão do Relatório de Controle Patrimonial (RCP)	04/04/2016	Anos calendários 2016	20.000,00	13%
			40.000,00	26%

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 RGE Sul declara que a prestação dos serviços foi feita em estrita observância das normas que tratam da independência dos auditores independentes em trabalhos de auditoria e não representaram situações que poderiam afetar a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa pela Ernst & Young.

8. Agradecimentos

A Administração da RGE Sul agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na Companhia no ano de 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.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
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 RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE Sul” ou “Companhia”), anteriormente denominada AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., 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 alteração da razão social da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária após a conclusão do processo de compra de 100% das ações da Companhia pela CPFL Jaguariúna Participações Ltda. em 31 de outubro de 2016.

A transferência do controle acionário da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. para a CPFL Jaguariúna Participações Ltda. foi anuída pela ANEEL através da Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.016/2016.

O processo de compra e venda do controle acionário da Companhia foi iniciado em 15 de junho de 2016, quando a então controladora AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. firmou Contrato de Compra e Venda de Ações, prevendo a venda da totalidade das ações da Companhia para a CPFL Energia S.A.. Em 14 de julho de 2016, o referido contrato foi aditado, alterando o comprador para CPFL Jaguariúna Participações Ltda., controlada da CPFL Energia S.A..

A conclusão da operação ocorreu após o cumprimento de certas condições precedentes, incluindo, dentre outros, a aprovação da transação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, e pelo consentimento e aprovação dos credores da Companhia e dos acionistas da controladora indireta CPFL Energia S.A., conforme descrito abaixo:

- Através do Parecer nº 204/2016/CGAA5/SGA1/SG, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE aprovou, sem restrições, o ato de concentração entre a Companhia e a CPFL Energia S.A. em 05 de agosto de 2016;
- Em 09 de agosto de 2016, a Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da CPFL Energia S.A. aprovou a aquisição de 100% do capital social da Companhia;
- Em 06 de setembro, a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.016/2016, anuiu a transferência do controle societário direto da Companhia para a CPFL Jaguariúna Participações Ltda..

O valor de compra acordado, com data base de 31 de dezembro de 2015, foi de R\$ 1.403.000, acrescido de R\$ 295.455, referente ao aumento de capital realizado pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. em 26 de fevereiro de 2016. O valor total pago pela CPFL Jaguariúna Participações Ltda. em 31 de outubro de 2016, ajustado pelas variações de capital de giro e da dívida líquida até a conclusão da transação em 15 de dezembro de 2016, foi de R\$ 1.591.839.

Como parte do processo de reestruturação de longo prazo, em 10 de outubro de 2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a 4ª. emissão de debêntures simples no valor de R\$ 1.100.000, em série única, não conversíveis em ações, para refinanciamento das dívidas da Companhia e reforço de capital de giro. As 110.000 debêntures foram emitidas em 20 de outubro de 2016 com vencimento

final em 20 de outubro de 2020 e remuneração equivalente a 114,5% das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros. As debêntures são da espécie quirografária com garantia adicional, na forma de fiança, outorgada pela controladora indireta CPFL Energia S.A..

O contrato da 4ª. emissão de debêntures impõe algumas cláusulas restritivas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários. Informações adicionais estão apresentadas na nota 15.

A sede da Companhia está localizada na Rua Dona Laura, 320 – 6º e 10º andar, Bairro Rio Branco, Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

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

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia deve passar por processos de Revisão Tarifária a cada 5 anos, e de Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em abril de 2013.

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

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 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 8 – Ativo e passivo financeiro setorial;
- Nota 9 – Créditos fiscais diferidos;
- Nota 10 – Ativo financeiro da concessão;
- Nota 11 – Outros créditos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa);
- Nota 12 – Intangível e redução ao valor recuperável;
- Nota 16 – Entidade de previdência privada;
- Nota 19 – Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios e depósitos judiciais;
- Nota 23 – Receita operacional líquida;
- Nota 24 – Custo com energia elétrica; 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 (exceto quando indicado de outra forma). 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 Reclassificações nas demonstrações financeiras de 2015

A Administração da Companhia efetuou reclassificações no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2015, e na demonstração do resultado, demonstração de valor adicionado e demonstração do fluxo de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, para refletir a apresentação dessas demonstrações financeiras no período corrente.

As reclassificações realizadas, com base nas orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, encontram-se descritas a seguir:

- a. Reclassificação para adequação do agrupamento e nomenclatura das classes contábeis à estrutura apresentada pela sua controladora;

- b. Reclassificação para apresentação das despesas de acordo com a sua função, na demonstração do resultado do exercício;
- c. Reclassificação para apresentação do caixa gerado nas atividades operacionais a partir do prejuízo antes dos impostos, na demonstração do fluxo de caixa;
- d. Reclassificação dos encargos regulamentares da concessão para o grupo 1 - Receitas em função da estrutura tarifária, na demonstração do valor adicionado.

As reclassificações não alteraram os saldos do balanço patrimonial, demonstração do resultado e demonstração da mutação do patrimônio líquido.

BALANÇO PATRIMONIAL

ATIVO	31/12/2015			
	Saldo originalmente apresentado	Ref.	Reclassificações	Saldo reclassificado
Circulante				
Caixa e equivalentes de caixa	22.302		-	22.302
Investimentos de curto prazo	58.237		-	58.237
Consumidores, concessionárias e permissionárias	598.246	a	9.489	607.735
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	5.039	a	(5.039)	-
Outros tributos compensáveis	10.306	a	5.039	15.345
Contas a receber - acordos	13.076	a	(13.076)	-
Estoque	14.306		-	14.306
Despesas pagas antecipadamente	8.997		-	8.997
Devedores diversos	3.234	a	(3.234)	-
Ativo financeiro setorial, líquido	260.720		-	260.720
Outros créditos	71.497	a	6.821	78.318
Total do circulante	1.065.960		-	1.065.960
Não circulante				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	93.398	a	35.333	128.731
Outros tributos compensáveis	14.912		-	14.912
Tributos e contribuições sociais diferidos	411.037		-	411.037
Cauções e depósitos vinculados	38.089		-	38.089
Contas a receber - acordos	35.333	a	(35.333)	-
Ativo financeiro setorial, líquido	69.074		-	69.074
Ativo financeiro da concessão	824.738		-	824.738
Propriedades para investimentos	21.041		-	21.041
Imobilizado, líquido	16.149		-	16.149
Intangível	1.475.783		-	1.475.783
Total do não circulante	2.999.554		-	2.999.554
Total do ativo	4.065.514		-	4.065.514

BALANÇO PATRIMONIAL

31/12/2015

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Circulante

	Saldo originalmente apresentado	Ref.	Reclassificações	Saldo reclassificado
Fornecedores	574.774		-	574.774
Encargos de dívidas	-	a	266	266
Encargos de debêntures	-	a	37.833	37.833
Empréstimos e financiamentos	71.264	a	1.270	72.534
Debêntures	1.277.833	a	(37.833)	1.240.000
Arrendamento financeiro	4.951	a	(4.951)	-
Subvenções governamentais	1.875	a	(1.875)	-
Outros tributos a pagar	86.099		-	86.099
Dividendos a pagar	215.019		-	215.019
Obrigações Estimadas com Pessoal	26.974		-	26.974
Obrigações sociais e trabalhistas	3.537	a	(3.537)	-
Encargos setoriais	111.183	a	(177)	111.006
Provisões para processos judiciais e outros	22.919		-	22.919
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	18.994	a	(18.994)	-
Outras obrigações	130.017	a	27.998	158.015
Total do circulante	2.545.439		-	2.545.439

Não circulante

Empréstimos e financiamentos	36.476	a	15.740	52.216
Arrendamento financeiro	11.094	a	(11.094)	-
Subvenções governamentais	4.646	a	(4.646)	-
Outros tributos a pagar	32.221		-	32.221
Obrigações com entidade de previdência privada	29.504		-	29.504
Provisões para processos judiciais e outros	23.468		-	23.468
Dividendos a pagar	412.848		-	412.848
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.556	a	(26.556)	-
Obrigações estimadas	142	a	(142)	-
Outras obrigações	8.358	a	26.698	35.056
Total do não circulante	585.313		-	585.313

Patrimônio líquido

Capital social subscrito e integralizado	463.235		-	463.235
Reservas de capital	5.761		-	5.761
Reservas de lucros:	-	a	497.772	497.772
Reserva legal	59.302	a	(59.302)	-
Reserva estatutária	201.138	a	(201.138)	-
Reserva de lucros a realizar	64.536	a	(64.536)	-
Obrigatória do dividendo não distribuído	172.796	a	(172.796)	-
Ações em tesouraria	(8.056)		-	(8.056)
Outros resultados abrangentes/Ajustes de avaliação patrimonial	(23.950)		-	(23.950)
Total do patrimônio líquido	934.762		-	934.762
Total do passivo e do patrimônio líquido	4.065.514		-	4.065.514

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO

2015

	Saldo originalmente apresentado	Ref.	Reclassificações	Saldo reclassificado
Receita operacional líquida	3.265.691		-	3.265.691
Custo do serviço de energia elétrica				
Energia elétrica comprada para revenda	(2.040.998)	a	(327.525)	(2.368.523)
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfa	(48.078)	a	48.078	-
Encargos do uso do sistema de transmissão	(279.447)	a	279.447	-
Custos de operação	-	b	(275.541)	(275.541)
Custo do serviço prestado a terceiros	-	b	(238.156)	(238.156)
Despesas com vendas	-	b	(90.587)	(90.587)
Despesas gerais e administrativas	-	b	(137.701)	(137.701)
Outras despesas operacionais	-	b	(28.477)	(28.477)
Pessoal e administradores	(160.404)	b	160.404	-
Entidade de previdência privada	(4.888)	b	4.888	-
Serviços de terceiros	(139.883)	b	139.883	-
Material	(17.239)	b	17.239	-
Custo de construção	(238.156)	b	238.156	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida	(11.015)	b	11.015	-
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	(17.701)	b	17.701	-
Depreciação e amortização	(131.656)	b	131.656	-
Outros custos	(49.520)	b	49.520	-
Total dos custos operacionais	(3.138.985)		-	(3.138.985)
Resultado do serviço	126.706		-	126.706
Resultado financeiro				
Receitas financeiras	193.518	a	(2.768)	190.750
Despesas financeiras	(292.384)	a	(30.213)	(322.597)
Variações cambiais, líquidas	(32.981)	a	32.981	-
	(131.847)		-	(131.847)
Prejuízo antes dos tributos	(5.141)		-	(5.141)
Contribuição social	67	a	(14)	53
Imposto de renda	181	a	(15)	166
Contribuição social diferida	(14)	a	14	-
Imposto de renda diferido	(15)	a	15	-
	219		-	219
Prejuízo líquido do exercício	(4.922)		-	(4.922)

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA

2015

	Originalmente apresentado	Ref.	Reclassificações	Reclassificado
Atividades operacionais:				
Resultado líquido do período	(4.922)	c	4.922	-
Prejuízo antes dos impostos		c	(5.141)	(5.141)
Despesas (receitas) que não afetam o caixa e equivalentes de caixa				
Depreciação e amortização	131.656		-	131.656
Variações monetárias e cambiais	(6.623)	a	6.623	-
Atualização do ativo financeiro da concessão	(76.040)		-	(76.040)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida	11.020		-	11.020
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	20.002		-	20.002
Custo de empréstimos (encargos de dívidas)	241.832	a	2.924	244.756
Fundo de pensão - Deliberação CVM 695	4.285		-	4.285
Receita aplicação financeira em investimento de curto prazo	(9.756)		-	(9.756)
Baixa de ativo financeiro, intangível de concessão e imobilizado	17.079		-	17.079
Tributos e contribuições sociais diferidos	29	a	(29)	-
Ações e opções de ações outorgadas	175		-	175
Variações nos ativos e passivos:				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(276.321)	a	(3.733)	(280.054)
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	22.735	a	(22.735)	-
Outros tributos compensáveis	9.874	a	22.735	32.609
Devedores diversos	(2.081)	a	2.081	-
Almojarifado	(2.914)		-	(2.914)
Depósitos judiciais	-	a	(4.587)	(4.587)
Contas a receber - acordos	(3.733)	a	3.733	-
Despesas pagas antecipadamente	(2.138)	a	2.138	-
Contas a receber - Eletrobrás	-	a	69.286	69.286
Outros créditos	50.179	a	(73.830)	(23.651)
Ativo financeiro setorial, líquido	(202.539)		-	(202.539)
Fornecedores	81.542		-	81.542
Outras obrigações com entidades de previdência privada	-	a	(17.022)	(17.022)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	(27.515)	a	27.515	-
Outros tributos a pagar	74.521	a	(27.515)	47.006
Pagamento de processos judiciais e outros	(26.579)		-	(26.579)
Obrigações sociais e trabalhistas	326	a	(326)	-
Obrigações estimadas	4.724	a	(4.724)	-
Encargos setoriais	108.046	a	10.026	118.072
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	10.026	a	(10.026)	-
Contas a pagar CDE	-	a	63.569	63.569
Outras obrigações	73.593	a	(83.615)	(10.022)
Juros resgatados de investimentos de curto prazo	10.969	a	(10.969)	-
Custo de transação (prêmio debenturistas)	(5.846)	a	5.846	-
Pagamento de obrigações com entidade de previdência privada	(8.667)	a	8.667	-
Caixa gerado nas atividades operacionais	216.939		(34.187)	182.752
Juros pagos (encargos de dívidas)	(208.859)		-	(208.859)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(31.900)	a	27.606	(4.294)
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	(23.820)		(6.581)	(30.401)
Atividades de investimentos:				
Adições para ativos financeiros e intangíveis da concessão	(240.408)	a	44.847	(195.561)
Consumidores - Participação financeira	44.847	a	(44.847)	-
Aplicações em investimento de curto prazo	(2.265.409)	a	2.265.409	-
Resgates de investimento de curto prazo	2.365.966	a	(2.365.966)	-
Aplicações e resgates de investimentos de curto prazo	-	a	102.226	102.226
Aplicações/Resgates de cauções e depósitos vinculados	(4.587)	a	4.912	325
Caixa líquido usado das atividades de investimentos	(99.591)		6.581	(93.010)
Atividades de financiamentos:				
Ingressos de novos empréstimos e debêntures	1.600.000		-	1.600.000
Pagamento de empréstimos - principal	29.999		-	29.999
Custo de empréstimos	(1.509.464)		-	(1.509.464)
Custo de empréstimos (custos de transação e prêmios)	(31.185)	a	31.185	-
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(2.278)	a	2.278	-
Outros	-	a	(33.463)	(33.463)
Caixa líquido gerado nas atividades de financiamentos	87.072		-	87.072
Varição no caixa líquido da Companhia	(36.339)		-	(36.339)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	58.641		-	58.641
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	22.302		-	22.302

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

2015

	Saldo originalmente apresentado	Ref.	Reclassificações	Saldo reclassificado
1. RECEITAS	5.629.104	a / d	(1.031.087)	4.598.017
2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS	(3.023.026)	a	(2.655)	(3.025.681)
3. VALOR ADICIONADO BRUTO	2.606.078		(1.033.742)	1.572.336
4. RETENÇÕES	(131.656)		-	(131.656)
5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE	2.474.422		(1.033.742)	1.440.680
6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA	193.518	a	(2.768)	190.750
7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	<u>2.667.940</u>		<u>(1.036.510)</u>	<u>1.631.430</u>
8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	<u>2.667.940</u>		<u>(1.036.510)</u>	<u>1.631.430</u>
Empregados (Colaboradores)	178.177	a	26.186	204.363
Tributos (Governo)	2.159.565		(1.059.928)	1.099.637
Federais	200.667	a	(26.186)	174.481
Estaduais	924.744		-	924.744
Municipais	412		-	412
Encargos regulamentares da concessão	1.033.742	d	(1.033.742)	-
Remuneração de capital de terceiros	335.120	a	(2.768)	332.352
Remuneração de capital próprio	(4.922)		-	(4.922)

(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 IPCA (até novembro de 2015 a Companhia aplicava o IGP-M como fator de atualização do ativo financeiro). O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda, e as mudanças nos fluxos de caixa têm como contrapartida as contas de receita operacional no resultado do exercício (nota 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 do modelo tarifário, que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, e 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. A Companhia não possui ativos financeiros classificados nesta categoria.
- 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. 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 Dividendos

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.

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 receita não faturada, relativa ao ciclo de faturamento mensal, é apropriada com base em estimativas, considerando-se a carga consumida durante o período não lido. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento.

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 indireta CPFL Energia S.A..

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 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”) (notas 23.3) referem-se à compensação de descontos concedidos e despesas já incorridas com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato, nos termos do CPC 07.

3.12 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 cinco anos, de acordo com cada concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

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

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

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

Em 25 de novembro de 2014, conforme Despacho nº 4.621, a ANEEL aprovou termo aditivo ao contrato de concessão da Companhia, mediante a inclusão de cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, serão objeto de indenização.

Em 10 de dezembro de 2014, a Companhia assinou termo aditivo ao contrato de concessão. Este aditivo inclui cláusula específica que garante que os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, serão objeto de indenização (“componentes tarifários”). Esta mudança contratual assegura a partir da data de sua assinatura, o direito (e impõe a obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro. Portanto, este evento extinguiu as incertezas quanto à realização do ativo e exigibilidade do passivo. Desta forma, a Companhia, passou a reconhecer, prospectivamente, os componentes de Parcela A e outros componentes financeiros, como ativo e passivo financeiro setorial (nota 8), em contrapartida à rubrica ativo e passivo financeiro setorial em outras receitas operacionais (nota 23). Após o reconhecimento inicial, o saldo de ativo e passivo financeiro setorial é atualizado monetariamente pela variação da SELIC.

3.13 Segmento de negócios

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio dos quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração da Companhia para a tomada de decisões sobre alocação de recursos aos segmentos e para a avaliação do seu desempenho.

Todas as decisões tomadas pela Administração da Companhia são baseadas em relatórios consolidados, os serviços são prestados utilizando-se uma rede integrada de distribuição, e as operações são gerenciadas em bases consolidadas. Consequentemente, a Companhia conclui que possui apenas o segmento de distribuição de energia elétrica como passível de reporte.

3.14 Novas normas e interpretações vigentes

Foram emitidas e/ou revisadas diversas normas pelo IASB e CPC, que entraram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2016:

a) IFRS 14 - Contas regulatórias diferidas

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

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

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

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

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

Com o início da vigência das alterações, a Companhia passou a adotar prospectivamente o método linear de amortização do ativo intangível da concessão, pelo prazo remanescente da concessão. Esta alteração resultou em uma despesa de amortização menor em R\$ 25 em 2016.

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.

3.15 Novas normas e interpretações ainda 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; (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais; e (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo CPC 38/IAS 39 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 às modificações relacionadas à contabilização de *hedge*, a IFRS 9 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos no 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 CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorre em função da não classificação nas outras três categorias descritas no CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). A opinião preliminar da Administração é que, caso estes ativos sejam classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma, os efeitos da mensuração subsequente deste ativo seriam registrados no resultado do exercício. Assim, não haverá impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Adicionalmente, como a Companhia não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras no que tange às alterações da norma sobre este tópico. Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia está avaliando eventuais impactos da adoção dessa norma.

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

O CPC 47/IFRS 15 estabelece um modelo para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, quando se tornar efetivo, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

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

Em suma, pelos novos requerimentos da IFRS 15, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelecerá um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

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

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

Emitidas em 19 de janeiro de 2016, as alterações ao IAS 12 esclarecem as exigências de reconhecimento de ativos fiscais diferidos por perdas não realizadas em instrumentos de dívida e o método de avaliação da existência de lucros tributáveis futuros prováveis para a realização das diferenças temporárias dedutíveis, para endereçar a diversidade na prática.

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

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

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

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

O IASB define passivos decorrentes de atividades de financiamento como passivos "para os quais os fluxos de caixa foram ou serão classificados nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa como fluxos de caixa das atividades de financiamento". Salieta 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, 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 01 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 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 (IGP-M até novembro de 2015) como melhor estimativa para ajustar a base original ao respectivo valor justo nas datas subsequentes, em consonância com o processo de revisão tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Caixa e equivalente de caixa	31/12/2016	31/12/2015
Saldos bancários	25.717	22.302
Aplicações financeiras	120.208	-
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	12.036	-
Certificado de depósito bancário (b)	27.847	-
Fundos de investimento (c)	80.325	-
Total	145.925	22.302

Investimentos de curto prazo	31/12/2016	31/12/2015
Certificado de depósito bancário (b)	-	23.342
Títulos públicos (d)	-	820
Operações compromissadas (e)	-	34.075
Total	-	58.237

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 10% da variação da taxa SELIC.

b) Corresponde a operações de curto prazo em CDB's e debêntures compromissadas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,7% do CDI (95,72% em 2015).

c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos do Grupo CPFL S.A., 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.

d) Correspondem a aplicações em Letras Financeiras do Tesouro - LFT, as quais são remuneradas a 100% da taxa SELIC.

e) Aplicações financeiras em operações compromissadas remuneradas, em média, a 95,72% do CDI para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

(6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2016	31/12/2015 Reclassificado
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	91.365	59.857	7.868	159.090	149.387
Industrial	8.926	10.018	11.283	30.227	32.089
Comercial	30.196	14.424	10.239	54.859	49.840
Rural	19.355	10.702	5.360	35.417	22.442
Poder público	8.633	4.434	2.554	15.621	17.266
Iluminação pública	5.874	2.297	429	8.600	10.144
Precatórios	4.709	-	-	4.709	9.302
Serviço público	9.536	11	2	9.549	17.715
Faturado	178.594	101.743	37.735	318.072	308.185
Não faturado	198.704	-	-	198.704	206.070
Parcelamento de débito de consumidores	28.655	3.274	7.483	39.412	27.590
Operações realizadas na CCEE	19.856	-	93.929	113.785	89.233
Exposição decorrente de preços entre submercados (nota 32)	-	-	437.800	437.800	437.800
Provisão para perda com créditos decorrentes de preços entre submercados (nota 32)	-	-	(437.800)	(437.800)	(437.800)
Concessionárias e permissionárias	3.311	-	-	3.311	2.023
Outros	5.962	4.624	1.694	12.280	5.763
	435.082	109.641	140.841	685.564	638.864
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(44.456)	(31.129)
				641.108	607.735
Não circulante					
Precatórios	90.704	-	-	90.704	96.873
Parcelamento de débito de consumidores	54.704	-	-	54.704	58.754
Outros	110	-	-	110	515
	145.518	-	-	145.518	156.142
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(27.610)	(27.411)
				117.908	128.731

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

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

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

Parcelamento de débitos de consumidores – Refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores, principalmente órgãos públicos. Parte destes créditos dispõe de garantia de pagamento pelos devedores, principalmente através de repasse de arrecadação de ICMS com interveniência bancária. Com base na melhor estimativa da Administração, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”)

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

	<u>Consumidores, concessionárias e permissionárias</u>	<u>Outros créditos (nota 11)</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31/12/2014	(46.532)	-	(46.532)
Provisão revertida (constituída)	(10.017)	(1.077)	(11.094)
Baixa de contas a receber provisionadas	(1.991)	-	(1.991)
Saldo em 31/12/2015	(58.540)	(1.077)	(59.617)
Provisão revertida (constituída)	(52.235)	(14.418)	(66.653)
Baixa de contas a receber provisionadas	38.709	-	38.709
Saldo em 31/12/2016	(72.066)	(15.495)	(87.561)
Circulante	(44.456)	(15.495)	(59.951)
Não Circulante	(27.610)	-	(27.610)

(7) TRIBUTOS A COMPENSAR

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015 Reclassificado</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	590	845
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	1.590	3.449
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.263	232
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	5.245	513
ICMS a compensar	7.959	9.921
Outros	192	385
Total	17.839	15.345
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	671	672
ICMS a compensar	16.076	10.493
PIS e COFINS a compensar	4.023	3.747
Total	20.770	14.912

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

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

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

(8) 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
		Constituição	Realização	Atualização monetária (nota 26)	Via bandeira tarifária (nota 23.4)	
Parcela "A"	489.567	(170.750)	(307.434)	19.158	(101.847)	(71.306)
CVA (*)						
CDE (**)	157.267	(74.951)	(108.488)	10.083	-	(16.089)
Custos energia elétrica	26.341	(72.684)	(35.145)	2.178	(69.577)	(148.887)
ESS e EER (***)	(94.290)	(56.445)	91.149	(8.658)	(32.270)	(100.514)
Proinfa	(50)	4.932	(4.241)	482	-	1.123
Rede básica	14.830	8.316	(11.799)	19	-	11.366
Repasse de Itaipu	267.448	(361)	(177.273)	16.581	-	106.395
Transporte de Itaipu	3.288	1.684	(2.721)	418	-	2.669
Neutralidade dos encargos setoriais	86.992	39.872	(59.331)	2.146	-	69.679
Sobrecontratação	27.741	(21.113)	415	(4.091)	-	2.952
Outros componentes financeiros	(159.773)	(14.643)	132.848	(16.204)	-	(57.772)
Receita diferida RTE - RN ANEEL 1.858/2015	(151.230)	(9.539)	127.215	(10.794)	-	(44.348)
Outros	(8.543)	(5.104)	5.633	(5.410)	-	(13.424)
Total	329.794	(185.393)	(174.586)	2.954	(101.847)	(129.078)
Ativo circulante	260.720					-
Ativo não circulante	69.074					-
Passivo circulante	-					(95.629)
Passivo não circulante	-					(33.449)

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

(**) Conta de desenvolvimento energético

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

a) CVA

Referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.12. 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 - Outros

Refere-se principalmente à (i) Liminar Abrace conforme Despacho nº 1.576/2016; (ii) Fator X: repasse de ganho de produtividade estimados da concessionária decorrente do crescimento de mercado e do aumento do consumo de clientes existentes, os quais foram calculados na Revisão Tarifária em 2013 e estão sendo repassados no decorrer do ciclo tarifário atual e (iii) componentes financeiros concedidos para compensar eventuais recálculos de processos tarifários pela ANEEL, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores.

(9) CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

9.1- Composição dos créditos fiscais:

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
<u>Crédito de contribuição social</u>		
Bases negativas	42.564	101.912
Diferenças temporariamente indedutíveis	<u>12.369</u>	<u>6.902</u>
Subtotal	<u>54.933</u>	<u>108.814</u>
<u>Crédito de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	118.235	283.045
Diferenças temporariamente indedutíveis	<u>34.357</u>	<u>19.178</u>
Subtotal	<u>152.592</u>	<u>302.223</u>
Total	<u>207.525</u>	<u>411.037</u>

9.2 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis:

	<u>31/12/2016</u>		<u>31/12/2015</u>	
	<u>CSLL</u>	<u>IRPJ</u>	<u>CSLL</u>	<u>IRPJ</u>
Diferenças temporariamente indedutíveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	8.863	24.620	3.988	11.078
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	7.881	21.890	5.366	14.904
Registro da concessão - ajuste do intangível (CPC)	611	1.698	668	1.854
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (CPC)	(13.013)	(36.147)	(8.323)	(23.120)
Perdas atuariais (CPC)	(962)	(2.671)	(612)	(1.699)
Outros	1.293	3.589	2.548	7.086
Diferenças temporariamente indedutíveis - resultado abrangente acumulado				
Perdas atuariais (CPC)	7.696	21.378	3.267	9.075
Total	<u>12.369</u>	<u>34.357</u>	<u>6.902</u>	<u>19.178</u>

9.3 – Expectativa de recuperação

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de (i) diferenças temporariamente indedutíveis está baseada 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, aprovadas pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal da controladora indireta CPFL Energia S.A. e sua composição é como segue:

<u>Expectativa de recuperação</u>	
2017	42.608
2018	18.232
2019	22.212
2020	25.139
2021	25.979
2022 a 2024	53.296
2025 a 2027	<u>74.723</u>
Total	<u>262.189</u>

9.4 - 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
Prejuízo antes dos tributos	(183.718)	(183.718)	(5.141)	(5.141)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Despesas não dedutíveis	7.788	7.788	2.910	2.910
Contribuições e doações não dedutíveis	847	847	364	364
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	-	-	3	3
Base de cálculo	(175.083)	(175.083)	(1.864)	(1.864)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(15.757)	(43.771)	(168)	(466)
Crédito fiscal não constituído / revertido (*)	74.069	205.739	-	-
Ajustes de bases anteriores - outros	(8)	(24)	115	300
Total	58.304	161.944	(53)	(166)
Corrente	-	-	(67)	(181)
Diferido	58.304	161.944	14	15

(*) Em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia revisa anualmente o valor contábil dos créditos fiscais diferidos ativos e alterações nas expectativas de rentabilidade futura. Com base em estudo técnico aprovado pelos órgãos da Administração, a Companhia ajustou o saldo dos créditos tributários sobre prejuízos fiscais e bases negativas de acordo com a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, pelo prazo de vigência do Contrato de Concessão. As estimativas estão alinhadas com o plano de negócios da controladora indireta CPFL Energia S.A.. Na medida em que se torne provável haver lucros tributáveis futuros suficientes, a Companhia constitui créditos fiscais diferidos proporcionalmente a esses lucros.

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 atuariais	49.224	49.224	2.787	2.787
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(4.430)	(12.306)	(251)	(697)

(10) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2014	652.135
Adições	102.936
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	76.040
Baixas	(6.373)
Saldo em 31/12/2015	824.738
Adições	149.862
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	52.106
Baixas	(7.048)
Saldo em 31/12/2016	1.019.658

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 ou despesa operacional, no resultado do exercício (nota 23).

(11) OUTROS CRÉDITOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2016	31/12/2015 Reclassificado	31/12/2016	31/12/2015 Reclassificado
Adiantamentos a fornecedores	159	1.317	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	1.386	290	-	-
Convênios de arrecadação	456	408	-	-
Ressarcimento de geradoras	7.611	4.254	-	-
Contas a receber - Eletrobrás	45.952	55.013	-	-
Adiantamento a funcionários	1.318	1.235	-	-
Arrendamento, aluguéis de postes e outras receitas	17.464	15.985	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(15.495)	(1.077)	-	-
Bens destinados a alienação	-	-	21.109	21.041
Outros	1.665	893	-	-
Total	60.516	78.318	21.109	21.041

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

Contas a receber – Eletrobrás: Referem-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 3.429 (R\$ 3.378 em 31 de dezembro de 2015); e (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 42.523 (R\$ 51.635 em 31 de dezembro de 2015) (nota 23).

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\$ 263.114, sendo (i) R\$ 252.990 com base na liminar obtida em outubro de 2014 e (ii) R\$ 10.124 autorizado por meio do despacho nº 1.576/2016.

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

Provisão para créditos de liquidação duvidosa: O montante refere-se à parcela do contrato de compartilhamento de infra-estrutura de postes junto à operadora de telefonia que apresentou pedido de recuperação judicial, resultando no incremento de provisão de R\$ 14.418.

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

(12) INTANGÍVEL

	Direito de concessão				Total
	Adquirido em combinações de negócio (*)	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso	Outros ativos intangíveis	
Saldo em 31/12/2014	364.888	988.194	158.358	16.143	1.527.583
Custo histórico	802.164	1.170.750	158.358	18.918	2.150.190
Amortização acumulada	(437.276)	(182.556)	-	(2.775)	(622.607)
Adições	-	-	193.109	2.454	195.563
Amortização	(28.477)	(64.920)	-	(808)	(94.205)
Transferência - intangíveis	-	110.237	(110.237)	-	-
Transferência - ativo financeiro	-	-	(102.936)	-	(102.936)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(50.222)	-	-	(50.222)
Saldo em 31/12/2015	336.411	983.289	138.294	17.789	1.475.783
Custo histórico	802.164	1.230.766	138.294	21.372	2.192.596
Amortização acumulada	(465.753)	(247.477)	-	(3.583)	(716.813)
Adições	-	-	272.621	3.985	276.606
Amortização	(28.430)	(64.992)	-	(934)	(94.356)
Transferência - intangíveis	-	125.338	(125.338)	-	-
Transferência - ativo financeiro	-	-	(149.862)	-	(149.862)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(58.941)	-	-	(58.941)
Saldo em 31/12/2016	307.981	984.694	135.715	20.840	1.449.230
Custo histórico	802.164	1.297.163	135.715	25.357	2.260.399
Amortização acumulada	(494.183)	(312.469)	-	(4.517)	(811.169)

(*) Refere-se ao ágio decorrente da incorporação da controladora AES Guaíba Empreendimentos Ltda.. A amortização deste ágio é efetuada pelo método linear conforme revisão do CPC 04 – Ativo Intangível.

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\$ 4.086 (R\$ 3.433 em 2015) a uma taxa de 11,97% a.a. (12% a.a. em 2015) (nota 26).

Teste de redução ao valor recuperável

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

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

(13) FORNECEDORES

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u> <u>Reclassificado</u>
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço de sistema	21.219	40.201
Suprimento de energia elétrica	330.081	458.522
Encargos de uso da rede elétrica	24.343	21.816
Materiais e serviços	66.469	54.235
Total	<u>442.112</u>	<u>574.774</u>
<u>Não circulante</u>		
Suprimento de energia elétrica (*)	129.148	-
Total	<u>129.148</u>	<u>-</u>

(*) Refere-se à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 32).

(14) ENCARGOS DE DÍVIDAS, EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Remuneração a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2016			31/12/2015 Reclassificado		
				Encargos - circulante	Principal		Encargos - circulante	Principal	
					Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
Mensuradas ao custo									
Moeda nacional									
BNDES									
FINAME 6701	Pré fixado 10%	54 parcelas mensais a partir de março de 2012	Alienação fiduciária de equipamentos	-	-	-	1	282	-
FINAME 7301/7302	Pré fixado 8,7%	36 parcelas mensais a partir de setembro de 2013	Fiança bancária	-	-	-	3	682	-
Instituições Financeiras									
CCB Safra	CDI + 2,4%	6 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2016	-	-	-	-	218	49.673	-
Outros									
Eletrobrás - Luz para todos 035/2004	Pré fixado 5%	120 parcelas mensais a partir de julho de 2007	Recebíveis	-	94	-	-	187	94
Eletrobrás - Luz para todos	Pré fixado 5%	parcelas mensais a partir de dezembro de 2008 a março de 2023	Fiança bancária	-	7.751	21.096	-	8.113	28.847
FINEP - 02.11.0364-00	Pré fixado 5%	81 parcelas mensais a partir de setembro de 2013	Fiança bancária	16	2.539	5.768	22	2.618	8.307
FINEP - 02.13.0257-00	TJLP	73 parcelas mensais a partir de maio de 2016	Fiança bancária	20	1.730	6.896	22	1.297	8.520
Eletrobrás - Financiamento - 2754/2009	Pré fixado 5%	60 parcelas mensais a partir de setembro de 2011	Fiança bancária	-	-	-	-	6.606	-
Arrendamento Mercantil	14%	130 meses a partir de dezembro 2015	-	-	9.179	16.585	-	4.951	11.094
Total moeda nacional - mensuradas ao custo				36	21.293	50.345	266	74.409	56.862
Subvenção governamental				-	(1.481)	(3.165)	-	(1.875)	(4.646)
Total				36	19.812	47.180	266	72.534	52.216

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

Ano de vencimento	
2018	14.806
2019	14.185
2020	9.699
2021	6.827
2022	1.546
2023	117
Total	47.180

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira 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	10,48	6,41
CDI	13,63	13,18	-	38,44
Pré-fixado	5,00	5,08	89,52	55,15
			100,00	100,00

(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	Principal Circulante	Principal Não circulante	Encargos - circulante	Principal Circulante	Principal Não circulante
2ª Emissão - Série Única - AES12	29.000	CDI + 1,25%	CDI + 1,72%	02 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2017	-	-	-	16.075	290.000	-	
3ª Emissão - 1ª Série AESL13	10.000	CDI + 2,40%	CDI + 8,92%	Parcela única em março de 2016	Penhor de ações e Recebíveis	-	-	4.104	100.000	-	
3ª Emissão - 2ª a 4ª S. AESL23, 33 e 43	85.000	CDI + 4,75%	CDI + 6,32%	05 Parcelas semestrais a partir de março de 2016	Penhor de ações e Recebíveis	-	-	40.082	850.000	-	
4ª Emissão - Série Única - AESL14	110.000	114,50% do CDI		02 Parcelas anuais a partir de outubro de 2019	Fiança da CPFL Energia	32.058	-	1.100.000	-	-	
Gastos com Emissão (*)						(4.611)	(13.627)	(22.428)			
						27.447	-	1.086.373	37.833	1.240.000	

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

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

Ano de vencimento	
2019	539.053
2020	547.320
Total	1.086.373

Adições no exercício

Em outubro de 2016 ocorreu a 4ª emissão de debentures no montante de R\$1.100.000, tendo um gasto de emissão de R\$19.027. Os custos com emissão das debêntures são apropriados ao resultado do exercício pelo prazo da dívida, através do método do custo amortizado, com base na taxa efetiva de juros. Os juros serão pagos semestralmente, e o principal em 2 (duas) parcelas no montante de R\$550.000 cada. Os recursos foram para o refinanciamento da 3ª emissão de debentures e reforço do capital de giro da Companhia.

Condições restritivas

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da garantidora (controladora indireta CPFL Energia S.A.) 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* na garantidora CPFL Energia S.A., leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto, com base na participação societária detida pela garantidora naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

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

Em função da mudança do controle acionário da controladora indireta CPFL Energia S.A., efetivada em janeiro de 2017 (nota 34.1), foi negociado previamente com os credores 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 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.

(16) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

16.1- Características

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

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

Ao final do exercício de 2016 a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial dos planos adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

16.2- Movimentações do plano de benefício definido

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	480.081	379.252
Valor justo dos ativos do plano	<u>(405.251)</u>	<u>(349.748)</u>
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>74.830</u>	<u>29.504</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	372.898	(341.798)
Custo do serviço corrente bruto	1.286	-
Rendimento esperado no ano	-	(36.355)
Juros sobre obrigação atuarial	39.353	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	1.049	(1.049)
Contribuições de patrocinadoras	-	(8.667)
Perda (ganho) atuarial	-	10.311
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas demográficas	1.677	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(42.885)	-
Perda (ganho) atuarial: efeito da experiência do plano	33.684	-
Benefícios pagos no ano	<u>(27.810)</u>	<u>27.810</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2015	379.252	(349.748)
Custo do serviço corrente bruto	1.406	-
Rendimento esperado no ano	-	(41.273)
Juros sobre obrigação atuarial	46.299	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	1.114	(1.114)
Contribuições de patrocinadoras	-	(10.330)
Perda (ganho) atuarial	-	(36.326)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas demográficas	4.003	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	67.105	-
Perda (ganho) atuarial: efeito da experiência do plano	14.442	-
Benefícios pagos no ano	<u>(33.540)</u>	<u>33.540</u>
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2016	<u>480.081</u>	<u>(405.251)</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	29.504	31.099
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	6.432	4.285
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(10.330)	(8.667)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	4.003	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	<u>45.221</u>	<u>2.787</u>
Passivo atuarial líquido no final do exercício	<u>74.830</u>	<u>29.504</u>

16.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2017 estão estimadas no montante de R\$ 9.053.

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

Ano de pagamento

2017	33.377
2018	35.368
2019	37.554
2020	39.607
2021-2026	285.256
Total	431.162

Em 31 de dezembro de 2016, a duração média da obrigação do benefício definido foi 10,6 anos.

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

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

	2017 estimadas	2016 realizadas	2015 realizadas
Custo do serviço	2.153	1.406	1.286
Juros sobre obrigações atuariais	50.927	46.299	39.353
Rendimento esperado dos ativos do plano	(43.258)	(41.273)	(36.354)
Total da despesa	9.822	6.432	4.285

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.	12,08% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,29% a.a.	6,59% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	5,0% a.a.	4,5% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima)	5,0% a.a.	4,5% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	AT-83	AT-83
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light Média	Light Média
Taxa de rotatividade esperada	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

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 CEEE de Seguridade Social. 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:

	Cotadas em mercado ativo		Não cotadas em mercado ativo	
	2016	2015	2016	2015
Renda fixa	74%	72%	-	-
Títulos públicos federais	60%	57%	-	-
Títulos privados (instituições financeiras)	8%	4%	-	-
Títulos privados (instituições não financeiras)	4%	5%	-	-
Fundos de investimento multimercado	3%	6%	-	-
Renda variável	16%	14%	-	-
Fundos de investimento em ações	16%	14%	-	-
Investimentos estruturados	8%	11%	-	-
Fundos de participação	7%	10%	-	-
Fundos imobiliários	1%	1%	-	-
Cotados em mercado ativo	98%	97%	-	-
Imóveis	-	-	1%	1%
Operações com participantes	-	-	2%	2%
Não cotados em mercado ativo	-	-	2%	3%

	Meta para 2017
Renda Fixa	78,0%
Renda variável	16,0%
Imóveis	1,0%
Empréstimos e financiamentos	2,0%
Investimentos estruturados	3,0%
	100,0%

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

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

16.7 - Análise de sensibilidade

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças

razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

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

· Se a taxa de desconto fosse elevada (reduzida) em 0,25 pontos percentuais, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 12.346 (aumento de R\$ 12.933).

· Se a tábua de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 8.549 (aumento de R\$ 8.299).

16.8 - Risco de investimento:

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

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

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

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

(17) TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2016	31/12/2015 Reclassificado
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	245	242
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 23.5)	44.102	66.706
Bandeiras tarifárias	7.478	44.058
	<u>51.825</u>	<u>111.006</u>

Conta de desenvolvimento energético – CDE: Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2016 no montante de R\$ 28.617 (R\$ 52.068 em 31 de dezembro de 2015), (ii) quota destinada à devolução do aporte CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 15.485 (R\$ 14.638 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\$ 263.114 (R\$ 217.646 no exercício de 2015).

Bandeiras tarifárias: Refere-se 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> <u>Reclassificado</u>
<u>Circulante</u>		
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	37.915	31.193
Imposto sobre circulação de mercadorias -parcelamento	-	20.526
Programa de integração social - PIS	5.925	3.600
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	21.399	16.581
PIS/COFINS parcelamento (a)	9.507	8.405
Outros	<u>7.217</u>	<u>5.794</u>
Total	<u>81.963</u>	<u>86.099</u>
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS parcelamento (a)	<u>26.814</u>	<u>32.221</u>
	<u>26.814</u>	<u>32.221</u>

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

O pagamento do parcelamento será feito em 60 (sessenta) parcelas mensais e consecutivas, com incidência de juros (i) Selic, acumulados mensalmente, calculados a partir da data do deferimento até o mês anterior ao do pagamento, e de (ii) 1% relativo ao mês em que o pagamento estiver sendo efetuado, conforme artigo 13 da Lei 10.522 de julho de 2002. Até 31 de dezembro de 2016 foram liquidadas 14 parcelas e realizada a compensação parcial da parcela 60, no montante de R\$ 10.409.

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

	<u>31/12/2016</u>		<u>31/12/2015</u>	
	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios</u>	<u>Depósitos judiciais</u>	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios</u>	<u>Depósitos judiciais</u>
Trabalhistas	28.148	29.942	24.051	33.344
Cíveis	12.267	6.637	12.948	4.386
Fiscais	14.290	12.244	8.230	15
Regulatórios	31.517	-	621	-
Outros	497	228	537	344
Total	<u>86.719</u>	<u>49.051</u>	<u>46.387</u>	<u>38.089</u>
Circulante	53.729	-	22.919	-
Não circulante	32.990	49.051	23.468	38.089

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

	Saldo em 31/12/2015	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2016
Trabalhistas	24.051	12.667	(90)	(13.090)	4.610	28.148
Cíveis	12.948	16.963	(2.291)	(13.548)	(1.804)	12.268
Fiscais	8.230	5.442	(243)	2	859	14.290
Regulatórios	621	26.927	-	(643)	4.612	31.517
Outros	537	12	(42)	(11)	-	496
Total	46.387	62.011	(2.666)	(27.290)	8.277	86.719

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, classificados com risco de perda provável, é como segue:

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

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

c) Fiscais - A Companhia possui processos fiscais relativos ao Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISSQN, COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, cuja discussão é mantida em âmbito administrativo, pré-judicial.

PIS/COFINS sobre receitas financeiras - A Companhia está discutindo judicialmente os efeitos do Decreto 8.426/15 que trata da tributação de PIS/COFINS sobre receitas financeiras a partir de 01 de julho de 2015. Em 01 de agosto de 2015, a Companhia obteve liminar suspendendo os pagamentos relacionados ao referido Decreto. Em 12 de abril de 2016 foi proferida sentença desfavorável à Companhia, revogando a liminar então concedida e, a partir dessa data, a Companhia passou a depositar em juízo os valores apurados mensalmente.

d) Regulatórios

Auto de Infração nº 0001/2015 (AGERGS-SFE) - A Companhia recebeu, em 02 de junho de 2015 o Auto de Infração nº 0001/2015- AGERGS-SFE – TN 0008/2014, em virtude não conformidades na apuração de indicadores de continuidade individuais e coletivos para o ano de 2013, no montante de R\$ 21.683. A Companhia manifestou-se tempestivamente sobre o AI em 15 de junho de 2015 e aguarda pela análise do recurso apresentado. Durante o exercício de 2016, com base em parecer atualizado de seus consultores jurídicos, a Companhia provisionou o montante referente às não conformidades com prognóstico de perda provável, cujo valor atualizado até 31 de dezembro de 2016 corresponde a R\$ 18.146.

Termo de Notificação nº 0017/2015 (AGERGS) - A Companhia recebeu em 10 de dezembro de 2015 o Termo de Notificação nº 0017/2015 – AGERGS - Auto de Infração 0008/2016 – ANEEL referente à Fiscalização Comercial Periódica ocorrida no período de 19 a 23 de outubro de 2015, em relação aos processos comerciais da Distribuidora no ano de 2014, resultando em 11 constatações, 14 não conformidades, 01 recomendação e 01 determinação. Importante destacar que das 14 não conformidades, 4 foram canceladas, 3 resultaram em advertências e 7 foram mantidas. Em 25 de abril de 2016 a Companhia protocolou recurso que ainda está pendente de julgamento. O valor provisionado em até 31 de dezembro de 2016 monta em R\$ 3.651.

Auto de Infração nº 0006/2016 (AGERGS) - A Companhia recebeu em 30 de março de 2016 o Auto de Infração nº 0006/2016- AGERGS-SFE – TN 0009/2015, referente aos indicadores de continuidade individuais para o ano de 2014, no montante de R\$ 9.007. A Companhia manifestou-se tempestivamente e aguarda pela análise do recurso apresentado. Com base em parecer de seus

consultores jurídicos, a Companhia provisionou o montante referente às não conformidades com prognóstico de perda provável, cujo valor atualizado até 31 de dezembro de 2016 corresponde a R\$ 7.012.

A Companhia está envolvida em outros processos regulatórios, para os quais está provisionando o montante que atualizado até 31 de dezembro de 2016 corresponde a R\$ 2.708. Estes processos referem-se a Autos de Infração da AGERGS - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS.

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

Perdas possíveis

A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis, devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por esse 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	<u>Principais causas</u>
Cíveis	171.243	145.269	Danos pessoais, impactos ambientais, majoração tarifária e e outros
Fiscais	20.752	21.727	Débitos fiscais de ICMS e processos administrativos impostos federais
Regulatórias	16.691	31.052	Processos de fiscalizações técnicas e comerciais e outros
Total	208.686	198.048	

Processos cíveis relevantes:

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

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

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

Processos fiscais relevantes:

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

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

Processos trabalhistas relevantes:

No tocante às contingências trabalhistas, a Companhia informa que há discussão a respeito da possibilidade de alteração do índice de correção adotado pela Justiça do Trabalho. Atualmente há decisão do STF que suspende a alteração levada a efeito pelo TST, a qual pretendia alterar o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho ("TR") pelo IPCA-E. A Suprema Corte considerou que a decisão do TST conferiu interpretação extensiva ilegítima e descumpriu a modulação de efeitos de precedentes anteriores, além de usurpar sua competência para decidir matéria constitucional. Diante de tal decisão, e até que haja 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 Reclassificado	31/12/2016	31/12/2015 Reclassificado
Consumidores e concessionárias	16.398	57.381	44.711	-
Programa de eficiência energética - PEE	11.148	11.568	22.972	20.973
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	3.597	5.210	11.834	5.583
EPE / FNDCT / PROCEL	1.280	2.217	-	-
Folha de pagamento	2.320	4.892	-	-
Convênios de arrecadação	10.507	11.658	-	-
Convênio de devolução	5.095	5.290	-	-
Transferência de créditos de ICMS	-	21.840	-	-
Subsídios Eletrobrás - diferença de repasse	1.395	22.370	465	7.860
Outros	8.636	15.589	174	640
Total	60.376	158.015	80.156	35.056

Consumidores e concessionárias: Referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa

de Universalização. O saldo de R\$ 44.711 no passivo não circulante refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 32).

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

Convênio de arrecadação: Refere-se, principalmente, à taxa de iluminação pública arrecadada via fatura de energia elétrica e repassada às prefeituras municipais.

Subsídios Eletrobrás – diferença de repasse: Refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores de aporte CDE (nota 23.3).

(21) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

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

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

31/12/2015 - Quantidade de ações				
Acionistas	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.	220.389	67.162	287.551	99,72
Ações em tesouraria	810	5	815	0,28
Total	221.199	67.167	288.366	100,00

Cada ação ordinária tem direito a um voto na Assembleia Geral. As ações preferenciais não têm direito a voto, mas têm (i) prioridade no reembolso do capital em caso de liquidação da Companhia e (ii) direito a receber dividendos 10% (dez por cento) maior que o atribuído às ações ordinárias, vinculados à existência de lucro, a ser distribuído nos termos da legislação em vigor.

21.1 Aumento de Capital

Em 26 de fevereiro de 2016 foi aprovado em reunião de Conselho de Administração o aumento de capital no valor de R\$ 295.455 por meio de sua controladora à época, AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., mediante a emissão de 89.308 novas ações, nominativas e sem valor nominal, sendo 68.506 ações ordinárias e 20.802 foram ações preferenciais, subscritas privadamente e integralizadas pelo preço de emissão de R\$ 3.308 (reais) por ação ordinária e preferencial.

Em 28 de junho de 2016 foi aprovado em reunião de Conselho de Administração o aumento de capital mediante capitalização dos créditos junto à sua controladora à época AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., referentes ao saldo de dividendos não pagos no montante total de R\$ 627.868, mediante a emissão de 149.592 novas ações, nominativas e sem valor nominal, sendo 114.749 ações ordinárias e 34.843 ações preferenciais, subscritas privadamente e integralizadas mediante conversão dos créditos pelo preço de emissão de R\$ 4.197 (reais) por ação ordinária e preferencial.

Em 31 de outubro de 2016, todas as ações ordinárias e preferenciais detidas pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. foram transferidas para CPFL Jaguariúna Participações Ltda., controlada da CPFL Energia S.A..

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.

21.2 Reserva de lucros

O saldo em 31/12/2016 está assim composto:

- (a) Reserva legal no montante de R\$ 59.302;
- (b) Reserva obrigatória do dividendo não distribuído no montante de R\$ 36.701, referente à parcela de dividendos devido ao sócio controlador originada pelo ágio auferido na incorporação reversa da controladora AES Guaíba I em abril de 1998, retida à época por deliberação do sócio controlador, líquida da absorção de prejuízos do exercício de 2016.

21.3 Resultado abrangente acumulado

Composto pela entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 56.439 (R\$ 23.950 em 31 de dezembro de 2015), líquido de imposto de renda e contribuição social, correspondente aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R2).

(22) PREJUÍZO POR AÇÃO

22.1 Prejuízo por ação – básico e diluído

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

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Numerador		
Prejuízo líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	(403.966)	(4.922)
Denominador		
Ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	337.852	215.402
Ações em poder dos acionistas - ações preferenciais	102.588	65.407
Prejuízo líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	(917,19)	(17,53)
Prejuízo líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	(917,19)	(17,53)

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

(23) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores (*)		GWh		R\$ mil	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores:						
Residencial	1.110.815	1.100.385	2.648	2.594	1.997.155	1.748.809
Industrial	7.183	7.590	1.429	1.886	847.366	1.055.397
Comercial	84.153	85.241	1.192	1.255	890.142	830.706
Rural	107.108	104.771	1.394	1.370	387.546	337.502
Poderes públicos	9.125	9.084	205	202	149.201	133.423
Iluminação pública	111	111	224	223	83.518	86.049
Serviço público	993	981	213	216	130.792	120.540
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos					(24.826)	(24.338)
Fornecimento faturado	1.319.488	1.308.163	7.305	7.746	4.460.894	4.288.088
Consumo próprio	102	102	2	2	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)					(16.796)	35.071
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(1.938.381)	(1.817.088)
Fornecimento de energia elétrica	1.319.590	1.308.265	7.307	7.748	2.505.717	2.506.071
Outras concessionárias, permissionários e autorizadas	3	3	72	65	20.520	19.747
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo					(13)	(3)
Energia elétrica de curto prazo					151.138	134.666
Suprimento de energia elétrica	1.319.593	1.308.268	7.379	7.813	171.645	154.410
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					1.938.381	1.817.088
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					189.198	104.033
Receita de construção da infraestrutura de concessão					304.252	238.156
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					(359.979)	508.166
Atualização ativo financeiro da concessão (nota 10)					52.106	76.040
Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares					281.989	227.388
Outras receitas e rendas					38.799	24.274
Outras receitas operacionais					2.444.746	2.995.145
Total da receita operacional bruta					5.122.108	5.655.626
Dedução da receita operacional						
ICMS					(1.142.298)	(923.428)
PIS					(83.813)	(74.415)
COFINS					(386.076)	(342.842)
PIS e COFINS - diferença de alíquota					(5.447)	(15.505)
ISS					(9)	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(543.017)	(664.973)
Programa de P&D e eficiência energética					(24.717)	(29.270)
PROINFRA					(13.056)	(6.560)
Bandeiras tarifárias					(67.493)	(330.182)
Outros					(3.015)	(2.760)
					(2.268.941)	(2.389.935)
Receita operacional líquida					2.853.167	3.265.691

(*) 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.

23.2 Reajuste Tarifário Anual ("RTA") e Revisão Tarifária Extraordinária ("RTE")

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

A ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015, o resultado da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, com o objetivo de reestabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica frente ao significativo aumento da quota CDE de 2015 e do custo de compra de energia (tarifa e variação cambial de Itaipu e de leilões de energia existente e ajuste). O efeito médio percebido pelo consumidor da área de concessão da Companhia foi de: +43,76% no grupo A, +36,23% no grupo B, total de +39,45% (conforme divulgado na Resolução Homologatória). As tarifas resultantes desta RTE estiveram vigentes de 2 de março de 2015 até 18 de abril de 2015.

Em 17 de abril de 2015, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) de 2015 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em +52,45%, sendo +45,91% relativos ao reajuste econômico e +6,54% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2014). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de +5,46% quando comparado à Revisão Tarifária Extraordinária (“RTE”) ocorrida em março de 2015. As novas tarifas tiveram vigência de 19 de abril de 2015 a 18 de abril de 2016.

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

23.3.1 - Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2016, foi registrada receita de R\$ 267.594 (R\$ 227.388 em 2015), sendo (i) R\$ 20.623 (R\$ 19.518 no em 2015) referentes à subvenção baixa renda e (ii) R\$ 246.971 (R\$ 207.870 em 2015) referentes a outros descontos tarifários, em contrapartida ao contas a receber – Eletrobrás (nota 11).

23.3.2 - Descontos tarifários - liminares

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

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

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

- (i) registrar uma receita na rubrica Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares em contrapartida na rubrica contas a receber - Eletrobrás (nota 11) no montante de R\$ 14.395;
- (ii) registrar passivo financeiro setorial (nota 8) em contrapartida à receita de ativo e passivo financeiro setorial no montante de R\$ 4.377, que será ressarcido aos consumidores no próximo processo tarifário.

23.4 - Bandeiras tarifárias

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da REN nº 547/2013, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Tal mecanismo pode refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica. A bandeira verde indica condições favoráveis e a tarifa não sofre acréscimo. A bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a bandeira vermelha sendo segregada em dois patamares, é acionada em condições mais custosas, tendo acréscimo na tarifa de R\$ 1,50 e R\$ 3,00 e R\$ 4,50, (antes dos efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 KWh consumidos, reajustados por meio da REH nº 2.016/2016 a partir de 1º de fevereiro de 2016 que vigorou até 31 de janeiro de 2017.

No exercício de 2016 a Companhia faturou dos consumidores o montante de R\$ 67.493 (R\$ 330.182 em 2015) de Bandeira Tarifária, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias”.

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\$ 111.062, deste montante R\$ 101.847 foram utilizados

para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 9.215 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

23.5 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio da REH nº 2.077 de 07 de junho de 2016, nº 2018, de 2 de fevereiro 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 1.863, de 31 de março de 2015, a ANEEL estabeleceu mais uma quota destinada à amortização da Conta ACR, com recolhimento e repasse à Conta CDE por um período médio de cinco anos a partir do processo tarifário ordinário (RTA) de 2015.

(24) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2016	2015	2016	2015
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	2.003	1.987	383.888	559.621
Energia de curto prazo	7	450	797	191.991
PROINFA	189	208	58.036	48.078
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	7.481	6.889	1.328.029	1.500.505
Crédito de PIS e COFINS			(157.574)	(211.119)
Subtotal	9.680	9.534	1.613.176	2.089.076
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos de rede básica			160.097	165.187
Encargos de transporte de Itaipu			10.165	9.958
Encargos de conexão			36.847	34.219
Encargos de serviço do sistema - ESS			48.662	87.008
Encargos de energia de reserva - ERR			21.523	10.489
Crédito de PIS e COFINS			(28.123)	(27.414)
Subtotal			249.171	279.447
Total			1.862.347	2.368.523

(25) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Despesa operacional				Total			
	2016	2015	2016	2015	Vendas		Gerais e administrativas		Outros			
					2016	2015	2016	2015	2016	2015		
Pessoal	86.810	72.969	-	-	33.688	30.972	44.938	43.485	-	-	165.436	147.426
Entidade de previdência privada	6.432	4.285	-	-	-	-	-	-	-	-	6.432	4.285
Material	27.682	24.418	-	-	4.024	4.056	3.162	2.344	-	-	34.868	30.818
Serviços de terceiros	39.849	55.995	-	-	23.423	24.530	51.591	48.241	-	-	114.863	128.766
Amortização	103.503	96.356	-	-	2.291	1.684	5.880	5.139	28.432	28.477	140.106	131.656
Custos com construção da infraestrutura	-	-	304.252	238.156	-	-	-	-	-	-	304.252	238.156
Outros	64.852	21.518	-	-	65.377	29.345	80.763	38.492	-	-	210.992	89.355
Taxa de arrecadação	11.132	-	-	-	-	-	-	11.116	-	-	11.132	11.116
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	66.653	11.015	-	-	-	-	66.653	11.015
Arrendamento e aluguéis	19.136	7.526	-	-	630	131	3.013	1.993	-	-	22.779	9.650
Publicidade e propaganda	-	8	-	-	6	64	248	435	-	-	254	507
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	70.227	21.641	-	-	70.227	21.641
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	199	44	-	-	199	44
Outros (*)	34.584	13.984	-	-	(1.912)	18.135	7.076	3.263	-	-	39.748	35.382
Total	329.128	275.541	304.252	238.156	128.803	90.587	186.334	137.701	28.432	28.477	976.949	770.462

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

(26) RESULTADO FINANCEIRO

	2016	2015
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	23.863	11.187
Acréscimos e multas moratórias	58.151	44.699
Atualização de depósitos judiciais	2.786	741
Atualizações monetárias e cambiais	10.838	85.956
Atualização do ativo financeiro setorial (nota 8)	2.954	32.487
Outros	6.365	15.680
Total	104.957	190.750
Despesas		
Encargos de dívidas	(269.904)	(223.614)
Atualizações monetárias e cambiais	(17.265)	(61.936)
(-) Juros capitalizados (nota 12)	4.086	3.433
IOF	(1.025)	(8.966)
Atualização monetária, juros e multa sobre impostos	673	(18.190)
Outros	(19.111)	(13.324)
Total	(302.546)	(322.597)
Resultado financeiro	(197.589)	(131.847)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 11,97% a.a. durante o exercício de 2016 (12% a.a. em 2015) sobre os ativos intangíveis qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

(27) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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.
- b) **Debêntures** - Correspondem a captações de recursos através da emissão de debêntures junto a instituições financeiras, conforme condições descritas na nota 15.
- c) **Compra e venda de energia e encargos** - A Companhia adquire energia e serviços de transmissão de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2016, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 3.354 (R\$ 4.042 em 2015). Este valor é composto por R\$ 1.706 (R\$ 3.696 em 2015) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 942 (R\$ 46 em 2015) de benefícios pós-emprego e R\$ 706 (R\$ 300 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 Jaguariúna Participações S.A Energia, entidades sob o controle comum ou influência significativa no período de 01 de novembro de 2016 a 31 de dezembro de 2016, 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.	2.789	-	-	-	-	-	-	-
Banco Votorantim S.A.	8.040	-	-	-	111	-	-	-
Debêntures								
Banco do Brasil S.A.	-	-	250.082	-	-	-	6.075	-
Banco Votorantim S.A.	-	-	131.730	-	-	-	3.200	-
Compra e venda de energia e encargos								
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	7	-	-	-	13	-
CERAN Companhia Energética Rio das Antas	-	-	254	-	-	-	367	-
BAESA Energetica Barra Grande S.A.	-	-	97	-	-	-	139	-
Foz do Chapeco Energia S.A.	-	-	1.715	-	-	-	2.471	-
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	250	-	-	-	550	-
Companhia Jaguarí de Energia	-	-	2	-	-	-	3	-
Companhia Leste Paulista de Energia	-	-	6	-	-	-	13	-
Aliança Geração de Energia S.A.	-	-	143	-	-	-	223	-
Afluente Transmissão de Energia Elétrica	-	-	25	-	-	-	38	-
SE Naranjinha S.A.	-	-	2	-	-	-	5	-
Rio Grande Energia S.A.	-	-	498	-	-	-	708	-

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., entidades sob o controle comum ou influência significativa no período de 01 de janeiro de 2015 a 31 de outubro de 2016, são como seguem:

	Passivo		Despesa/Custo	
	31/12/2016	31/12/2015	2016	2015
Fornecedores				
AES Big Sky - Fornecedores	-	903	-	836
AES Eletropaulo - Sublocação	-	15	-	97
Dividendos a pagar - Circulante				
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda	-	215.019	-	-
Dividendos a pagar - Não Circulante				
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda	-	412.848	-	-

Em 01 de novembro de 2016 os saldos e despesas/custos referentes às partes relacionadas com o grupo AES foram reclassificados para as rubricas respectivas à sua natureza.

(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	4.644.706
Transporte	Transporte nacional	416.358
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	232.849
Automóveis	Cobertura compreensiva	9.703
Responsabilidade civil	Distribuidora de energia elétrica	91.678
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	120.325
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	180.760
Total		5.696.379

(*) 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 S.A.. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério do 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 indireta CPFL Energia S.A. 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 CPFL, 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 indireta CPFL Energia S.A. 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 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 gestão de capital: Esse risco provém da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de condições macroeconômicas e setoriais, impossibilitando o pagamento de dividendos e reduzindo o retorno de capital aos acionistas, bem como restringindo a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais. De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos, aumentar o capital através de emissão de novas ações ou vender ativos para reduzir o nível de endividamento, se for o caso. A Companhia também monitora constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira, além de buscar o alongamento do perfil de suas dívidas, de forma a mitigar o risco de refinanciamento. A Companhia inclui dentro da estrutura de dívida líquida: empréstimos e financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro, deduzido de caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

Risco de taxa de juros: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A Companhia tem buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou atrelados a indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. A quantificação deste risco está apresentada na nota 30.

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

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

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

As condições de armazenamento do Sistema Interligado Nacional ("SIN") melhoraram ao longo de 2016, apesar do nível baixo do armazenamento no subsistema Nordeste. A melhora da condição do armazenamento do SIN, associada à redução da demanda verificada ao longo do ano e a disponibilidade de geração termelétrica, reduzem de forma importante a probabilidade de cortes de carga por razões energéticas.

Risco de aceleração de dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possui procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado.

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia utiliza-se de sistema de software (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia está

exposta. Em 31 de dezembro de 2016 e 2015 a Companhia não possuía transações envolvendo derivativos.

(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	
					Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	127.865	127.865
Caixa e equivalente de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	19.060	19.060
Ativo financeiro da concessão	10	(b)	(2)	Nível 3	1.019.658	1.019.658
					1.166.583	1.166.583
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(a)	(1)	Nível 2 (**)	67.028	61.993
Debêntures - principal e encargos	15	(c)	(1)	Nível 2 (**)	1.113.820	1.114.025
					1.180.848	1.176.018

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

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

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

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

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias, (ii) contas a receber - Eletrobrás, (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados, (iv) serviços prestados a terceiros, (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias, (iv) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, (v) Empresa de Pesquisa Energética - EPE, (vi) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, (vii) convênios de arrecadação, (viii) descontos tarifários – CDE, 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 R\$ 52.106 (R\$ 76.040 em 2015), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota 10.

b) Análise de sensibilidade

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

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

b.1) Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 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.), o efeito que seria registrado nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 92.388 (CDI R\$ 137.783, TJLP R\$ 567, IPCA (R\$ 64.136) e SELIC R\$ 18.174). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição	Risco	Cenário I (a)	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	121.179		(2.702)	751	4.205
Instrumentos financeiros passivos	(1.132.058)		25.245	(7.019)	(39.282)
	(1.010.879)	alta CDI	22.543	(6.268)	(35.077)
Instrumentos financeiros passivos	(7.562)		-	(142)	(284)
	(7.562)	alta TJLP	-	(142)	(284)
Ativo financeiro da concessão	1.019.658		(14.989)	(27.276)	(39.563)
	1.019.658	baixa IPCA	(14.989)	(27.276)	(39.563)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(129.078)		3.266	(461)	(4.189)
	(129.078)	alta SELIC	3.266	(461)	(4.189)
Total	(127.861)		10.820	(34.147)	(79.113)

(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.

c) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2016, considerando principal e juros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2016	Nota Explicativa	Média Ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13		436.545	1.575	3.992	-	-	129.148	571.260
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	5,94%	2.145	6.376	16.500	56.791	9.632	233	91.677
Debêntures - principal e encargos	15	16,77%	-	81.413	75.404	1.443.162	-	-	1.599.979
Taxas regulamentares	17		51.825	-	-	-	-	-	51.825
Outros	20		-	28.185	-	-	-	-	28.185
Consumidores e concessionárias			-	16.398	-	-	-	-	16.398
EPE / FNDCT / PROCEL			-	1.280	-	-	-	-	1.280
Convênio de arrecadação			-	10.507	-	-	-	-	10.507
Total			490.515	117.549	95.896	1.499.953	9.632	129.381	2.342.926

(31) COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2016	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 11 anos	1.258.543	3.771.440	2.631.478	6.452.290	14.113.751
Compra de energia de Itaipu	até 11 anos	432.087	1.379.816	975.985	2.582.448	5.370.336
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 11 anos	354.210	1.921.675	1.541.571	3.721.362	7.538.818
Fornecedores de materiais e serviços	até 10 anos	350.452	505.849	43.869	-	900.170
Total		2.395.292	7.578.780	5.192.903	12.756.100	27.923.075

(32) EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

A Companhia é parte ativa no processo nº 2002.34.00.026509-0, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 (nota 6) e, em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato.

A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito, no montante de R\$ 437.800 (nota 6).

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 56.739 (R\$ 129.148 atualizados até 31 de dezembro de 2016) (nota 13), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 2002.34.00.026509-0, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante, que atualizado até 31 de dezembro de 2016 corresponde a R\$ 44.711 (nota 20).

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

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

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

(33) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possui no exercício de 2016, um valor de R\$ 4.086 (R\$ 3.433 em 2015) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição.

(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 S.A., controladora indireta 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 S.A.. Em 2 de setembro de 2016 a CPFL Energia S.A. recebeu da CCSA correspondência confirmando a assinatura do contrato de aquisição.

Em 23 de novembro de 2016, a CPFL Energia S.A. divulgou Fato Relevante informando que a ANEEL aprovou, naquela data, o pedido de anuência para a transferência das ações de emissão da CPFL Energia S.A. 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 S.A. detidas pelos acionistas controladores à State Grid.

Em 23 de janeiro de 2017, a CPFL Energia S.A. 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 S.A. 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 S.A. 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 S.A. realizada em 16 de fevereiro de 2017, conforme edital de convocação e Proposta da Administração já divulgados pela CPFL Energia S.A..

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 S.A. em 31 de dezembro de 2016.

34.2 Captação de recursos em moeda estrangeira (Lei 4.131)

Em 01 de fevereiro de 2017, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a captação de recursos no montante total de R\$ 390.000 através de empréstimos baseados 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 ou outras operações de capital de giro.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO

Presidente

GUSTAVO ESTRELLA

Vice Presidente

SERGIO WALMOR DÖRR

Conselheiro

DIRETORIA

JOSÉ CARLOS SACILOTO TADIELLO

Diretor Presidente

**GUSTAVO ESTRELLA
FREITAS**

Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE

Diretor Administrativo

ROBERTO SARTORI
Diretor Gestão de Energia

THIAGO FREIRE GUTH
Diretor Distribuição

HÉLIO PUTTINI JUNIOR
Diretor de Assuntos Regulatórios

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

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

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



Building a better
working world

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

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

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
Porto Alegre - RS

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (anteriormente denominada AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.) ("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 financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2016, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase

Conforme mencionado na nota explicativa 2.6, os valores correspondentes referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, apresentados para fins de comparação, foram ajustados e estão sendo reapresentados como previsto no CPC 23, Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.



Building a better
working world

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 da receita não faturada

Parte das receitas reconhecidas pela Companhia referem-se a serviços prestados e não faturados aos consumidores finais ("receitas não faturadas"), uma vez que o faturamento é efetuado tomando como base ciclos de faturamento que em alguns casos se sucedem ao período de encerramento contábil. Dessa forma, a receita não faturada corresponde à energia elétrica já fornecida até a data do balanço e ainda não faturada ao consumidor, calculada em base estimada. O saldo de contas a receber derivadas do fornecimento não faturado totaliza R\$198 milhões em 31 de dezembro de 2016 e está divulgado na nota explicativa 6 às demonstrações financeiras.

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

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

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

Infraestrutura da concessão

Conforme divulgado nas notas explicativas 10 e 12 às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2016, a Companhia possui registrado ativo financeiro e ativo intangível da concessão nos montantes de R\$ 1.020 milhões e R\$ 1.449 milhões, respectivamente, que, em conjunto, representam a infraestrutura da concessão.



Building a better
working world

O valor dos investimentos aplicados na infraestrutura a serviço da concessão é parte essencial na metodologia aplicada pelo poder concedente para definição da tarifa a ser cobrada pela Companhia aos consumidores finais, nos termos do Contrato de Concessão. A definição de quais gastos são elegíveis a serem capitalizados como custo na infraestrutura é passível de julgamento por parte da administração. Durante o ano de 2016, a Companhia capitalizou gastos em infraestrutura no montante de R\$ 82 milhões. Adicionalmente, a determinação dos gastos que se qualificam como investimento na infraestrutura da concessão também impacta diretamente a avaliação do ativo financeiro da concessão, que representa a parcela dos investimentos efetuados pela Companhia e que não serão completamente amortizados ao final do prazo de concessão.

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

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros, a avaliação do desenho e a eficácia dos controles internos implementados pela Companhia sobre a contabilização dos gastos com infraestrutura, incluindo o rateio dos custos indiretos, as políticas estabelecidas pela Companhia para tal contabilização e sua aplicabilidade às normas contábeis vigentes, e a comparação dos custos com os dados históricos e os padrões observáveis da indústria.

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

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

Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios

Conforme divulgado na nota explicativa 19, a Companhia é parte em diversos processos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios decorrentes do curso normal de suas atividades cujo valor agregado totaliza R\$ 209 milhões, e que foram classificados como perda possível e, portanto, nenhuma provisão foi constituída em 31 de dezembro de 2016.

Devido a relevância dos valores envolvidos nos processos em andamento, ao julgamento envolvido na determinação de reconhecimento ou não de um passivo contingente pela administração e pelos seus consultores jurídicos, e pela complexidade dos assuntos e do ambiente jurídico no Brasil consideramos esse assunto como significativo para o processo de nossa auditoria.



Building a better
working world

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros, obtenção de cartas de confirmação externas de consultores jurídicos da Companhia, bem como realização de reuniões periódicas com a administração para discutir a evolução dos principais processos judiciais em aberto, a fim de comparar suas avaliações acerca das causas em aberto com posições consideradas pelos consultores jurídicos. Também envolvemos nossos especialistas em tributos para nos auxiliar na análise da razoabilidade das expectativas de perdas das causas mais significativas de natureza tributária.

Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto e especificamente sobre as contingências mais significativas.

Reconhecimento de créditos fiscais diferidos

A Companhia possui registrado créditos fiscais diferidos decorrentes de diferenças temporárias na base de cálculo dos tributos e sobre prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social, que são reconhecidos contabilmente na medida em que haja expectativa de lucros tributáveis futuros para a realização dos mesmos.

Este assunto é significativo para nossa auditoria em função da relevância dos tributos diferidos registrados e pela complexidade e subjetividade envolvida no processo de preparação e revisão das projeções de resultados futuros que requerem a aplicação de julgamento por parte da administração, incluindo utilização de premissas complexas.

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

Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto, incluídas na nota explicativa 9.



Building a better
working world

Outros assuntos

Demonstração 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, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

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

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

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

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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

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

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



Building a better
working world

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

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

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

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



**Building a better
working world**

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

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

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

Porto Alegre, 13 de março de 2017

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

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

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

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

	Notas	31/12/2016	31/12/2015 Reclassificado
Ativo			
Ativo Circulante		1.070.765	1.281.053
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	145.925	22.302
Investimentos de Curto Prazo	5	-	58.237
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	641.108	607.735
Tributos Compensáveis	7	17.839	15.345
Almoxarifado Operacional		12.755	14.306
Ativos Financeiros Setoriais	9	173.375	466.390
Despesas Pagas Antecipadamente		7.105	8.997
Outros Ativos Circulantes	10	72.658	87.741
Ativo Não Circulante		3.127.608	3.259.878
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	117.908	128.731
Tributos Compensáveis	7	20.770	14.912
Depósitos Judiciais e Cauções	18	49.051	38.089
Tributos Diferidos	8	239.380	418.817
Ativos Financeiros Setoriais	9	29.482	122.201
Bens e Direitos para Uso Futuro		4.260	4.252
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	12	325.880	353.806
Imobilizado	11	2.303.855	2.148.051
Intangível	11	37.022	31.019
Total do Ativo		4.198.373	4.540.931

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

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

	Notas	31/12/2016	31/12/2015 Reclassificado
Passivo			
Passivo Circulante			
Fornecedores	13	442.112	574.774
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	47.295	1.350.633
Obrigações Sociais e Trabalhistas		30.063	26.974
Tributos	17	81.963	86.099
Provisão para Litígios	18	53.729	22.919
Dividendos Declarados		-	215.019
Encargos Setoriais	16	51.825	111.006
Passivos Financeiros Setoriais	9	269.004	205.670
Outros Passivos Circulantes	19	60.375	158.015
Passivo Não Circulante		1.798.715	868.197
Fornecedores	13	129.148	-
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	1.133.553	52.216
Benefício Pós-Emprego	15	74.830	29.504
Tributos	17	26.814	32.221
Provisão para Litígios	18	32.990	23.468
Passivos Financeiros Setoriais	9	62.931	53.127
Dividendos Declarados		-	412.848
Outros Passivos Não Circulantes	19	80.156	35.056
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	20	258.293	229.757
Total do Passivo		2.835.081	3.619.306
Patrimônio Líquido			
Capital Social		1.386.558	463.235
Reservas de Capital		3.564	5.761
Outros Resultados Abrangentes		(27.331)	17.088
Reservas de Lucros		96.003	497.772
Prejuízos Acumulados		(87.446)	(54.175)
Ações em Tesouraria		(8.056)	(8.056)
Total do Patrimônio Líquido	21	1.363.292	921.625
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		4.198.373	4.540.931

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

**Demonstrações do Resultado para os Exercícios Findos em
31 de Dezembro de 2016 e 2015
(Valores expressos em milhares de reais)**

	Notas	2016	31/12/2015 Reclassificado
Receita / Ingresso	22	4.765.752	5.193.578
Fornecimento de Energia Elétrica		2.505.717	2.506.071
Suprimento de Energia Elétrica		20.520	19.747
Energia Elétrica de Curto Prazo		151.138	134.666
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		2.127.579	1.921.121
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		(359.979)	360.314
Serviços Cobráveis		19.815	2.072
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		281.989	227.388
Outras Receitas Vinculadas		18.973	22.199
Tributos		(1.617.643)	(1.356.190)
ICMS		(1.142.298)	(923.428)
PIS-PASEP		(83.813)	(74.415)
COFINS		(391.523)	(358.347)
ISS		(9)	-
Encargos - Parcela "A"		(651.301)	(885.894)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(12.359)	(14.635)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(12.358)	(14.635)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(543.017)	(664.973)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(2.930)	(2.759)
Outros Encargos		(80.637)	(188.892)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		2.496.808	2.951.494
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	23	(1.862.347)	(2.368.523)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(1.613.176)	(2.089.076)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(249.171)	(279.447)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		634.461	582.971
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	24	(689.866)	(554.521)
Pessoal e Administradores		(171.883)	(157.611)
Material		(19.783)	(15.602)
Serviços de Terceiros		(109.297)	(127.049)
Arrendamento e Aluguéis		(22.779)	(9.650)
Seguros		(1.133)	(729)
Provisões		(132.952)	(28.716)
(-) Recuperação de Despesas		713	847
Tributos		(1.796)	(1.776)
Depreciação e Amortização		(150.689)	(146.861)
Depreciação		(117.272)	(113.440)
Amortização		(33.417)	(33.421)
Gastos Diversos		(32.021)	(33.865)
Outras Receitas Operacionais		1.435	1.864
Outras Despesas Operacionais		(49.681)	(35.373)
Resultado da Atividade		(55.405)	28.450
Resultado Financeiro	25	(197.588)	(131.847)
Receitas Financeiras		177.749	233.756
Despesas Financeiras		(375.337)	(365.603)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		(252.993)	(103.397)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	8	(196.174)	33.865
Resultado Líquido do Exercício		(449.167)	(69.532)
Atribuível aos Acionistas Controladores		(449.167)	(69.532)

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

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

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Resultado Líquido do Exercício	(449.167)	(69.532)
Outros Resultados Abrangentes		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial Líquida dos Impostos	(32.488)	(1.839)
Reavaliação Regulatória Compulsória BRR Líquida dos Impostos	(11.930)	(14.713)
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	(44.418)	(16.552)
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>(493.585)</u>	<u>(86.084)</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	(493.585)	(86.084)

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

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

	2016	31/12/2015 Reclassificado
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	(449.167)	(69.531)
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	33.417	33.421
Depreciação	117.272	113.440
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	32.620	24.089
Imposto de renda e Contribuição social	196.174	(33.865)
Juros e variações monetárias	219.142	235.175
Obrigações pós-emprego	6.432	4.285
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	66.653	11.020
Provisões para litígios	59.345	20.002
	281.888	338.036
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(76.427)	(280.054)
Depósitos vinculados a litígios	(8.176)	(4.587)
Tributos compensáveis	(6.172)	32.609
Ativos financeiros setoriais	385.734	(273.363)
Outros ativos operacionais	21.177	42.721
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	(59.180)	118.072
Fornecedores	(8.785)	81.542
Passivos financeiros setoriais	76.092	70.824
Obrigações pós-emprego	(10.330)	(17.022)
Tributos e contribuição social	(9.792)	47.006
Provisões para litígios	(27.290)	(26.579)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(22.604)	63.569
Outros passivos operacionais	(33.594)	(10.022)
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	502.541	182.752
Encargos de dívidas pagos	(226.176)	(208.859)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(2.180)	(4.294)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	274.185	(30.401)
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(276.606)	(195.561)
Títulos e valores mobiliários adquiridos	(1.158)	325
Aplicações e resgates de investimentos de curto prazo	80.741	102.226
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(197.023)	(93.010)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	1.100.000	1.600.000
Empréstimos e financiamentos pagos	(1.307.918)	(1.509.464)
Aumento de capital	295.456	29.999
Outros	(41.077)	(33.463)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	46.461	87.072
Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa	123.623	(36.339)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	22.302	58.641
No fim do exercício	145.925	22.302

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

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

	Capital Social	Reservas de Capital	Resultado Abrangente Acumulado		Reserva de lucros		Dividendo Adicional Proposto	Ações em Tesouraria	Prejuízos Acumulados	Total
			Reserva de Reavaliação	Outros Resultados Abrangentes	Reserva Legal	Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro				
Saldo em 31 de Dezembro de 2014 (não auditado)	433.236	5.586	55.751	(22.111)	59.302	443.392	124.554	(8.056)	(4.279)	1.087.375
Resultado abrangente total										
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	(69.531)	(69.531)
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	(1.839)	-	-	-	-	-	(1.839)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(14.713)	-	-	-	-	-	14.713	-
Mutações internas do patrimônio líquido										
Absorção de prejuízo	-	-	-	-	-	(4.922)	-	-	4.922	-
Transações de capital com os acionistas										
Remuneração com base em ações	-	175	-	-	-	-	-	-	-	175
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	(124.554)	-	-	(124.554)
Aumento de capital	29.999	-	-	-	-	-	-	-	-	29.999
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	463.235	5.761	41.038	(23.950)	59.302	438.470	-	(8.056)	(54.175)	921.625
Resultado abrangente total										
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	(449.167)	(449.167)
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	(32.488)	-	-	-	-	-	(32.488)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(11.930)	-	-	-	-	-	11.930	-
Mutações internas do patrimônio líquido										
Reversão da outorga de ações controladora The AES Corporation	-	(2.197)	-	-	-	2.197	-	-	-	-
Absorção de prejuízo	-	-	-	-	-	(403.968)	-	-	403.968	-
Transações de capital com os acionistas										
Capitalização de dividendos declarados	627.868	-	-	-	-	-	-	-	-	627.868
Aumento de capital	295.455	-	-	-	-	-	-	-	-	295.455
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	1.386.558	3.564	29.108	(56.439)	59.302	36.701	-	(8.056)	(87.446)	1.363.292

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

Considerações Iniciais – No exercício de 2016, ocorreu alteração societária relevante no controle acionário da Companhia, em decorrência da aquisição da totalidade do capital da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. pela CPFL Energia, por meio da controlada CPFL Jaguariúna Participações Ltda.. Após essa operação, a razão social da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. foi alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A..

A RGE Sul é responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 118 municípios entre a região metropolitana de Porto Alegre até a fronteira com o Uruguai e a Argentina, respectivamente nos municípios de Santana do Livramento, Uruguai e São Borja, no extremo oeste do Estado do Rio Grande do Sul.

Em 2016, a RGE Sul cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 1,3 milhão de clientes. As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 5,6% em relação ao exercício de 2015. Destaca-se a classe residencial, que registrou redução de 2,1% 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 RGE Sul, em 2016, fosse eleita pelo Prêmio IASC, como a concessionária de maior crescimento entre as distribuidoras do Brasil, no período de 2015 e 2016.

Perfil – A RGE Sul distribui energia elétrica para aproximadamente 3,4 milhões de pessoas, numa área que abrange 118 municípios do Estado do Rio Grande do Sul, entre a região metropolitana de Porto Alegre e a fronteira com o Uruguai e a Argentina, respectivamente nos municípios de Santana do Livramento, Uruguai e São Borja. Atende atualmente 1,3 milhão de consumidores cativos e 208 consumidores livres. Em 2016, a Concessionária distribuiu 7.376 GWh ao mercado cativo e 1.406 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – No ano de 2016 foram faturadas 11.325 unidades consumidoras a mais que em 2015. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial. Nas classes comercial e industrial houveram reduções de 407 e 1.088 unidades consumidoras, respectivamente, em relação à quantidade faturada em 2015.

Número de Consumidores					
Classe	2012	2013	2014	2015	2016
Residencial	1.027.167	1.055.942	1.082.787	1.100.385	1.110.815
Comercial	85.748	85.807	85.568	85.241	84.153
Industrial	8.175	8.035	7.839	7.590	7.183
Rural	109.205	110.628	109.270	104.771	107.108
Poderes Públicos	8.694	8.767	8.973	9.084	9.125
Iluminação Pública	111	111	111	111	111
Serviço Público	894	943	992	981	993
Total	1.239.994	1.270.233	1.295.540	1.308.163	1.319.488
Variação		2,4%	2,0%	1,0%	0,9%

Comportamento do mercado – A distribuição de energia da RGE Sul, no período de janeiro a dezembro de 2016, totalizou 8.782 GWh, sendo 7.376 GWh para o mercado cativo (7.811 GWh em 2015) e 1.406 GWh para o mercado livre (1.057 GWh em 2015).

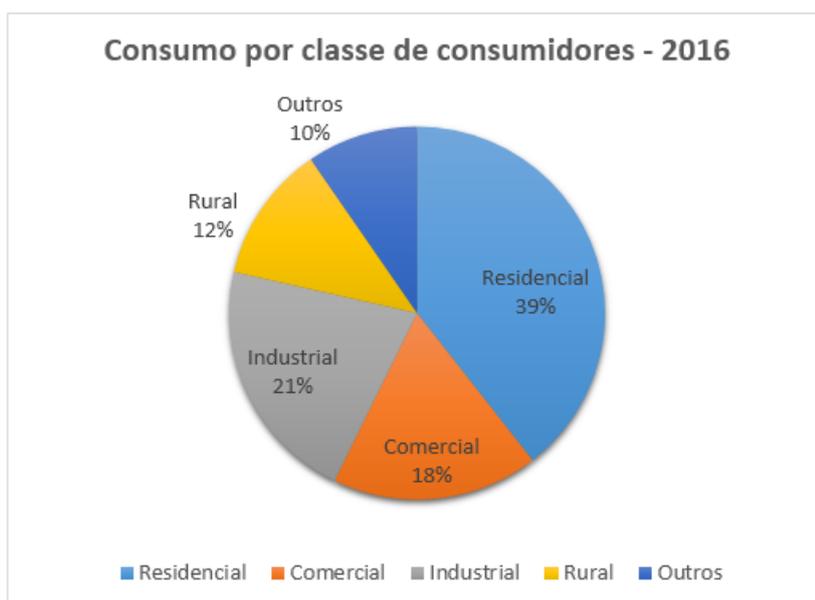
A classe industrial foi a que registrou o pior resultado no fechamento do ano, com redução de 24,3%, reflexo principalmente da retração dos seguintes ramos de atividade: fabricação de produtos de borracha e plástico, com redução de 4,8%, o setor de metalurgia, com redução de 5,0%, e fabricação de produtos alimentícios, com redução de 1,0%.

Seguindo o desempenho da classe industrial, a classe comercial fechou o ano com redução de 5,0%. As classes residencial, rural e permissionárias (suprimento de energia para agentes de distribuição) apresentaram crescimentos de 2,1%, 3,2% e 1,0%, respectivamente, em 2016.

Já os consumidores livres no uso da rede de distribuição apresentaram crescimento de 33,1% em relação a 2015, devido ao grande volume de migrações que ocorreram ao longo de 2016.

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

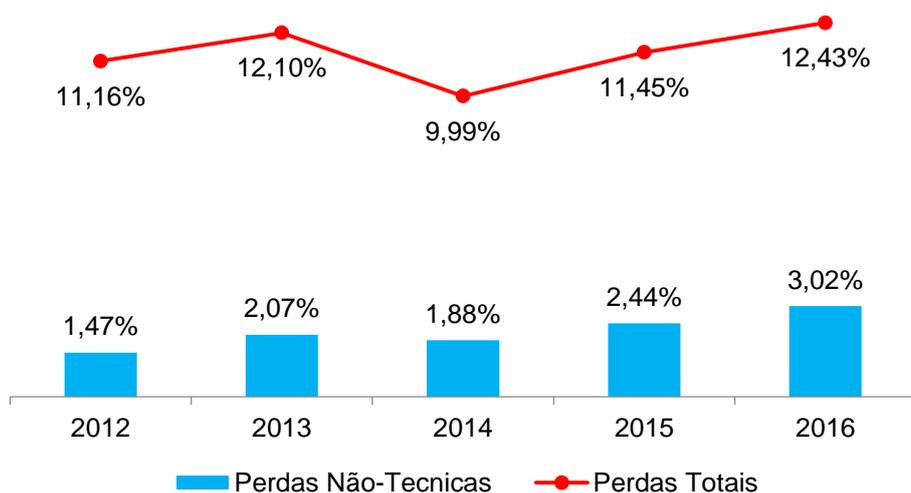
Mercado Atendido - GWh					
	2012	2013	2014	2015	2016
Energia Faturada	8.115	7.925	8.420	7.811	7.376
Fornecimento	7.498	7.309	7.748	7.148	6.706
Residencial	2.416	2.516	2.812	2.594	2.648
Comercial	1.249	1.228	1.340	1.255	1.192
Industrial	2.346	2.086	2.062	1.886	1.429
Rural	854	849	879	772	796
Poderes Públicos	198	197	210	202	205
Iluminação Pública	224	222	221	223	224
Serviço Público	211	211	224	216	213
Suprimento p/ agentes de distribuição	617	616	672	663	670
Uso da Rede de Distribuição	737	1.049	1.108	1.057	1.406
Consumidores Livres/Dist./Ger.	737	1.049	1.108	1.057	1.406
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Total	8.852	8.974	9.528	8.868	8.782
Variação		1,4%	6,2%	-6,9%	-1,0%



Perdas – A RGE Sul tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate as fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2015 e 2016 foram respectivamente 11,45% e 12,43%, 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, 9,96% e 11,01%. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2016 recuperou 167,7 GWh, por intermédio de 54 mil inspeções.

Balço Energético					
Energia Requerida	2012	2013	2014	2015	2016
Venda de Energia	8.118	7.927	8.422	7.814	7.378
Fornecimento	8.046	7.855	8.348	7.748	7.307
Suprimento p/ agentes de distribuição	72	72	74	65	71
Consumidores Livres/Dist./Ger.	767	1.079	1.103	1.023	1.471
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Mercado Atendido	8.885	9.006	9.526	8.837	8.850
Perdas na Rede Básica	198	181	192	207	205
Perdas na Distribuição	918	1.058	865	936	1.052
Perdas Técnicas	771	847	666	693	747
Perdas não Técnicas - PNT	147	212	199	243	305
PNT / Energia Requerida %	1,47%	2,07%	1,88%	2,44%	3,02%
Perdas Totais - PT	1.116	1.240	1.058	1.143	1.256
PT / Energia Requerida %	11,16%	12,10%	9,99%	11,45%	12,43%
Total	10.001	10.246	10.584	9.980	10.106

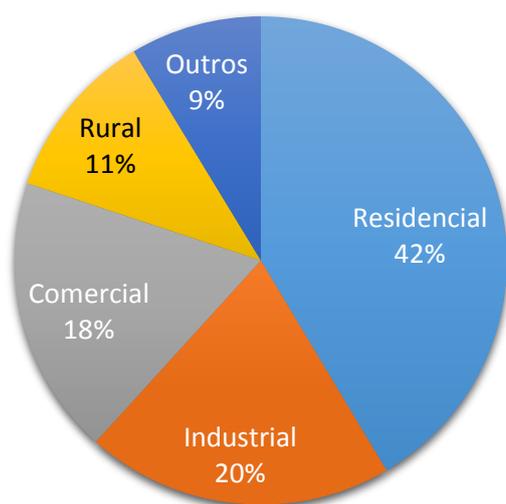


Importante observar que o índice de perdas resultante **não é o utilizado para fins regulatórios** ou **divulgação pública**, devido ao fato de contabilizar as perdas na rede básica. Logo, o índice apresentado neste relatório está mais alto que o regulatório normalmente utilizado, inclusive calculado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

Receita – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 3.086 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2016	2015	%
Residencial	1.279.918	1.238.175	3,37%
Industrial	623.730	813.848	-23,36%
Comercial	568.970	587.090	-3,09%
Rural	346.852	307.657	12,74%
Outros	266.520	267.566	-0,39%
Total	3.085.989	3.214.337	-3,99%

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 0,9% sobre o mesmo mês de 2015, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2016	2015	%
Residencial	1.110.815	1.100.385	0,9%
Industrial	84.153	85.241	-1,3%
Comercial	7.183	7.590	-5,4%
Rural	107.108	104.771	2,2%
Outros	10.229	10.176	0,5%
Total	1.319.488	1.308.163	0,9%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2016, atingiu R\$ 460,16/MWh, com aumento de 2,3% com relação a 2015. Tal variação decorre do efeito do Reajuste Tarifário Anual (RTA), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.059, de 12 de abril de 2016, vigente de 19 de abril de 2016 a 18 de abril de 2017.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	483,44
Industrial	436,62
Comercial	477,50
Rural	435,47
Outros	415,05

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

Tarifa por faixa de consumo	Até 50 kWh	Acima de 50 kWh
Tarifas brutas - R\$	578,79	739,74

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

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

Ano	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
2012	14,10	8,40
2013	14,07	7,39
2014	17,75	8,87
2015	19,11	8,42
2016	19,45	9,41

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 571 municípios, e é dimensionada para cumprir com qualidade e eficiência e presteza, as diretrizes regulatórias vigentes.

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

Como resultado dessa intensa interação com o consumidor e com presença em todos os municípios da área de concessão, no ano de 2016 houve negociação de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de R\$ 7 milhões.

Na RGE Sul, essa estrutura é composta por 20 agências de atendimento, 86 agentes credenciados (rede conveniada) e 142 imobiliárias, responsáveis por 800 mil atendimentos 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).

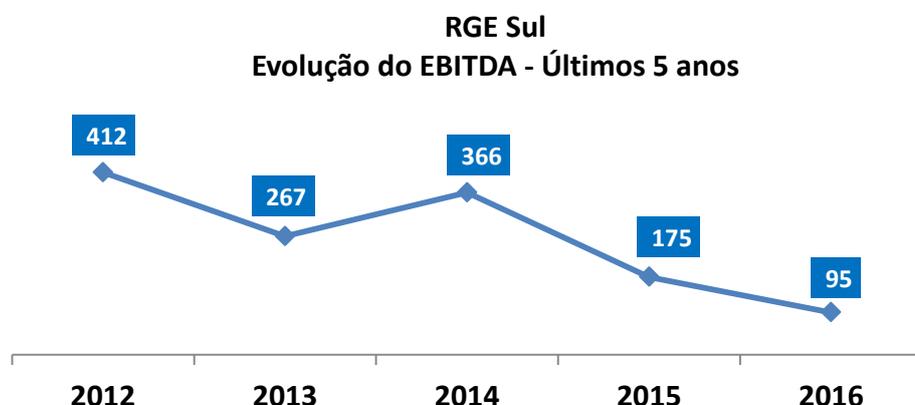
Em 2016, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: **(i)** Seguros corporativos; **(ii)** SSQV - Saúde e Segurança e Qualidade de Vida; **(iii)** Gestão de Medição de Tensão; **(iv)** Solução para desligamento programado (PLD); e **(v)** Atualização tecnológica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

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

Em 2016, a RGE Sul alcançou receita líquida de R\$ 2.497 milhões, uma redução de 15,4% (R\$ 455 milhões), em decorrência principalmente da constituição de um passivo financeiro setorial, em oposição ao ativo financeiro setorial registrado no ano de 2015.

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</i>		
Em R\$ mil	2016	2015
Lucro Líquido	(449.167)	(69.532)
Depreciação e Amortização	150.689	146.861
Resultado Financeiro	197.588	131.847
Impostos sobre o Lucro	196.174	(33.865)
EBITDA	95.284	175.311

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 95 milhões em 2016, uma redução de 45,6% (R\$ 80 milhões) em relação a 2015 e sua evolução pode ser observada conforme gráfico abaixo:



Em 2016, a RGE Sul apurou prejuízo líquido de R\$ 449 milhões, um aumento de 546,0% (R\$ 380 milhões), refletindo principalmente a redução de 45,6% (R\$ 80 milhões) no EBITDA, os aumentos de 49,9% (R\$ 66 milhões) na despesa financeira líquida e de 2,6% (R\$ 4 milhões) nos gastos com depreciação e amortização, e o efeito negativo dos impostos sobre o lucro (R\$ 230 milhões).

Investimentos - Em 2016, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na RGE Sul, totalizaram R\$ 282 milhões, um aumento de 35,5% em relação à 2015. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 1.823 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	194.133	208.071	281.981	350.134	339.633	357.640	384.068	391.781
Transformador de Distribuição	28.459	29.425	37.510	21.539	19.297	19.465	17.992	17.836
Medidor	23.029	22.582	20.048	17.403	28.432	29.245	30.438	31.063
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	33.582	29.714	60.335	62.101	78.749	77.028	75.541	76.128
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	88.851	86.871	106.371	125.179	160.353	152.934	150.854	152.284
Redes Alta Tensão (69 kV)	5.237	8.807	10.658	55.665	10.461	9.580	14.046	34.083
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	-	809	25.723	-	-	3.928	28.153	-
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	1.549	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	184	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	12.832	14.252	6.571	33.249	18.198	15.923	25.766	42.444
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	1.167	6.866	9.448	15.293	-	26.259	18.238	14.819
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	421	88	-	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	371	8.660	3.767	19.706	24.144	23.277	23.041	23.124
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(9.513)	(9.809)	(14.933)	(1.067)	(1.743)	(1.782)	(1.860)	(1.897)
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(9.513)	(9.517)	(7.564)	(1.067)	(1.743)	(1.782)	(1.860)	(1.897)
Outros	-	(293)	(7.369)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	-	(293)	(7.369)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	(293)	(7.369)	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	281.981	350.134	339.633	357.640	384.068	391.781
R\$ Mil	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	
Plano de Investimentos 2015	209.129	277.195	303.895	304.061	337.868	
Diferença	34,8%	26,3%	11,8%	17,6%	13,7%	

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2016 e de 2015 da RGE Sul, é importante ressaltar que as obras previstas no PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição) são orientativas e, devido às variações de mercado ou de outros eventos, podem sofrer deslocamento no tempo e/ou alterações em seus escopos.

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

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

Captações de recursos – Para viabilizar o programa de investimentos do ano de 2016, a RGE Sul emitiu debêntures (R\$ 1.100 milhões).

Valor adicionado – Em 2016, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela RGE Sul foi de R\$ 1.798.478 mil, representando 38% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	226.297	12,6%
Remuneração direta	170.412	9,5%
Benefícios	45.278	2,5%
F.G.T.S.	10.606	0,6%
Impostos, taxas e contribuições	1.650.683	91,8%
Federais	507.396	28,2%
Estaduais	1.142.832	63,5%
Municipais	455	0,0%
Remuneração de capital de terceiros	325.464	18,1%
Juros	302.546	16,8%
Aluguéis	22.918	1,3%
Remuneração de capital próprio	(403.966)	-22,5%
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	-	0,0%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	-	0,0%
Prejuízos retidos	(403.966)	-22,5%
Total	1.798.478	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\$ 4.765.752 mil.

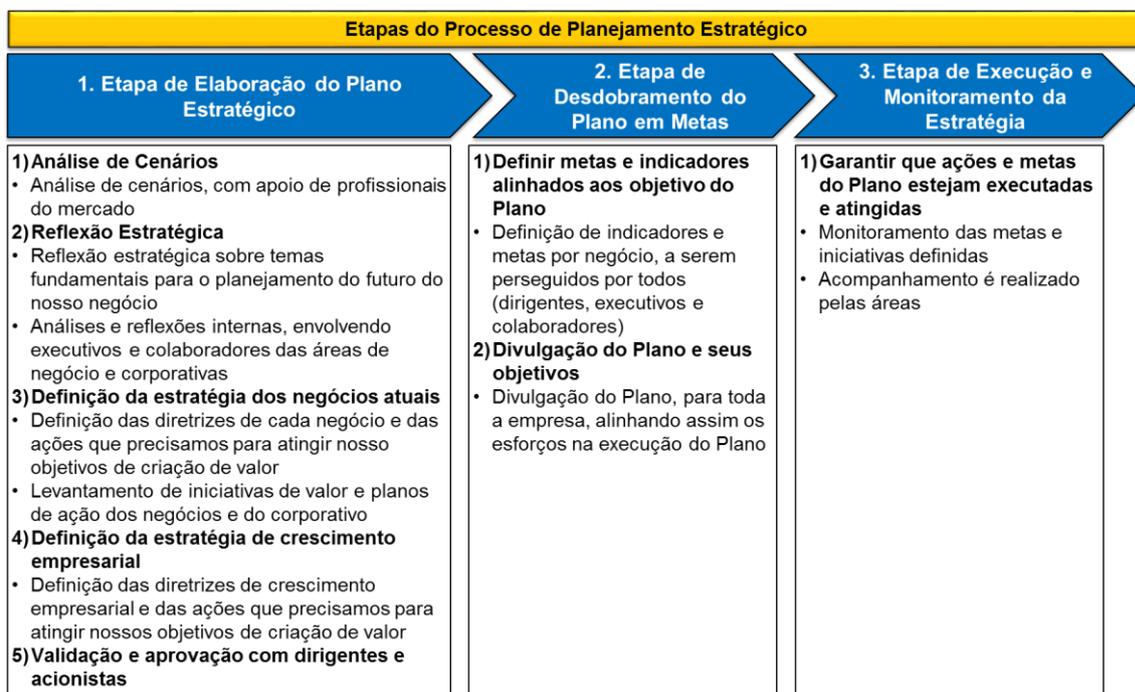
Política de reinvestimento e distribuição de dividendos – O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido, ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações. Conforme a legislação vigente e o Estatuto Social, a ação preferencial dá direito ao recebimento de dividendo 10% maior do que o atribuído a cada ação ordinária, vinculado à existência de lucro.

No exercício de 2016, a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no prejuízo por ação.

Para maiores detalhes, ver o relatório das Demonstrações Financeiras de 2016 em www.cpfl.com.br/ri.

Composição acionária – A RGE Sul é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido indiretamente pela CPFL Energia (por meio da CPFL Jaguariúna). Em 31 de dezembro de 2016, o capital social da RGE Sul era de R\$ 1.386.558 mil, composto por 527.266 ações, sem valor nominal, sendo 404.454 ações ordinárias (77%) e 122.812 ações preferenciais (23%).

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).

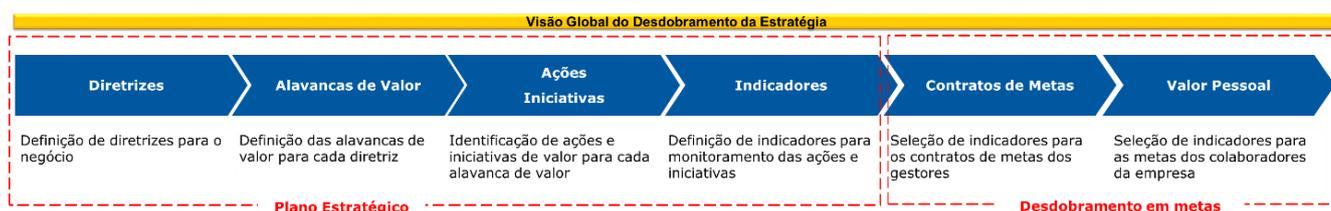


A “Elaboração do Plano Estratégico” ocorre em paralelo ao processo de planejamento orçamentário plurianual, coordenado pela Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores e submetido ao Conselho de Administração.

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 a manutenção das certificações na NBR ISO 9001:2008 e início da integração das práticas corporativas no sistema de gestão da qualidade.

Recursos humanos – Em 2016, a RGE Sul investiu R\$ 2.942 mil em programas de treinamento em programas de formação técnica e desenvolvimento profissional e humano de seus empregados. De modo a manter a RGE Sul a par da evolução nas áreas tecnológica e gerencial e oferecer aos empregados oportunidades de desenvolvimento de suas habilidades e potenciais, o treinamento da RGE Sul passou a operar sob o conceito de "Universidade Corporativa". Dessa forma, a unidade de treinamento está proporcionando, em associação com instituições de ensino, cursos superiores moldados às necessidades e operações da RGE Sul, 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 84.266 participações em treinamentos (cada participação, mesmo que do mesmo funcionário, é computada), representando em 123,45 horas de treinamento por empregado no ano.

Responsabilidade social – Cada vez mais, a RGE Sul 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 na Demonstração Contábil Socioambiental da RGE Sul, publicada em 28 de abril de 2017.

RGE Sul em números

Atendimento	2016	2015	%
Número de consumidores	1.319.488	1.308.163	0,9%
Número de empregados ¹	157	149	5,4%
Número de consumidores por empregado	8.404	8.780	-4,3%
Número de localidades atendidas	118	118	-
Número de agências	20	20	-
Número de postos de atendimento	86	86	-

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

Mercado	2016	2015	%
Área de concessão (Km ²)	99.512	99.512	-
Demanda máxima (MWh/h)	2.068	2.148	-3,7%
Mercado atendido (GWh)	8.782	8.868	-1,0%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.383	2.358	1,1%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	460,16	449,67	2,3%
Residencial	483,44	477,28	1,3%
Comercial	477,50	467,85	2,1%
Industrial	436,62	431,48	1,2%
Rural	435,47	398,46	9,3%
DEC (horas)	19,45	19,11	1,8%
FEC (número de interrupções)	9,41	8,42	11,8%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	310,93	522,21	-40,5%

Operacionais	2016	2015	%
Número de subestações	62	60	3,3%
Linhas de transmissão (Km)	2.058	2.058	-
Linhas de distribuição (Km)	65.552	65.104	0,7%

Financeiros	2016	2015	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	4.765.752	5.193.578	-8,2%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	2.496.808	2.951.494	-15,4%
Resultado da atividade (R\$ mil)	(55.405)	28.450	-294,7%
Margem operacional do serviço líquida (%)	-2,22%	0,96%	-
EBITDA OU LAJIDA	95.284	175.311	-45,6%
Lucro líquido (R\$ mil)	(449.167)	(69.532)	546,0%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	1.363.292	921.625	47,9%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	-32,95%	-7,54%	-
Endividamento (R\$ mil)	1.180.848	1.402.849	-15,8%

Agradecimentos

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

Porto Alegre, 27 de abril de 2017.

A Administração

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

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE Sul” ou “Companhia”), anteriormente denominada AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., 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 alteração da razão social da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária após a conclusão do processo de compra de 100% das ações da Companhia pela CPFL Jaguariúna Participações Ltda. em 31 de outubro de 2016.

A transferência do controle acionário da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. para a CPFL Jaguariúna Participações Ltda. foi anuída pela ANEEL através da Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.016/2016.

O processo de compra e venda do controle acionário da Companhia foi iniciado em 15 de junho de 2016, quando a então controladora AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. firmou Contrato de Compra e Venda de Ações, prevendo a venda da totalidade das ações da Companhia para a CPFL Energia S.A.. Em 14 de julho de 2016, o referido contrato foi aditado, alterando o comprador para CPFL Jaguariúna Participações Ltda., controlada da CPFL Energia S.A..

A conclusão da operação ocorreu após o cumprimento de certas condições precedentes, incluindo, dentre outros, a aprovação da transação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, e pelo consentimento e aprovação dos credores da Companhia e dos acionistas da controladora indireta CPFL Energia S.A., conforme descrito abaixo:

- Através do Parecer nº 204/2016/CGAA5/SGA1/SG, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE aprovou, sem restrições, o ato de concentração entre a Companhia e a CPFL Energia S.A. em 05 de agosto de 2016;
- Em 09 de agosto de 2016, a Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas da CPFL Energia S.A. aprovou a aquisição de 100% do capital social da Companhia;
- Em 06 de setembro, a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.016/2016, anuiu a transferência do controle societário direto da Companhia para a CPFL Jaguariúna Participações Ltda..

O valor de compra acordado, com data base de 31 de dezembro de 2015, foi de R\$ 1.403.000, acrescido de R\$ 295.455, referente ao aumento de capital realizado pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. em 26 de fevereiro de 2016. O valor total pago pela CPFL Jaguariúna Participações Ltda. em 31 de outubro de 2016, ajustado pelas variações de capital de giro e da dívida líquida até a conclusão da transação em 15 de dezembro de 2016, foi de R\$ 1.591.839.

Como parte do processo de reestruturação de longo prazo, em 10 de outubro de 2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a 4ª. emissão de debêntures simples no valor de R\$ 1.100.000, em série única, não conversíveis em ações, para refinanciamento das dívidas da Companhia e reforço de capital de giro. As 110.000 debêntures foram emitidas em 20 de outubro de 2016 com vencimento

final em 20 de outubro de 2020 e remuneração equivalente a 114,5% das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros. As debêntures são da espécie quirografária com garantia adicional, na forma de fiança, outorgada pela controladora indireta CPFL Energia S.A..

O contrato da 4ª. emissão de debêntures impõe algumas cláusulas restritivas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários. Informações adicionais estão apresentadas na nota 14.

A sede da Companhia está localizada na Rua Dona Laura, 320 – 6º e 10º andar, Bairro Rio Branco, Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

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

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia deve passar por processos de Revisão Tarifária a cada 5 anos, e de Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em abril de 2013.

A área de concessão da Companhia contempla 118 municípios do Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo e Santa Maria, atendendo a aproximadamente 1,3 milhões de consumidores (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 excede 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 pela ANEEL e também seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – (“CPC”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas pela ANEEL.

Essas demonstrações regulatórias 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.cpf.com.br) a partir da data estabelecida pelo órgão regulador.

2.2 Base de mensuração

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

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

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

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

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias;
- Nota 8 – Tributos diferidos;
- Nota 9 – Ativos e passivos financeiros setoriais;
- Nota 10 – Outros ativos circulantes (Provisão para créditos de liquidação duvidosa);
- Nota 15 – Benefícios Pós-Emprego;
- Nota 18 – Provisões para litígios;
- Nota 22 – Receita/Ingresso;
- Nota 23 – Custos não gerenciáveis da Parcela A;
- Nota 29 – 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.

2.5 Reapresentação de informações relativas ao exercício de 2015

A Administração da Companhia efetuou reclassificações no balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2015, e na demonstração do resultado e demonstração do fluxo de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, para refletir a apresentação dessas demonstrações financeiras no período corrente. As reclassificações apresentadas a seguir foram efetuadas para adequação do agrupamento e nomenclatura das classes contábeis à estrutura apresentada pela sua controladora. Estas reclassificações não alteraram os saldos do balanço patrimonial, demonstração do resultado e demonstração da mutação do patrimônio líquido.

Balço Patrimonial – Ativo

	<u>31/12/2015</u>		<u>31/12/2015</u>
	<u>Anteriormente</u>	<u>Reclassificações</u>	<u>Reapresentado</u>
	<u>Apresentado</u>		
Ativo			
Ativo Circulante	1.281.053	-	1.281.053
Caixa e Equivalentes de Caixa	22.302	-	22.302
Investimentos de Curto Prazo	58.237	-	58.237
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	598.246	9.489	607.735
Contas a Receber - Acordos	13.076	(13.076)	-
Imposto de Renda e Contribuição Social Compensáveis	5.039	(5.039)	-
Tributos Compensáveis	10.306	5.039	15.345
Almoxarifado Operacional	14.306	-	14.306
Ativos Financeiros Setoriais	466.390	-	466.390
Despesas Pagas Antecipadamente	8.997	-	8.997
Outros Ativos Circulantes	84.154	3.587	87.741
Ativo Não Circulante	3.259.878	-	3.259.878
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	93.398	35.333	128.731
Tributos Compensáveis	14.912	-	14.912
Depósitos Judiciais e Cauções	38.089	-	38.089
Tributos Diferidos	418.817	-	418.817
Contas a Receber - Acordos	35.333	(35.333)	-
Ativos Financeiros Setoriais	122.201	-	122.201
Bens e Direitos para Uso Futuro	4.252	-	4.252
Imobilizado	2.148.051	-	2.148.051
Intangível	31.019	-	31.019
Bens e Atividades não Vinculadas à Concessão	353.806	-	353.806
Total do Ativo	4.540.931	-	4.540.931

Balanço Patrimonial – Passivo

	31/12/2015		31/12/2015
	Anteriormente	Reclassificações	Reapresentado
	Apresentado		
Passivo			
Passivo Circulante	2.751.109	-	2.751.109
Fornecedores	574.774	-	574.774
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	71.264	1.279.369	1.350.633
Debêntures	1.277.833	(1.277.833)	-
Arrendamento financeiro	4.951	(4.951)	-
Subvenções governamentais	1.875	(1.875)	-
Obrigações Sociais e Trabalhistas	30.511	(3.537)	26.974
Tributos	86.099	-	86.099
Provisão para Litígios	22.919	-	22.919
Dividendos Declarados	215.019	-	215.019
Encargos Setoriais	111.183	(177)	111.006
Encargos setoriais - Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	18.994	(18.994)	-
Passivos Financeiros Setoriais	205.670	-	205.670
Outros Passivos Circulantes	130.017	27.998	158.015
Passivo Não Circulante	868.197	-	868.197
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	36.476	15.740	52.216
Arrendamento financeiro	11.094	(11.094)	-
Subvenções governamentais	4.646	(4.646)	-
Benefício Pós-Emprego	29.504	-	29.504
Tributos	32.221	-	32.221
Provisão para Litígios	23.468	-	23.468
Encargos setoriais - Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.556	(26.556)	-
Passivos Financeiros Setoriais	53.127	-	53.127
Dividendos Declarados	412.848	-	412.848
Obrigações sociais e trabalhistas	142	(142)	-
Outros Passivos Não Circulantes	8.358	26.698	35.056
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	229.757	-	229.757
Total do Passivo	3.619.306	-	3.619.306
Patrimônio Líquido			
Capital Social	463.235	-	463.235
Reservas de Capital	5.761	-	5.761
Ajustes de avaliação patrimonial	41.038	(41.038)	-
Outros Resultados Abrangentes	(23.950)	41.038	17.088
Reservas de Lucros	497.772	-	497.772
Prejuízos Acumulados	(54.175)	-	(54.175)
Ações em Tesouraria	(8.056)	-	(8.056)
Total do Patrimônio Líquido	921.625	-	921.625
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	4.540.931	-	4.540.931

Demonstração do Resultado do Exercício

	31/12/2015		31/12/2015
	Anteriormente	Reclassificações	Reapresentado
	Apresentado		
Receita / Ingresso	5.325.923	(132.343)	5.193.580
Fornecimento de Energia Elétrica	2.490.565	15.506	2.506.071
Suprimento de Energia Elétrica	19.744	3	19.747
Energia Elétrica de Curto Prazo	134.666	-	134.666
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	1.918.758	2.363	1.921.121
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	508.166	(147.852)	360.314
Serviços Cobráveis	2.072	-	2.072
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	227.388	-	227.388
Outras Receitas Vinculadas	24.564	(2.363)	22.201
Tributos	(1.340.686)	(15.505)	(1.356.191)
ICMS	(923.428)	-	(923.428)
PIS-PASEP	(74.416)	-	(74.416)
COFINS	(342.842)	(15.505)	(358.347)
Encargos - Parcela "A"	(1.033.742)	147.848	(885.894)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(14.635)	-	(14.635)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(14.635)	-	(14.635)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(664.973)	-	(664.973)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.759)	-	(2.759)
Encargos Consumidor Repasse Recursos a CCRBT	(330.182)	330.182	-
Outros Encargos	(6.558)	(182.334)	(188.892)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	2.951.495	-	2.951.495
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(2.368.523)	-	(2.368.523)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.040.998)	(48.078)	(2.089.076)
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfra	(48.078)	48.078	-
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(279.447)	-	(279.447)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	582.972	-	582.972
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(554.521)	-	(554.521)
Pessoal e Administradores	(152.723)	(4.888)	(157.611)
Entidade de previdência privada	(4.888)	4.888	-
Material	(15.602)	-	(15.602)
Serviços de Terceiros	(127.049)	-	(127.049)
Arrendamento e Aluguéis	(9.755)	105	(9.650)
Seguros	(729)	-	(729)
Doações, Contribuições e Subvenções	(44)	44	-
Provisões	-	(28.716)	(28.716)
Provisões para crédito de liquidação duvidosa, líquida	(11.015)	11.015	-
Provisões para processos judiciais e outros, líquida	(17.701)	17.701	-
Perdas na Alienação de Bens e Direitos	(32.169)	32.169	-
(-) Recuperação de Despesas	847	-	847
Tributos	(1.730)	(46)	(1.776)
Depreciação e Amortização	(146.861)	-	(146.861)
Depreciação	-	(113.440)	(113.440)
Amortização	-	(33.421)	(33.421)
Gastos Diversos	-	(33.865)	(33.865)
Outras Receitas Operacionais	-	1.864	1.864
Outras Despesas Operacionais	(35.102)	(271)	(35.373)
Resultado da Atividade	28.451	-	28.451
Resultado Financeiro	(131.847)	-	(131.847)
Receitas Financeiras	193.518	40.238	233.756
Despesas Financeiras	(292.384)	(73.219)	(365.603)
Variações cambiais, líquidas	(32.981)	32.981	-
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	(103.396)	-	(103.396)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	-	33.865	33.865
Despesa com impostos sobre os lucros - IR/CS	248	(248)	-
Despesa com impostos sobre os lucros - IR/CS diferidos	33.617	(33.617)	-
Resultado Líquido do Exercício	(69.531)	-	(69.531)

Demonstração do Fluxo de Caixa

	31/12/2015		31/12/2015
	Anteriormente	Reclassificações	Reapresentado
	Apresentado		
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Resultado Líquido do Exercício	(69.531)	-	(69.531)
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa			
Amortização	-	33.421	33.421
Depreciação	-	113.440	113.440
Depreciação e amortização	146.861	(146.861)	-
Variações monetárias e cambiais	(6.623)	6.623	-
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	24.089	-	24.089
Imposto de renda e Contribuição social	(33.617)	(248)	(33.865)
Juros e variações monetárias	241.832	(6.657)	235.175
Receita de aplicação financeira em investimentos de curto prazo	(9.756)	9.756	-
Obrigações pós-emprego	4.285	-	4.285
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	11.020	-	11.020
Provisões para litígios	20.002	-	20.002
Ações e opções de ações outorgadas	175	(175)	-
	328.737	9.299	338.036
Redução (aumento) de ativos			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(276.321)	(3.733)	(280.054)
Depósitos vinculados a litígios	-	(4.587)	(4.587)
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	22.735	(22.735)	-
Tributos compensáveis	9.874	22.735	32.609
Almoxarifado	(2.914)	2.914	-
Contas a receber - acordos	(3.733)	3.733	-
Despesas pagas antecipadamente	(2.138)	2.138	-
Ativos financeiros setoriais	(202.539)	(70.824)	(273.363)
Outros ativos operacionais	48.098	(5.377)	42.721
Aumento (redução) de passivos			
Encargos setoriais	118.072	-	118.072
Fornecedores	81.542	-	81.542
Passivos financeiros setoriais	-	70.824	70.824
Obrigações pós-emprego	(8.667)	(8.355)	(17.022)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	(27.515)	27.515	-
Tributos e contribuição social	74.521	(27.515)	47.006
Provisões para litígios	(26.579)	-	(26.579)
Obrigações sociais e trabalhistas	5.050	(5.050)	-
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	-	63.569	63.569
Juros resgatados de investimentos de curto prazo	10.969	(10.969)	-
Custo de transação (prêmio debenturistas)	(5.846)	5.846	-
Outros passivos operacionais	73.593	(83.615)	(10.022)
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	216.939	(34.187)	182.752
Encargos de dívidas pagos	(208.859)	-	(208.859)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(31.900)	27.606	(4.294)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	(23.820)	(6.581)	(30.401)
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Adições do imobilizado e intangível	(240.408)	44.847	(195.561)
Consumidores - Participação financeira	44.847	(44.847)	-
Aplicações em investimento de curto prazo	(2.265.409)	2.265.409	-
Resgates de investimento de curto prazo	2.365.966	(2.365.966)	-
Aplicações/Resgates de cauções e depósitos vinculados	(4.587)	4.587	-
Títulos e valores mobiliários adquiridos	-	325	325
Aplicações e resgates de investimentos de curto prazo	-	102.226	102.226
Caixa líquido (consumido) das atividades de investimento	(99.591)	6.581	(93.010)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento			
Empréstimos e financiamentos obtidos	1.600.000	-	1.600.000
Empréstimos e financiamentos pagos	(1.509.464)	-	(1.509.464)
Aumento de capital	29.999	-	29.999
Custo de empréstimos (custos de transação e prêmios)	(31.185)	31.185	-
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(2.278)	2.278	-
Outros	-	(33.463)	(33.463)
Caixa líquido (consumido) das atividades de financiamento	87.072	-	87.072
Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa	(36.339)	-	(36.339)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA			
No início do exercício	58.641	-	58.641
No fim do exercício	22.302	-	22.302

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:

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. A Companhia não possui ativos financeiros classificados nesta categoria.

- Passivos financeiros

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

i. Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação no curto prazo, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou, (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos, a contrapartida é o resultado.

ii. Outros passivos financeiros (não mensurados pelo valor justo por meio do resultado): são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

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

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

- Capital social

Ações ordinárias e preferenciais são classificadas como capital social no patrimônio líquido. 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 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

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

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

3.4 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 periódico, que no caso da Companhia ocorre a cada cinco anos. Neste processo a Companhia prepara Laudo de Reavaliação que

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

3.7 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 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*.

3.8 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 Dividendos

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.

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 receita não faturada, relativa ao ciclo de faturamento mensal, é apropriada com base em estimativas, considerando a carga consumida durante o período não lido. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento.

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 indireta CPFL Energia S.A..

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

3.14 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 cinco anos, de acordo com cada concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

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

- Parcela A (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela Companhia, classificável como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela B (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa

parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

Em 25 de novembro de 2014, conforme Despacho nº 4.621, a ANEEL aprovou termo aditivo ao contrato de concessão da Companhia, mediante a inclusão de cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, serão objeto de indenização.

Em 10 de dezembro de 2014, a Companhia assinou termo aditivo ao contrato de concessão. Este aditivo inclui cláusula específica que garante que os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, serão objeto de indenização (“componentes tarifários”). Esta mudança contratual assegura a partir da data de sua assinatura, o direito (e impõe a obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro.

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&F BOVESPA S.A e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 29) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Caixa e equivalente de caixa	31/12/2016	31/12/2015
Saldos bancários	25.717	22.302
Aplicações financeiras	120.208	-
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	12.036	-
Certificado de depósito bancário (b)	27.847	-
Fundos de investimento (c)	80.325	-
Total	145.925	22.302
Investimentos de curto prazo	31/12/2016	31/12/2015
Certificado de depósito bancário (b)	-	23.342
Títulos públicos (d)	-	820
Operações compromissadas (e)	-	34.075
Total	-	58.237

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 10% da variação da taxa SELIC.

b) Corresponde a operações de curto prazo em CDB's e debêntures compromissadas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,7% do CDI (95,72% em 2015).

c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos do Grupo CPFL S.A., 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.

d) Corresponde a aplicações em Letras Financeiras do Tesouro - LFT, as quais são remuneradas a 100% da taxa SELIC.

e) Aplicações financeiras em operações compromissadas remuneradas, em média, a 95,72% do CDI para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Correntes a Vencer		Correntes Vencidas				Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos		Total em 31/12/2016	Total em 31/12/2015
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Até 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos		
Fornecimento de Energia	463.326	101.446	13.462	13.245	11.465	(23.880)	86.330	2.375	8.382	(45.166)	630.985	636.791
Residencial	91.365	59.457	7.759	486	23	(8.268)	8.877	1.888	2.467	(6.320)	157.734	145.831
Industrial	8.926	10.018	1.469	3.569	6.245	(6.245)	3.056	95	1.540	(3.452)	25.221	30.723
Comercial	30.196	14.425	2.047	4.181	4.011	(8.192)	22.053	207	1.759	(18.640)	52.047	51.535
Rural	19.355	10.702	499	3.739	1.123	(1.123)	2.041	118	2.057	(3.127)	35.384	22.871
Poderes Públicos	8.686	4.434	1.290	1.212	52	(52)	1.578	3	113	(330)	16.986	17.787
Iluminação Pública	98.365	2.297	384	45	-	-	41.634	64	446	(13.297)	129.938	145.908
Serviço Público	9.545	11	1	-	-	-	7.091	-	-	-	16.648	21.740
Serviço Taxado	176	102	13	13	11	-	-	-	-	-	315	292
Fornecimento Não Faturado	198.704	-	-	-	-	-	-	-	-	-	198.704	206.070
(1) Arrecadação Processo Classif.	(1.992)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.992)	(5.966)
Encargos Tarifários	7.777	4.522	590	582	484	-	-	-	-	-	13.955	11.438
Encargos de Uso da Rede Elétrica	1.191	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.191	228
Suprimento/Encargo Rede Não Faturado	2.120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.120	1.795
Energia Elétrica de Curto Prazo	19.856	-	90.909	-	3.020	(3.020)	-	-	-	-	110.765	86.214
Exposição de Preços Entre Submercados (nota 35)	-	-	-	-	437.800	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para Perda com Créditos Decorrentes de Preços Entre Submercados (nota 35)	-	-	-	-	(437.800)	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	494.270	105.968	14.052	13.827	105.878	(26.900)	86.330	2.375	8.382	(45.166)	759.016	736.466
											Circulante	641.108
											Não Circulante	117.908
												759.016
												607.735
												128.731
												736.466

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros ativos circulantes e não circulantes (nota 10)	Total
Saldo em 31/12/2014	(46.532)	-	(46.532)
Provisão revertida (constituída)	(9.938)	(1.077)	(11.015)
Baixa de contas a receber provisionadas	(2.070)	-	(2.070)
Saldo em 31/12/2015	(58.540)	(1.077)	(59.617)
Provisão revertida (constituída)	(52.235)	(14.418)	(66.653)
Baixa de contas a receber provisionadas	38.709	-	38.709
Saldo em 31/12/2016	(72.066)	(15.495)	(87.561)
Circulante	(44.456)	(15.495)	(59.951)
Não Circulante	(27.610)	-	(27.610)

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

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

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

Parcelamento de débitos de consumidores – Refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores, principalmente órgãos públicos. Parte destes créditos dispõe de garantia de pagamento pelos devedores, principalmente através de repasse de arrecadação de ICMS com interveniência bancária. Com base na melhor estimativa da Administração, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa.

7. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	590	845
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	1.590	3.449
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.263	232
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	5.245	513
ICMS a compensar	7.959	9.921
Outros	192	385
Total	17.839	15.345
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	671	672
ICMS a compensar	16.076	10.493
PIS COFINS a compensar	4.023	3.747
Total	20.770	14.912

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

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

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

8. 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
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	42.564	118.235	101.912	283.045
Bases negativas	42.564	-	101.912	-
Prejuízos fiscais	-	118.235	-	283.045
Diferenças temporariamente indedutíveis	17.074	47.428	11.290	31.369
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	8.863	24.620	3.988	11.078
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	7.881	21.890	5.366	14.904
Perdas atuariais (CPC)	(962)	(2.671)	(612)	(1.699)
Outros	1.292	3.589	2.548	7.086
Diferenças temporariamente indedutíveis - resultado abrangente acumulado	3.727	10.352	(2.329)	(6.470)
Reavaliação regulatória compulsória	(3.969)	(11.026)	(5.596)	(15.545)
Perdas atuariais (CPC)	7.696	21.378	3.267	9.075
Total	63.365	176.015	110.873	307.944

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

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

	2016		2015	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	(252.993)	(252.993)	(103.396)	(103.396)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	8.635	8.635	3.277	3.277
Base de cálculo	(244.358)	(244.358)	(100.119)	(100.119)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Imposto de renda e contribuição social no resultado	21.992	61.089	9.011	25.030
Crédito/(Débito) fiscal constituído, líquido	(74.070)	(205.739)	-	-
Ajuste diferido no resultado regulatório	138	383	63	175
Ajustes de bases anteriores - outros	8	24	(115)	(299)
Total	(51.932)	(144.242)	8.959	24.906

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	49.224	49.224	(5.413)	(5.413)
Ajuste de avaliação patrimonial	18.075	18.075	(43.274)	(43.274)
Base de cálculo	67.299	67.299	(48.687)	(48.687)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(6.057)	(16.825)	4.382	12.172

9. 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	Transferências	Saldo em 31/12/2016	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	469.188	(58.451)	(343.093)	43.084	-	110.728	97.828	12.900
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	26.341	(46.003)	(38.507)	12.786	-	(45.383)	(45.383)	-
Custo de Energia Itaipu	267.448	-	(177.273)	16.501	-	106.676	106.676	-
Proinfa	15	4.936	(4.304)	481	-	1.128	1.128	-
Transporte de Rede Básica	14.830	8.278	(11.799)	56	-	11.366	8.695	2.670
Transporte de Energia - Itaipu	3.288	1.684	(2.721)	418	-	2.669	2.306	363
ESS/EER	-	132	-	(132)	-	-	-	-
CDE	157.267	(27.479)	(108.488)	12.973	-	34.272	24.405	9.867
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	119.403	53.344	(79.169)	111	(1.561)	92.129	75.547	16.582
Neutralidade da Parcela A	89.127	39.248	(59.331)	2.196	(1.561)	69.679	57.169	12.510
Sobrecontratação de Energia	27.741	8.095	(12.569)	(2.923)	-	20.344	16.272	4.072
Outros	2.536	6.002	(7.269)	838	-	2.106	2.106	-
Total Ativos Financeiros Setoriais	588.591	(5.107)	(422.262)	43.196	(1.561)	202.857	173.375	29.482

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	Transferências	Saldo em 31/12/2016	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva (a)	(94.355)	(232.905)	94.575	(21.981)	-	(254.666)	(196.985)	(57.681)
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	-	(96.259)	3.362	(10.609)	-	(103.505)	(77.629)	(25.876)
Custo de Energia Itaipu	-	(361)	-	80	-	(281)	(211)	(70)
Proinfa	(65)	(4)	64	1	-	(5)	(5)	-
Transporte de Rede Básica	-	38	-	(38)	-	-	-	-
ESS/EER	(94.289)	(88.847)	91.149	(8.526)	-	(100.513)	(81.370)	(19.144)
CDE	-	(47.471)	-	(2.890)	-	(50.362)	(37.771)	(12.590)
CCC	-	-	-	-	-	-	-	-
CFURH	-	-	-	-	-	-	-	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	(164.442)	(49.228)	153.102	(18.261)	1.561	(77.269)	(72.019)	(5.250)
Neutralidade da Parcela A	-	(1.510)	-	(50)	1.561	-	-	-
Sobrecontratação de Energia	-	(29.208)	12.984	(1.168)	-	(17.393)	(14.178)	(3.215)
Outros Componentes Financeiros	(164.442)	(18.510)	140.118	(17.043)	-	(59.877)	(57.841)	(2.036)
Total Passivos Financeiros Setoriais	(258.797)	(282.133)	247.677	(40.242)	1.561	(331.935)	(269.004)	(62.931)

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

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

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

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

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

Os itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela - CVA” são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, no período de 19 de abril de 2015 a 18 de abril 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 19 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 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.

ii) Sobrecontratação

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

iii) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à (i) Liminar Abrace conforme Despacho nº 1.576/2016; (ii) Fator X: repasse de ganho de produtividade estimados da concessionária decorrente do crescimento de mercado e do aumento do consumo de clientes existentes, os quais foram calculados na Revisão Tarifária em 2013 e estão sendo repassados no decorrer do ciclo tarifário atual e (iii) componentes financeiros concedidos para compensar eventuais recálculos de processos tarifários pela ANEEL, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores.

10. OUTROS ATIVOS CIRCULANTES

	Circulante	
	31/12/2016	31/12/2015
Adiantamentos - fornecedores	159	1.317
Cauções, fundos e depósitos vinculados	1.386	290
Convênios de arrecadação	456	408
Ressarcimento geradoras	7.611	4.254
Contas a receber - Eletrobrás	45.952	55.013
Adiantamentos a funcionários	1.318	1.235
Desativação em curso	12.142	9.423
Arrendamentos, alugueis de postes e outras receitas	17.464	15.985
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(15.495)	(1.077)
Outros	1.665	893
Total	72.658	87.741

11. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado e intangível é como segue:

	2016			2015	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação e amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Imobilizado e Intangível					
Em serviço					
Distribuição	4,01%	4.043.318	(1.947.673)	2.095.645	1.945.115
Custo histórico		3.241.103	(1.194.249)	2.046.854	1.878.048
Reavaliação		802.215	(753.424)	48.791	67.067
Administração	8,82%	137.786	(120.079)	17.707	21.037
Custo histórico		90.009	(72.821)	17.188	20.273
Reavaliação		47.777	(47.258)	519	764
Total em Serviço		4.181.104	(2.067.752)	2.113.352	1.966.152
Em curso		227.525	-	227.525	212.918
Distribuição		215.209	-	215.209	207.612
Administração		12.316	-	12.316	5.306
Total em curso		227.525	-	227.525	212.918
		4.408.629	(2.067.752)	2.340.877	2.179.070
Imobilizado				2.303.855	2.148.051
Intangível				37.022	31.019

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor bruto em 31/12/2015	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros	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	3.839.688	14.265	(62.177)	286.500	(61.941)	3.985	4.020.318	238.587	(1.938.373)	2.081.945	1.931.639
Terrenos	15.411	-	-	-	-	-	15.411	-	-	15.411	15.411
Edificações, obras civis e benfeitorias	59.638	-	-	2.068	-	-	61.706	2.068	(34.795)	26.911	26.508
Máquinas e equipamentos	3.707.187	6.095	(62.120)	261.346	(61.941)	3.985	3.854.551	205.321	(1.848.493)	2.006.058	1.877.222
Veículos	36.483	8.170	(57)	22.862	-	-	67.458	30.975	(36.960)	30.498	9.280
Móveis e utensílios	20.969	-	-	223	-	-	21.193	223	(18.125)	3.068	3.218
Administração	33.189	-	(117)	971	(19)	-	34.025	854	(22.899)	11.126	11.900
Edificações, obras civis e benfeitorias	3.370	-	-	-	-	-	3.370	-	(1.315)	2.055	2.167
Máquinas e equipamentos	21.544	-	-	942	-	-	22.486	942	(15.297)	7.188	7.321
Veículos	3.223	-	(117)	-	(19)	-	3.088	(117)	(2.379)	708	1.034
Móveis e utensílios	5.052	-	-	29	-	-	5.081	29	(3.907)	1.174	1.378
Subtotal	3.872.877	14.265	(62.294)	287.470	(61.960)	3.985	4.054.343	239.441	(1.961.272)	2.093.071	1.943.539
Ativo Imobilizado em Curso	Valor bruto em 31/12/2015	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros	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	202.900	302.125	-	(286.500)	-	(8.760)	209.765	15.625	-	209.765	202.900
Máquinas e equipamentos	133.382	169.800	-	(281.989)	-	115.369	136.561	(112.189)	-	136.561	133.382
Outros	69.518	132.326	-	(4.511)	-	(124.129)	73.204	127.815	-	73.204	69.518
Administração	1.611	379	-	(971)	-	-	1.019	(592)	-	1.019	1.611
Máquinas e equipamentos	1.618	293	-	(942)	-	-	969	(649)	-	969	1.618
Outros	(7)	86	-	(29)	-	-	50	57	-	50	(7)
Subtotal	204.511	302.504	-	(287.470)	-	(8.760)	210.784	15.034	-	210.784	204.511
Total do Ativo Imobilizado	4.077.388	316.768	(62.294)	-	(61.960)	(4.776)	4.265.127	254.475	(1.961.272)	2.303.855	2.148.050

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

Adições do Ativo Imobilizado em Curso	Material / equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Juros capitalizados	Outros Gastos	Total
Imobilizado em Curso						
Intangível	1.806	9.503	-	-	-	11.309
Terrenos	3.648	829	-	-	-	4.477
Edificações, obras civis e benfeitorias	52	233	31	1	-	317
Máquinas e equipamentos	10.931	90.178	52.603	3.996	12.715	170.422
Veículos	842	-	-	-	-	842
Móveis e utensílios	321	42	-	-	-	363
Outros - Estoque						
Transformação, fabricação e reparo de materiais	24.379	-	-	-	-	24.379
Material em depósito	96.816	-	-	-	-	96.816
Compras em andamento	6.715	-	-	-	-	6.715
Adiantamentos a fornecedores	-	-	-	-	(2.168)	(2.168)
Depósitos judiciais	-	-	-	-	24	24
Total do imobilizado em curso	145.510	100.784	52.634	3.996	10.571	313.495

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

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor bruto em 31/12/2015	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros	Valor bruto em 31/12/2016	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
ALS Bruto	3.707.187	6.095	(62.120)	261.346	(61.941)	3.985	3.854.552	205.321
Transformador de distribuição	549.097	-	(14.721)	37.510	(23.122)	-	548.764	22.789
Medidor	344.756	-	(6.542)	20.048	(672)	-	357.590	13.507
Redes baixa tensão (< 2,3 KV)	633.855	-	(9.352)	60.335	(11.010)	-	673.828	50.983
Redes média tensão (2,3 KV a 44 KV)	1.329.793	-	(23.753)	106.371	(24.149)	-	1.388.261	82.618
Redes alta tensão (69 KV)	311.346	-	(1.274)	10.658	236	-	320.966	9.384
Redes alta tensão (88 KV a 138 KV)	39.690	-	-	25.723	-	-	65.413	25.723
Redes alta tensão (>= 230 KV)	7.185	-	-	1.549	-	-	8.734	1.549
Subestações média tensão (primário 30 KV a 44 KV)	16	-	-	-	-	-	16	-
Subestações alta tensão (primário 69 KV)	284.792	-	(3.042)	6.571	(4.577)	-	283.744	3.529
Subestações alta tensão (primário 88 KV a 138 KV)	91.438	-	(2.941)	9.448	1.427	-	99.372	6.507
Subestações alta tensão (primário >= a 230 KV)	7.970	-	-	-	-	-	7.970	-
Demais máquinas e equipamentos	107.249	6.095	(496)	(16.868)	(73)	3.985	99.893	(11.269)
Obrigações Especiais em Serviço Bruto	(211.078)	(14.935)	-	-	-	-	(226.013)	(14.935)
Participações, doações, subvenções, PEE, P&D, universalização	(198.333)	(7.564)	-	-	-	-	(205.897)	(7.564)
Outros	(12.745)	(7.371)	-	-	-	-	(20.116)	(7.371)

A composição do intangível é como segue:

	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições (A)	Transferências (C)	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2016	Valor Líquido em 31/12/2015
Intangível em Serviço								
Distribuição	21.628	-	1.371	22.999	1.371	(9.300)	13.699	13.476
Serviços	11.431	-	-	11.431	-	(314)	11.117	11.117
Softwares	10.197	-	1.371	11.568	1.371	(8.986)	2.582	2.359
Administração	102.477	-	1.293	103.770	1.293	(97.180)	6.589	9.137
Serviços	1.582	-	-	1.582	-	-	1.582	1.582
Softwares	100.895	-	1.293	102.188	1.293	(97.180)	5.007	7.555
Subtotal	124.105	-	2.663	126.768	2.663	(106.480)	20.288	22.613
Intangível em Curso								
Distribuição	4.713	2.114	(1.377)	5.450	737	-	5.450	4.713
Serviços	4.562	173	(6)	4.729	167	-	4.729	4.562
Outros	151	1.941	(1.371)	721	570	-	721	151
Administração	3.694	8.877	(1.286)	11.285	7.591	-	11.285	3.694
Outros	3.694	8.877	(1.286)	11.285	7.591	-	11.285	3.694
Subtotal	8.407	10.991	(2.663)	16.735	8.328	-	16.735	8.407
Total do Ativo Intangível	132.512	10.991	-	143.503	10.991	(106.480)	37.023	31.020

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

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

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

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

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u> <u>Reclassificado</u>
Aquisição de direito de concessão	802.164	802.164
Amortização	(494.183)	(465.753)
Intangível Não Vinculado à Concessão	307.981	336.411
Propriedade para investimento - Imobilizado	16.849	16.790
Benfeitoria em propriedade de terceiros	1.050	605
Total	325.880	353.806

13. FORNECEDORES

	31/12/2016	31/12/2015
Circulante		
Encargos de uso da rede elétrica	45.562	62.017
Suprimento de Energia Elétrica	330.081	458.522
Materiais e serviços	66.469	54.235
Total	442.112	574.774
Não circulante		
Suprimento de energia elétrica (*)	129.148	-
Total	129.148	-

(*) Refere-se à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 35).

14. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

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

	Encargos		Principal		Total em 31/12/2016	Total em 31/12/2015
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante		
Empréstimos e financiamentos	36	-	19.812	47.180	67.028	125.016
Debêntures	27.447	-	-	1.086.373	1.113.820	1.277.833
Total	27.483	-	19.812	1.133.553	1.180.848	1.402.849
Circulante					47.295	1.350.633
Não circulante					1.133.553	52.216

14.1 Encargos de Dívidas, Empréstimos e Financiamentos

	Remuneração a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2016			31/12/2015 Reclassificado		
				Encargos - circulante	Principal Circulante	Não circulante	Encargos - circulante	Principal Circulante	Não circulante
Mensuradas ao custo									
Moeda nacional									
BNDES									
FINAME 6701	Pré fixado 10%	54 parcelas mensais a partir de março de 2012	Alienação fiduciária de equipamentos	-	-	-	1	282	-
FINAME 7301/7302	Pré fixado 0,7%	36 parcelas mensais a partir de setembro de 2013	Fiança bancária	-	-	-	3	682	-
Instituições Financeiras									
CCB Safra	CDI + 2,4%	6 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2016	-	-	-	-	218	49.673	-
Outros									
Eletrobrás - Luz para todos 035/2004	Pré fixado 5%	120 parcelas mensais a partir de julho de 2007	Recebíveis	-	94	-	-	187	94
Eletrobrás - Luz para todos	Pré fixado 5%	parcelas mensais a partir de dezembro de 2008 a março de 2023	Fiança bancária	-	7.751	21.096	-	8.113	28.847
FINEP - 02.11.0364-00	Pré fixado 5%	81 parcelas mensais a partir de setembro de 2013	Fiança bancária	16	2.539	5.768	22	2.618	8.307
FINEP - 02.13.0257-00	TJLP	73 parcelas mensais a partir de maio de 2016	Fiança bancária	20	1.730	6.896	22	1.297	8.520
Eletrobrás - Financiamento - 2754/2009	Pré fixado 5%	60 parcelas mensais a partir de setembro de 2011	Fiança bancária	-	-	-	-	6.606	-
Arrendamento Mercantil	14%	130 meses a partir de dezembro 2015	-	-	9.179	16.585	-	4.951	11.094
Total moeda nacional - mensuradas ao custo				36	21.293	50.345	266	74.409	56.862
Subvenção governamental				-	(1.481)	(3.165)	-	(1.875)	(4.646)
Total				36	19.812	47.180	266	72.534	52.216

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

Ano de vencimento	
2018	14.806
2019	14.185
2020	9.699
2021	6.827
2022	1.546
2023	117
Total	47.180

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira 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	10,48	6,41
CDI	13,63	13,18	-	38,44
Pré-fixado	5,00	5,08	89,52	55,15
			100,00	100,00

14.2 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	Principal Circulante	Principal Não circulante	Encargos - circulante	Principal Circulante	Principal Não circulante
2ª Emissão - Série Única - AESS12	29.000	CDI + 1,25%	CDI + 1,72%	02 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2017	-	-	-	16.075	290.000	-	
3ª Emissão - 1ª Série AESL13	10.000	CDI + 2,40%	CDI + 8,92%	Parcela única em março de 2016	Penhor de ações e Recebíveis	-	-	4.104	100.000	-	
3ª Emissão - 2ª a 4ª S. AESL23, 33 e 43	85.000	CDI + 4,75%	CDI + 6,32%	05 Parcelas semestrais a partir de março de 2016	Penhor de ações e Recebíveis	-	-	40.082	850.000	-	
4ª Emissão - Série Única - AESL14	110.000	114,50% do CDI		02 Parcelas anuais a partir de outubro de 2019	Fiança da CPFL Energia	32.058	-	1.100.000	-	-	
Gastos com Emissão (*)						(4.611)	(13.627)	(22.428)			
						27.447	-	1.086.373	37.833	1.240.000	

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

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

Ano de vencimento	
2019	539.053
2020	547.320
Total	1.086.373

Adições no exercício

Em outubro de 2016 ocorreu a 4ª emissão de debentures no montante de R\$1.100.000, tendo um gasto de emissão de R\$19.027. Os custos com emissão das debêntures são apropriados ao resultado do exercício pelo prazo da dívida, através do método do custo amortizado, com base na taxa efetiva de juros. Os juros serão pagos semestralmente, e o principal em 2 (duas) parcelas no montante de R\$550.000 cada. Os recursos foram para o refinanciamento da 3ª emissão de debentures e reforço do capital de giro da Companhia.

Condições restritivas

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da garantidora (controladora indireta CPFL Energia S.A.) 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* na garantidora CPFL Energia S.A., leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto, com base na participação societária detida pela garantidora naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

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

Em função da mudança do controle acionário da controladora indireta CPFL Energia S.A., efetivada em janeiro de 2017 (nota 36), foi negociado previamente com os credores 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 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.

14.3 Composição do Endividamento e Dívida Líquida

	Encargos Circulante e Não Circulante	Principal		Total em 31/12/2016	Total em 31/12/2015
		Circulante	Não Circulante		
Dívida Bruta	27.483	19.812	1.133.553	1.180.848	1.402.849
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	36	19.812	47.180	67.028	125.016
Debêntures	27.447	-	1.086.373	1.113.820	1.277.833
Gastos com Captação				-	
Dívida Líquida	27.483	19.812	1.133.553	1.180.848	1.402.849

15. BENEFICIO PÓS-EMPREGO

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

15.1 – Características

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

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

Ao final do exercício de 2016 a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial dos planos adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

15.2 - Movimentações do plano de benefício definido

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	480.081	379.252
Valor justo dos ativos do plano	(405.251)	(349.748)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	<u>74.830</u>	<u>29.504</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	372.898	(341.798)
Custo do serviço corrente bruto	1.286	-
Rendimento esperado no ano	-	(36.355)
Juros sobre obrigação atuarial	39.353	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	1.049	(1.049)
Contribuições de patrocinadoras	-	(8.667)
Perda (ganho) atuarial	-	10.311
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas demográficas	1.677	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(42.885)	-
Perda (ganho) atuarial: efeito da experiência do plano	33.684	-
Benefícios pagos no ano	(27.810)	27.810
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2015	379.252	(349.748)
Custo do serviço corrente bruto	1.406	-
Rendimento esperado no ano	-	(41.273)
Juros sobre obrigação atuarial	46.299	-
Contribuições de participantes vertidas no ano	1.114	(1.114)
Contribuições de patrocinadoras	-	(10.330)
Perda (ganho) atuarial	-	(36.326)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas demográficas	4.003	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	67.105	-
Perda (ganho) atuarial: efeito da experiência do plano	14.442	-
Benefícios pagos no ano	(33.540)	33.540
Valor presente das obrigações atuariais (valor justo dos ativos do plano) em 31/12/2016	<u>480.081</u>	<u>(405.251)</u>

15.3 - 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	29.504	31.099
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	6.432	4.285
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(10.330)	(8.667)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	4.003	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	45.221	2.787
Passivo atuarial líquido no final do exercício	74.830	29.504

15.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2017 estão estimadas no montante de R\$ 9.053. Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação CEEE de Seguridade Social nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

Ano de pagamento	
2017	33.377
2018	35.368
2019	37.554
2020	39.607
2021-2026	<u>285.256</u>
Total	<u>431.162</u>

Em 31 de dezembro de 2016, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 10,6 anos.

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

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

	<u>2017</u> <u>estimadas</u>	<u>2016</u> <u>realizadas</u>	<u>2015</u> <u>realizadas</u>
Custo do serviço	2.153	1.406	1.286
Juros sobre obrigações atuariais	50.927	46.299	39.353
Rendimento esperado dos ativos do plano	(43.258)	(41.273)	(36.354)
Total da despesa	<u>9.822</u>	<u>6.432</u>	<u>4.285</u>

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.	12,08% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,29% a.a.	6,59% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	5,0% a.a.	4,5% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima)	5,0% a.a.	4,5% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	AT-83	AT-83
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light Média	Light Média
Taxa de rotatividade esperada	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

15.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2016 e 2015, administrados pela Fundação CEEE de Seguridade Social. 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:

	Cotadas em mercado ativo		Não cotadas em mercado ativo	
	2016	2015	2016	2015
Renda fixa	74%	72%	-	-
Títulos públicos federais	60%	57%	-	-
Títulos privados (instituições financeiras)	8%	4%	-	-
Títulos privados (instituições não financeiras)	4%	5%	-	-
Fundos de investimento multimercado	3%	6%	-	-
Renda variável	16%	14%	-	-
Fundos de investimento em ações	16%	14%	-	-
Investimentos estruturados	8%	11%	-	-
Fundos de participação	7%	10%	-	-
Fundos imobiliários	1%	1%	-	-
Cotados em mercado ativo	98%	97%	-	-
Imóveis	-	-	1%	1%
Operações com participantes	-	-	2%	2%
Não cotados em mercado ativo	-	-	2%	3%

	Meta para 2017
Renda Fixa	78,0%
Renda variável	16,0%
Imóveis	1,0%
Empréstimos e financiamentos	2,0%
Investimentos estruturados	3,0%
	100,0%

A meta de alocação para 2017 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CEEE, 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 CEEE 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.

15.7 - Análise de sensibilidade:

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

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

· Se a taxa de desconto fosse elevada (reduzida) em 0,25 pontos percentuais, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 12.346 (aumento de R\$ 12.933).

· Se a tábua de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 8.549 (aumento de R\$ 8.299).

15.8 - Risco de investimento:

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

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

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

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

16. ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante	
	31/12/2016	31/12/2015
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	245	242
Conta de desenvolvimento energético - CDE	44.102	66.706
Bandeiras tarifárias e outros	7.478	44.058
Total	51.825	111.006

Conta de desenvolvimento energético – CDE – Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2016 no montante de R\$ 28.617 (R\$ 52.068 em 31 de dezembro de 2015), (ii) quota destinada à devolução do aporte CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 15.485 (R\$ 14.638 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\$ 263.114 (R\$ 217.646 no exercício de 2015).

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

17. TRIBUTOS

	31/12/2016	31/12/2015
Circulante		
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	37.915	31.193
Imposto sobre circulação de mercadorias - parcelamento	-	20.526
Programa de integração social - PIS	5.925	3.600
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	21.399	16.581
PIS/COFINS parcelamento (a)	9.507	8.405
Outros	7.217	5.794
Total	81.963	86.099
Não circulante		
PIS/COFINS parcelamento (a)	26.814	32.221
Total	26.814	32.221

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

O pagamento do parcelamento será feito em 60 (sessenta) parcelas mensais e consecutivas, com incidência de juros (i) Selic, acumulados mensalmente, calculados a partir da data do deferimento até o mês anterior ao do pagamento, e de (ii) 1% relativo ao mês em que o pagamento estiver sendo efetuado, conforme artigo 13 da Lei 10.522 de julho de 2002. Até 31 de dezembro de 2016 foram liquidadas 14 parcelas e realizada a compensação parcial da parcela 60, no montante de R\$ 10.409.

18. PROVISÃO PARA LITÍGIOS

	31/12/2016		31/12/2015	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	Depósitos judiciais
Trabalhistas	28.148	29.942	24.051	33.344
Cíveis	12.267	6.637	12.948	4.386
Fiscais	14.290	12.244	8.230	15
Regulatórios	31.517	-	621	-
Outros	497	228	537	344
Total	86.719	49.051	46.387	38.089
Circulante	53.729	-	22.919	-
Não circulante	32.990	49.051	23.468	38.089

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	24.051	12.667	(90)	(13.090)	4.610	28.148
Cíveis	12.948	16.963	(2.291)	(13.548)	(1.804)	12.268
Fiscais	8.230	5.442	(243)	2	859	14.290
Regulatórios	621	26.927	-	(643)	4.612	31.517
Outros	537	12	(42)	(11)	-	496
Total	46.387	62.011	(2.666)	(27.290)	8.277	86.719

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

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

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

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

Fiscais: A Companhia possui processos fiscais relativos ao Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISSQN, COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, cuja discussão é mantida em âmbito administrativo, pré-judicial.

PIS/COFINS sobre receitas financeiras - A Companhia está discutindo judicialmente os efeitos do Decreto 8.426/15 que trata da tributação de PIS/COFINS sobre receitas financeiras a partir de 01 de julho de 2015. Em 01 de agosto de 2015, a Companhia obteve liminar suspendendo os pagamentos relacionados ao referido Decreto. Em 12 de abril de 2016 foi proferida sentença desfavorável à Companhia, revogando a liminar então concedida e, a partir dessa data, a Companhia passou a depositar em juízo os valores apurados mensalmente.

Regulatórios:

Auto de Infração nº 0001/2015 (AGERGS-SFE) - A Companhia recebeu, em 02 de junho de 2015 o Auto de Infração nº 0001/2015- AGERGS-SFE – TN 0008/2014, em virtude não conformidades na apuração de indicadores de continuidade individuais e coletivos para o ano de 2013, no montante de R\$ 21.683. A Companhia manifestou-se tempestivamente sobre o AI em 15 de junho de 2015 e aguarda pela análise do recurso apresentado. Durante o exercício de 2016, com base em parecer atualizado de seus consultores jurídicos, a Companhia provisionou o montante referente às não conformidades com prognóstico de perda provável, cujo valor atualizado até 31 de dezembro de 2016 corresponde a R\$ 18.146.

Termo de Notificação nº 0017/2015 (AGERGS) - A Companhia recebeu em 10 de dezembro de 2015 o Termo de Notificação nº 0017/2015 – AGERGS - Auto de Infração 0008/2016 – ANEEL referente à Fiscalização Comercial Periódica ocorrida no período de 19 a 23 de outubro de 2015, em relação aos processos comerciais da Distribuidora no ano de 2014, resultando em 11 constatações, 14 não conformidades, 01 recomendação e 01 determinação. Importante destacar que das 14 não conformidades, 4 foram canceladas, 3 resultaram em advertências e 7 foram mantidas. Em 25 de abril de 2016 a Companhia protocolou recurso que ainda está pendente de julgamento. O valor provisionado em até 31 de dezembro de 2016 monta em R\$ 3.651.

Auto de Infração nº 0006/2016 (AGERGS) - A Companhia recebeu em 30 de março de 2016 o Auto de Infração nº 0006/2016- AGERGS-SFE – TN 0009/2015, referente aos indicadores de continuidade individuais para o ano de 2014, no montante de R\$ 9.007. A Companhia manifestou-se tempestivamente e aguarda pela análise do recurso apresentado. Com base em parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia provisionou o montante referente às não conformidades com prognóstico de perda provável, cujo valor atualizado até 31 de dezembro de 2016 corresponde a R\$ 7.012.

A Companhia está envolvida em outros processos regulatórios, para os quais está provisionando o montante que atualizado até 31 de dezembro de 2016 corresponde a R\$ 2.708. Estes processos referem-se a Autos de Infração da AGERGS - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS.

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

Perdas possíveis: A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis, devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por esse 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>
Cíveis	171.243	145.269	Danos pessoais, impactos ambientais, majoração tarifária e e outros
Fiscais	20.752	21.727	Débitos fiscais de ICMS e processos administrativos impostos federais
Regulatórias	16.691	31.052	Processos de fiscalizações técnicas e comerciais e outros
Total	<u>208.686</u>	<u>198.048</u>	

Processos cíveis relevantes:

A empresa Transformadores São Miguel, prestadora de serviço de instalação e manutenção de redes elétricas, ajuizou ação em face da Companhia, requerendo a indenização de R\$ 24.300, atualizado até 31 de dezembro de 2016, sob a alegação de que, para fazer frente à expectativa de obras a serem realizadas durante a execução do contrato firmado com a Companhia, realizou grandes investimentos em pessoal e equipamentos. Porém, segundo a empresa, durante o curso do contrato não houve a confirmação das expectativas de volume de obras, gerando prejuízo de receitas e o conseqüente encerramento das atividades da empresa. O caso encontra-se no início da fase de instrução.

A Companhia e a AES Florestal estão envolvidas em um único caso relativo a passivos ambientais, localizado em uma Unidade de Tratamento de Madeira (UTM). Durante o período em que esteve na posse da Unidade de Tratamento de Madeira (UTM) de Barreto, no município de Triunfo - RS, identificou-se a existência de passivo ambiental na área da Fábrica, relativo à época em que a CEEE havia operado a UTM, decorrente de produtos químicos usados no processo produtivo.

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

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

Processos fiscais relevantes:

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

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

Processos trabalhistas relevantes:

No tocante às contingências trabalhistas, a Companhia informa que há discussão a respeito da possibilidade de alteração do índice de correção adotado pela Justiça do Trabalho. Atualmente

há decisão do STF que suspende a alteração levada a efeito pelo TST, a qual pretendia alterar o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho (“TR”) pelo IPCA-E. A Suprema Corte considerou que a decisão do TST conferiu interpretação extensiva ilegítima e descumpriu a modulação de efeitos de precedentes anteriores, além de usurpar sua competência para decidir matéria constitucional. Diante de tal decisão, e até que haja 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.

19. OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Consumidores e concessionárias	16.398	57.381	44.711	-
Programa de eficiência energética - PEE	11.148	11.568	22.972	20.973
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	3.597	5.210	11.834	5.583
EPE / FNDCT / PROCEL	1.280	2.217	-	-
Folha de pagamento	2.320	4.892	-	-
Convênios de arrecadação	10.507	11.658	-	-
Convênio de devolução	5.095	5.290	-	-
Transferência de créditos de ICMS	-	21.840	-	-
Subsídios Eletrobrás - diferença de repasse	1.395	22.370	465	7.860
Outros	8.635	15.589	174	640
Total	60.375	158.015	80.156	35.056

Consumidores e concessionárias: Referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização. O saldo de R\$ 44.711 no passivo não circulante refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 35).

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.

Convênio de arrecadação: Refere-se, principalmente, à taxa de iluminação pública arrecadada via fatura de energia elétrica e repassada às prefeituras municipais.

Subsídios Eletrobrás – diferença de repasse: Refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido a consumidores e os valores de aporte CDE (nota 24).

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

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

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2015	Adição (A)	Transferências (B)	Reavaliação	Outras	Valor Bruto em 31/12/2016
Em serviço	211.073	14.933	-	-	-	226.006
Participação da União, Estados e Municípios	62.774	-	-	-	-	62.774
Participação Financeira do Consumidor	120.834	6.221	-	-	-	127.056
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	2.270	11	-	-	-	2.281
Programa de Eficiência Energética - PEE	1.493	-	-	-	-	1.493
Pesquisa e Desenvolvimento	10.959	1.332	-	-	-	12.291
Outros	12.743	7.369	-	-	-	20.112
(-) Amortização Acumulada	(55.947)	(7.988)	-	(439)	-	(64.373)
Participação da União, Estados e Municípios	(16.835)	(2.411)	-	-	-	(19.246)
Participação Financeira do Consumidor	(30.896)	(4.705)	-	-	-	(35.601)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(631)	(87)	-	-	-	(718)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(486)	(57)	-	-	-	(543)
Pesquisa e Desenvolvimento	(974)	(444)	-	-	-	(1.418)
Outros	(6.125)	(283)	-	(439)	-	(6.848)
Em curso	74.631	40.061	(14.932)	-	(3.100)	96.660
Participação da União, Estados e Municípios	8	-	-	-	-	8
Participação Financeira do Consumidor	2.739	7.599	(6.221)	-	-	4.116
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	-	11	(11)	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	205	1.236	(1.332)	-	-	109
Outros	71.679	31.216	(7.368)	-	(3.100)	92.426
Ultrapassagem de demanda	24.454	10.500	-	-	-	34.954
Excedente de reativos	38.967	16.889	-	-	-	55.856
Outros	8.258	3.827	(7.368)	-	(3.100)	1.617
Total	229.757	47.007	(14.932)	(439)	(3.100)	258.293

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	4,01%	226.007	-	226.007
Participação da União, Estados e Municípios		62.774	-	62.774
Participação Financeira do Consumidor		127.057	-	127.057
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido		2.281	-	2.281
Programa de Eficiência Energética - PEE		1.493	-	1.493
Pesquisa e Desenvolvimento		12.291	-	12.291
Outros		20.112	-	20.112
(-) Amortização Acumulada		(58.150)	(6.223)	(64.373)
Participação da União, Estados e Municípios		(19.246)	-	(19.246)
Participação Financeira do Consumidor		(35.601)	-	(35.601)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido		(718)	-	(718)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(543)	-	(543)
Pesquisa e Desenvolvimento		(1.418)	-	(1.418)
Outros		(625)	(6.223)	(6.848)
Em curso		96.659	-	96.659
Participação da União, Estados e Municípios		9	-	9
Participação Financeira do Consumidor		4.115	-	4.115
Pesquisa e Desenvolvimento		109	-	109
Outros		92.426	-	92.426
Ultrapassagem de demanda		34.955	-	34.955
Excedente de reativos		55.856	-	55.856
Outros		1.615	-	1.615
Total		264.516	(6.223)	258.293

21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

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

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

31/12/2015 - Quantidade de ações				
Acionistas	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.	220.389	67.162	287.551	99,72
Ações em tesouraria	810	5	815	0,28
Total	221.199	67.167	288.366	100,00

Cada ação ordinária tem direito a um voto na Assembleia Geral. As ações preferenciais não têm direito a voto, mas têm (i) prioridade no reembolso do capital em caso de liquidação da Companhia e (ii) direito a receber dividendos 10% (dez por cento) maior que o atribuído às ações ordinárias, vinculados à existência de lucro, a ser distribuído nos termos da legislação em vigor.

21.1 - Aumento de capital

Em 26 de fevereiro de 2016 foi aprovado em reunião de Conselho de Administração o aumento de capital no valor de R\$ 295.455 por meio de sua controladora à época, AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., mediante a emissão de 89.308 novas ações, nominativas e sem valor nominal, sendo 68.506 ações ordinárias e 20.802 foram ações preferenciais, subscritas privadamente e integralizadas pelo preço de emissão de R\$ 3.308 (reais) por ação ordinária e preferencial.

Em 28 de junho de 2016 foi aprovado em reunião de Conselho de Administração o aumento de capital mediante capitalização dos créditos junto à sua controladora à época AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., referentes ao saldo de dividendos não pagos no montante total de R\$ 627.868, mediante a emissão de 149.592 novas ações, nominativas e sem valor nominal, sendo 114.749 ações ordinárias e 34.843 ações preferenciais, subscritas privadamente e integralizadas mediante conversão dos créditos pelo preço de emissão de R\$ 4.197 (reais) por ação ordinária e preferencial.

Em 31 de outubro de 2016, todas as ações ordinárias e preferenciais detidas pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. foram transferidas para CPFL Jaguariúna Participações Ltda., controlada da CPFL Energia S.A..

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.

21.2 – Reservas de lucros

O saldo em 31/12/2016 está assim composto:

- Reserva legal no montante de R\$ 59.302;
- Reserva obrigatória do dividendo não distribuído no montante de R\$ 36.701, referente à parcela de dividendos devido ao sócio controlador originada pelo ágio auferido na incorporação reversa da controladora AES Guaíba I em abril de 1998, retida à época por deliberação do sócio controlador, líquida da absorção de prejuízos do exercício de 2016.

21.3 - Resultado abrangente acumulado:

21.3.1 - Reserva de Reavaliação:

O saldo credor de R\$ 29.108 (R\$ 11.929 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.

21.3.2 - Entidade de previdência privada:

O saldo devedor de R\$ 56.439 corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o CPC 33 (R2).

22. RECEITA/INGRESSO

Receita Bruta	Nº Consumidores (*)		MWh		R\$ Mil	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Fornecimento - Faturado	1.319.488	1.308.163	7.304	7.746	4.485.720	4.312.426
Residencial	1.110.815	1.100.385	2.648	2.594	1.997.155	1.748.809
Industrial	7.183	7.590	1.429	1.886	847.366	1.055.397
Comercial	84.153	85.241	1.192	1.255	890.142	830.706
Rural	107.108	104.771	1.394	1.370	387.546	337.502
Poder público	9.125	9.084	205	202	149.201	133.423
Iluminação pública	111	111	224	223	83.518	86.049
Serviço público	993	981	213	216	130.792	120.540
Suprimento Faturado	3	3	72	65	20.520	19.747
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					2.127.579	1.921.121
Consumidores Cativos					1.938.381	1.817.088
Consumidores Livres					189.198	104.033
Encargos de conexão de agentes de geração						
Outros						
(-) Transferências					(1.963.207)	(1.841.426)
(-) Trsf p/ TUSD de Consumidores Cativos					(1.938.381)	(1.817.088)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Ultrapassagem Demanda					(10.212)	(9.519)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Excedente de Reativos					(14.614)	(14.819)
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					134.342	169.737
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					(359.979)	360.314
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					(359.979)	360.314
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução						
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.						
Outras Receitas Vinculadas					320.777	251.659
Serviços Cobráveis					19.815	2.072
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					281.990	227.388
Outras Receitas					18.972	22.200
Total	1.319.491	1.308.166	7.376	7.811	4.765.752	5.193.578

(*) Não Auditado

22.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("Proret"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela 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.

22.2 – Revisão Tarifária Anual ("RTA") e Revisão Tarifária Extraordinária ("RTE")

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

A ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015, o resultado da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, com o objetivo de reestabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica frente ao significativo aumento da quota CDE de 2015 e do custo de compra de energia (tarifa e variação cambial de Itaipu e de leilões de energia existente e ajuste). O efeito médio percebido pelo consumidor da área de concessão da Companhia foi de: +43,76% no grupo A, +36,23% no grupo B, total de +39,45% (conforme divulgado na Resolução Homologatória). As tarifas resultantes desta RTE estiveram vigentes de 2 de março de 2015 até 18 de abril de 2015.

Em 17 de abril de 2015, a Diretoria Colegiada da ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) de 2015 da Companhia. As tarifas foram, em média, reajustadas em +52,45%, sendo +45,91% relativos ao reajuste econômico e +6,54% referentes aos componentes financeiros, em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2014). O efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de +5,46% quando comparado à Revisão Tarifária Extraordinária (“RTE”) ocorrida em março de 2015. As novas tarifas tiveram vigência de 19 de abril de 2015 a 18 de abril de 2016.

22.3 – Subvenções vinculadas ao Serviço Concedido

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\$ 267.594 (R\$ 227.388 em 2015), sendo: (i) R\$ 20.623 (R\$ 19.518 em 2015) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 246.971 (R\$ 207.870 em 2015) referentes a outros descontos tarifários em contrapartida na rubrica contas a receber – Aporte CDE/CCEE (nota 10).

Descontos tarifários - liminares

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

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

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

(i) registrar uma receita na rubrica Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares em contrapartida na rubrica contas a receber - Eletrobrás (nota 10) no montante de R\$ 14.395;

(ii) registrar passivo financeiro setorial (nota 9) em contrapartida à receita de ativo e passivo financeiro setorial no montante de R\$ 4.377, que será ressarcido aos consumidores no próximo processo tarifário.

22.4 - Bandeiras tarifárias

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da REN nº 547/2013, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Tal mecanismo pode refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica. A bandeira verde indica condições favoráveis e a tarifa não sofre acréscimo. A bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a bandeira vermelha sendo segregada em dois patamares, é acionada em condições mais custosas, tendo acréscimo na tarifa de R\$ 1,50 e R\$ 3,00 e R\$ 4,50, (antes dos efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 KWh consumidos, reajustados por meio da REH nº 2.016/2016 a partir de 1º de fevereiro de 2016 que vigorou até 31 de janeiro de 2017.

No exercício de 2016 a Companhia faturou dos consumidores o montante de R\$ 67.493 (R\$ 330.182 em 2015) de Bandeira Tarifária, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias”.

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\$ 111.062, deste montante R\$ 101.847 foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 9) e R\$ 9.215 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

23. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2016	2015	2016	2015
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	2.003	1.987	383.888	559.621
Energia de curto prazo	7	450	797	191.991
PROINFA	189	208	58.036	48.078
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	7.481	6.889	1.328.029	1.500.505
Crédito de PIS e COFINS			(157.574)	(211.119)
Subtotal	9.680	9.534	1.613.176	2.089.076
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			160.097	165.187
Encargos de transporte de itaipu			10.165	9.958
Encargos de conexão			36.847	34.219
Encargos de serviço do sistema - ESS			48.662	87.008
Encargos de energia de reserva - EER			21.523	10.489
Crédito de PIS e COFINS			(28.123)	(27.414)
Subtotal			249.171	279.447
Total			1.862.347	2.368.523

24. PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2016	2015
Pessoal	170.284	155.032
Remuneração	110.671	90.524
Encargos	40.056	32.832
Previdência privada - Corrente	2.677	781
Despesas rescisórias	3.315	3.054
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	15.010	16.648
Outros benefícios - Corrente	50.499	38.320
Outros (a)	(51.945)	(27.125)
Administradores	1.600	2.578
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	1.476	1.760
Benefícios dos administradores	124	818
Total	171.883	157.611

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

25. RESULTADO FINANCEIRO

	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	23.863	11.187
Acréscimos e multas moratórias	68.578	130.525
Atualização de depósitos judiciais	2.786	741
Atualizações monetárias e cambiais	21.055	11.815
Atualizações de ativo financeiro setorial	55.101	63.808
Multa por auto religação	-	9.843
Outros	6.366	5.837
Total	<u>177.749</u>	<u>233.756</u>
Despesas		
Encargos de dívidas	(269.904)	(223.614)
Atualizações monetárias e cambiais	(37.908)	(73.621)
(-) Juros capitalizados	4.086	3.433
Atualização monetária, juros e multa sobre impostos	673	(18.190)
Atualizações do passivo financeiro setorial	(52.148)	(31.320)
Outros	(20.135)	(22.290)
Total	<u>(375.337)</u>	<u>(365.603)</u>
Resultado Financeiro	<u>(197.588)</u>	<u>(131.847)</u>

26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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.
- b) Debêntures** - Correspondem a captações de recursos através da emissão de debêntures junto a instituições financeiras, conforme condições descritas na nota 13.
- c) Compra e venda de energia e encargos** - A Companhia adquire energia e serviços de transmissão de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2016, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 3.354 (R\$ 4.042 em 2015). Este valor é composto por R\$ 1.706 (R\$ 3.696 em 2015) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 942 (R\$ 46 em 2015) de benefícios pós-emprego e R\$ 706 (R\$ 300 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 Jaguariúna Participações S.A Energia, entidades sob o controle comum ou influência significativa no período de 01 de novembro de 2016 a 31 de dezembro de 2016, 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.	2.789	-	-	-	-	-	-	-
Banco Votorantim S.A.	8.040	-	-	-	111	-	-	-
Debêntures								
Banco do Brasil S.A.	-	-	250.082	-	-	-	6.075	-
Banco Votorantim S.A.	-	-	131.730	-	-	-	3.200	-
Compra e venda de energia e encargos								
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	7	-	-	-	13	-
CERAN Companhia Energética Rio das Antas	-	-	254	-	-	-	367	-
BAESA Energetica Barra Grande S.A.	-	-	97	-	-	-	139	-
Foz do Chapeco Energia S.A.	-	-	1.715	-	-	-	2.471	-
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	250	-	-	-	550	-
Companhia Jaguarí de Energia	-	-	2	-	-	-	3	-
Companhia Leste Paulista de Energia	-	-	6	-	-	-	13	-
Aliança Geração de Energia S.A.	-	-	143	-	-	-	223	-
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica	-	-	25	-	-	-	38	-
SE Nandiba S.A.	-	-	2	-	-	-	5	-
Rio Grande Energia S.A.	-	-	498	-	-	-	708	-

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., entidades sob o controle comum ou influência significativa no período de 01 de janeiro de 2015 a 31 de outubro de 2016, são como seguem:

	Passivo		Despesa/Custo	
	31/12/2016	31/12/2015	2016	2015
Fornecedores				
AES Big Sky - Fornecedores	-	903	-	836
AES Eletropaulo - Sublocação	-	15	-	97
Dividendos a pagar - Circulante				
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda	-	215.019	-	-
Dividendos a pagar - Não Circulante				
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda	-	412.848	-	-

Em 01 de novembro de 2016 os saldos e despesas/custos referentes às partes relacionadas com o grupo AES foram reclassificados para as rubricas respectivas à sua natureza.

27. SEGUROS

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

Descrição (*)	Ramo da apólice (*)	31/12/2016 (*)
Ativo financeiro da concessão / intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	4.644.706
Transporte	Transporte nacional	416.358
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	232.849
Automóveis	Cobertura abrangente	9.703
Responsabilidade civil	Distribuidora de energia elétrica	91.678
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	120.325
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	180.760
Total		5.696.379

(*) 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 S.A.. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério do rateio.

28. GESTÃO DE RISCOS

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

Estrutura do gerenciamento de risco:

Compete ao Conselho de Administração da controladora indireta CPFL Energia S.A. 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 CPFL, 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 indireta CPFL Energia S.A. 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 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 gestão de capital: Esse risco provém da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de condições macroeconômicas e setoriais, impossibilitando o pagamento de dividendos e reduzindo o retorno de capital aos acionistas, bem como restringindo a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais. De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos, aumentar o capital através de emissão de novas ações ou vender ativos para reduzir o nível de endividamento, se for o caso. A Companhia também monitora constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira, além de buscar o alongamento do perfil de suas dívidas, de forma a mitigar o risco de refinanciamento. A Companhia inclui dentro da estrutura de dívida líquida: empréstimos e financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro, deduzido de caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

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

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

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

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

As condições de armazenamento do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) melhoraram ao longo de 2016, apesar do nível baixo do armazenamento no subsistema Nordeste. A melhora da condição do armazenamento do SIN, associada à redução da demanda verificada ao longo do ano e a disponibilidade de geração termelétrica, reduzem de forma importante a probabilidade de cortes de carga por razões energéticas.

Risco de aceleração de dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possui procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado.

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia utiliza-se de sistema de software (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia está exposta. Em 31 de dezembro de 2016 e 2015 a Companhia não possuía transações envolvendo derivativos.

29. 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	
					Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	126.865	126.865
Caixa e equivalente de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	19.060	19.060
					<u>145.925</u>	<u>145.925</u>
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(a)	(1)	Nível 2 (**)	67.028	61.993
Debêntures - principal e encargos	15	(c)	(1)	Nível 2 (**)	1.113.820	1.114.025
					<u>1.180.848</u>	<u>1.176.018</u>

Legenda

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

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

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

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

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias, (ii) contas a receber - Eletrobrás, (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados, (iv) serviços prestados a terceiros, (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias, (iv) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, (v) Empresa de Pesquisa Energética - EPE, (vi) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, (vii) convênios de arrecadação, (viii) descontos tarifários – CDE, 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);

b) Análise de sensibilidade

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

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um consequente impacto negativo no resultado da Companhia. Na

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

b.1) Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 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.), o efeito que seria registrado nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 156.524 (CDI R\$ 137.783, TJLP R\$ 567 e SELIC R\$ 18.174). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição	Risco	Cenário I (a)	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	121.179		(2.702)	751	4.205
Instrumentos financeiros passivos	(1.132.058)		25.245	(7.019)	(39.282)
	(1.010.879)	alta CDI	22.543	(6.268)	(35.077)
Instrumentos financeiros passivos	(7.562)		-	(142)	(284)
	(7.562)	alta TJLP	-	(142)	(284)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(129.078)	alta SELIC	3.266	(461)	(4.189)
Total	(1.147.519)		25.809	(6.871)	(39.550)

(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 no cenário I.

c) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2016, considerando principal e juros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2016	Nota Explicativa	Média Ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13		436.545	1.575	3.992	-	-	129.148	571.260
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	5,94%	2.145	6.376	16.500	56.791	9.632	233	91.677
Debêntures - principal e encargos	15	16,77%	-	81.413	75.404	1.443.162	-	-	1.599.979
Taxas regulamentares	17		51.825	-	-	-	-	-	51.825
Outros	20		-	28.185	-	-	-	-	28.185
Consumidores e concessionárias			-	16.398	-	-	-	-	16.398
EPE / FNDCT / PROCEL			-	1.280	-	-	-	-	1.280
Convênio de arrecadação			-	10.507	-	-	-	-	10.507
Total			490.515	117.549	95.896	1.499.953	9.632	129.381	2.342.926

30. 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	-	-	450	191.991
Compra estimada (*)	7	797	-	-
Total	7	797	450	191.991

	2016		2015	
	MWh (*)	R\$ mil	MWh (*)	R\$ mil
Venda	1.057	131.296	308	76.692
Venda estimada (*)	120	19.842	329	57.974
Total	1.177	151.138	637	134.666

(*) Não auditado

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

31. REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

31.1. Revisão Tarifária Periódica

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

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

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

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

31.2. Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Extraordinária

31.2.1. Reajuste Tarifário Anual

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

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.059/2016, de 12 de abril de 2016, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da Outorgada resultantes do processo de reajuste tarifário de 2016, cujo reajuste médio foi de 3,94%, correspondendo a um efeito médio de -0,34% percebido pelos consumidores.

31.3. Composição da Base de Remuneração Regulatória

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

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

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

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

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

31.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI.

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

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

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, conforme Despacho nº 690 em abril de 2012:

Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	156.631.780
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	39.157.945
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	39.157.945
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	78.315.890
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	3.627.682
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	7.818.163
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	19.224.926
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	30.670.771

31.5. Ajuste da Parcela B em Função de Investimentos Realizados

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

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

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

O recálculo do Fator X, de acordo com as condições anteriores, resulta em um diferencial de X (ΔX) Para a CPFL Paulista, como os investimentos realizados foram superiores ao considerado no cálculo do Fator X no segundo Ciclo de Revisão tarifária, o ΔX foi 1,12%.

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

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

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:

	31/12/2016											
	Regulatório	Reclassificações					Ajustes					Societário
		Ativos / Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Bens não vinculados	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Expectativa de Fluxo de Caixa (32.3.2)	Depreciação / Amortização (32.3.3)	Custos de desativação (32.3.4)	IR e CS Diferidos (32.3.5)	
Ativo												
Ativo Circulante												
Ativos Financeiros Setoriais	173.375	(173.375)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros ativos circulantes	72.658	-	-	-	-	-	-	-	(12.142)	-	-	60.516
Ativo Não Circulante												
Tributos Diferidos	239.380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(31.855)	207.525
Ativos Financeiros Setoriais	29.482	(29.482)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	828.722	-	-	-	190.936	-	-	-	-	1.019.658
Bens e Direitos para Uso Futuro	4.260	-	-	-	(4.260)	-	-	-	-	-	-	-
Outros Créditos	-	-	-	-	21.109	-	-	-	-	-	-	21.109
Bens e Atividades não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	325.880	-	-	-	(325.880)	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	2.303.855	-	-	(2.230.531)	-	1.048	(49.309)	-	-	-	-	25.063
Intangível	37.022	-	(828.722)	2.230.531	(289.234)	307.983	-	-	(8.350)	-	-	1.449.230
	3.185.912	(202.857)	-	-	(289.234)	-	(49.309)	190.936	(8.350)	(12.142)	(31.855)	2.783.101
Passivo												
Passivo Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	269.004	(173.375)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.629
Passivo Não Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	62.931	(29.482)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.449
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	258.293	-	-	-	(289.234)	-	(5.206)	46.349	(10.202)	-	-	-
	590.228	(202.857)	-	-	(289.234)	-	(5.206)	46.349	(10.202)	-	-	129.078
Total	2.595.684	-	-	-	-	-	(44.103)	144.587	1.852	(12.142)	(31.855)	2.654.023

31/12/2015

	Reclassificações						Ajustes				Societário	
	Regulatório	Ativos / Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigações Especial (b)	Bens não vinculados	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Expectativa de Fluxo de Caixa (32.3.2)	Depreciação / Amortização (32.3.3)	Custos de desativação (32.3.4)		IR e CS Diferidos (32.3.5)
Ativo												
Ativo Circulante												
Ativos Financeiros Setoriais	466.390	(205.670)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260.720
Outros ativos circulantes	87.741	-	-	-	-	-	-	-	(9.423)	-	-	78.318
Ativo Não Circulante												
Tributos Diferidos	418.817	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.780)	411.037
Ativos Financeiros Setoriais	122.201	(53.127)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.074
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	690.601	-	-	-	134.137	-	-	-	-	824.738
Bens e Direitos para Uso Futuro	4.252	-	-	-	-	(4.252)	-	-	-	-	-	-
Outros Créditos	-	-	-	-	-	21.041	-	-	-	-	-	21.041
Bens e Atividades não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	353.806	-	-	-	-	(353.806)	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	2.148.051	-	-	(2.064.682)	-	603	(67.823)	-	-	-	-	16.149
Intangível	31.019	-	(690.601)	2.064.682	(259.547)	336.414	-	-	(6.183)	-	-	1.475.783
	<u>3.632.277</u>	<u>(258.797)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(259.547)</u>	<u>-</u>	<u>(67.823)</u>	<u>134.137</u>	<u>(6.183)</u>	<u>(9.423)</u>	<u>(7.780)</u>	<u>3.156.860</u>
Passivo												
Passivo Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	205.670	(205.670)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante												
Passivos Financeiros Setoriais	53.127	(53.127)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	229.757	-	-	-	(259.547)	-	(5.645)	41.656	(6.221)	-	-	-
	<u>488.554</u>	<u>(258.797)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(259.547)</u>	<u>-</u>	<u>(5.645)</u>	<u>41.656</u>	<u>(6.221)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Total	<u>3.143.723</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(62.178)</u>	<u>92.481</u>	<u>38</u>	<u>(9.423)</u>	<u>(7.780)</u>	<u>3.156.860</u>

(a) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão (apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios) seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível.

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

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	1.421.630	934.762
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:	(58.338)	(13.137)
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	44.103	62.177
Atualização do ativo financeiro de concessão (32.3.2)	(144.587)	(92.482)
Ajustes do intangível (32.3.3 e 32.3.4)	10.291	9.386
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	31.855	7.782
Patrimônio líquido regulatório	<u>1.363.292</u>	<u>921.625</u>

32.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2016			2015		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Receita / Ingresso	4.765.752	356.356	5.122.108	5.193.578	462.048	5.655.626
Fornecimento de Energia Elétrica	2.505.717	-	2.505.717	2.506.071	-	2.506.071
Suprimento de Energia Elétrica	20.520	(13)	20.507	19.747	(3)	19.744
Energia Elétrica de Curto Prazo	151.138	-	151.138	134.666	-	134.666
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	2.127.579	-	2.127.579	1.921.121	-	1.921.121
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(359.979)	-	(359.979)	360.314	147.852	508.166
Serviços Cobráveis	19.815	(19.815)	-	2.072	(2.072)	-
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	281.989	-	281.989	227.388	-	227.388
Outras Receitas Vinculadas	18.973	376.183	395.156	22.199	316.271	338.470
Tributos	(1.617.643)	-	(1.617.643)	(1.356.190)	-	(1.356.190)
ICMS	(1.142.298)	-	(1.142.298)	(923.428)	-	(923.428)
PIS-PASEP	(83.813)	-	(83.813)	(74.415)	-	(74.415)
COFINS	(391.523)	-	(391.523)	(358.347)	-	(358.347)
ISS	(9)	-	(9)	-	-	-
Encargos - Parcela "A"	(651.301)	3	(651.298)	(885.894)	(147.851)	(1.033.745)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(12.359)	12.359	-	(14.635)	14.635	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(12.358)	(12.359)	(24.717)	(14.635)	(14.635)	(29.270)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(543.017)	-	(543.017)	(664.973)	-	(664.973)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(2.930)	2.930	-	(2.759)	2.759	-
Outros Encargos	(80.637)	(2.928)	(83.565)	(188.892)	(150.610)	(339.502)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	2.496.808	356.359	2.853.167	2.951.494	314.197	3.265.691
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(1.862.347)	-	(1.862.347)	(2.368.523)	-	(2.368.523)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.613.176)	-	(1.613.176)	(2.089.076)	-	(2.089.076)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(249.171)	-	(249.171)	(279.447)	-	(279.447)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	634.461	356.359	990.820	582.971	314.197	897.168
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(689.866)	(287.083)	(976.949)	(554.521)	(215.941)	(770.462)
Pessoal e Administradores	(171.883)	15	(171.868)	(157.611)	5.900	(151.711)
Entidade de previdência privada	-	-	-	(15.602)	15.602	-
Material	(19.783)	(15.085)	(34.868)	(127.049)	96.231	(30.818)
Serviços de Terceiros	(109.297)	(5.566)	(114.863)	(9.650)	(119.116)	(128.766)
Arrendamento e Aluguéis	(22.779)	-	(22.779)	(729)	(8.921)	(9.650)
Seguros	(1.133)	1.133	-	-	-	-
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	(28.716)	28.716	-
Provisões	(132.952)	(3.928)	(136.880)	-	(32.656)	(32.656)
(-) Recuperação de Despesas	713	(713)	-	847	(847)	-
Tributos	(1.796)	1.796	-	(1.776)	1.776	-
Depreciação e Amortização	(150.689)	10.583	(140.106)	(146.861)	15.205	(131.656)
Depreciação	(117.272)	5.596	(111.676)	(113.440)	10.261	(103.179)
Amortização	(33.417)	4.987	(28.430)	(33.421)	4.944	(28.477)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(32.021)	32.021	-	(33.865)	33.865	-
Outras Receitas Operacionais	1.435	(1.435)	-	1.864	(1.864)	-
Outras Despesas Operacionais	(49.681)	(305.904)	(355.585)	(35.373)	(249.832)	(285.205)
Resultado da Atividade	(55.405)	69.276	13.871	28.450	98.256	126.706
Resultado Financeiro	(197.588)	(1,0000)	(197.589)	(131.847)	-	(131.847)
Receitas Financeiras	177.749	(72.792)	104.957	233.756	(43.006)	190.750
Despesas Financeiras	(375.337)	72.791	(302.546)	(365.603)	43.006	(322.597)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	(252.993)	69.275	(183.718)	(103.397)	98.256	(5.141)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(196.174)	(24.074)	(220.248)	33.865	(33.646)	219
Resultado Líquido do Exercício	(449.167)	45.201	(403.966)	(69.532)	64.610	(4.922)
Atribuível aos Acionistas Controladores	(449.167)	45.201	(403.966)	(69.532)	64.610	(4.922)

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				Ajustes			Societário	
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Outras receitas não vinculadas (a)	Depreciação e Amortização (32.3.1 e 32.3.3)	Ajustes do Intangível (32.3.1 e 32.3.3)	Atualização do Ativo Financeiro de Concessão (32.3.2)	Custos de Desativação (32.3.4)		IR e CS Diferidos (31.3.5)
Receita/Ingresso									
Outras receitas e rendas	38.788	304.252	(3)	-	-	52.106	-	-	395.156
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"									
Depreciação e Amortização	(150.689)	-	-	11.488	(905)	-	-	-	(140.106)
Outras receitas operacionais	1.435	-	(1.435)	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(540.612)	(304.252)	1.438	-	-	-	6.583	-	(836.843)
Resultado Financeiro									
Receitas Financeiras	177.749	-	(72.792)	-	-	-	-	-	104.957
Despesas Financeiras	(375.337)	-	72.791	-	-	-	-	-	(302.546)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(196.174)	-	-	-	-	-	-	(24.074)	(220.248)

31/12/2015

Regulatório	Reclassificações		Ajustes					Societário	
	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Outras receitas não vinculadas (a)	Depreciação e Amortização (32.3.1 e 32.3.3)	Ajustes do Intangível (32.3.1 e 32.3.3)	Atualização do Ativo Financeiro de Concessão (32.3.2)	Custos de Desativação (32.3.4)	IR e CS Diferidos (31.3.5)		
Receita/Ingresso									
Outras receitas e rendas	24.271	238.156	3	-	-	76.040	-	-	338.470
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"									
Depreciação e Amortização	(146.861)	-	-	15.283	(78)	-	-	-	(131.656)
Outras receitas operacionais	1.864	-	(1.864)	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(409.524)	(238.156)	1.864	-	-	-	7.010	-	(638.806)
Resultado Financeiro									
Receitas Financeiras	233.756	-	(43.006)	-	-	-	-	-	190.750
Despesas Financeiras	(365.603)	-	43.006	-	-	-	-	-	(322.597)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	33.865	-	-	-	-	-	-	(33.646)	219

(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	(403.966)	(4.922)
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Depreciação e amortização (32.3.1 e 32.3.3)	(11.488)	(15.283)
Ajuste do Ativo Intangível (32.3.1. e 32.3.3)	905	78
Atualização do ativo financeiro de concessão (32.3.2)	(52.106)	(76.040)
Custos de desativação (32.3.4)	(6.583)	(7.010)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	24.074	33.646
Lucro líquido regulatório	(449.164)	(69.531)

32.3. Composição dos Ajustes

32.3.1. Reavaliação compulsória e Reavaliação compulsória - Depreciação

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010 as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2016 e 2015, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível, bens destinados à alienação e obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nºs 11 e 20 deste relatório, estão assim apresentados:

	31/12/2016			31/12/2015		
	Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	849.991	(800.682)	49.309	911.951	(844.128)	67.823
Obrigações especiais	(11.429)	6.223	(5.206)	(11.429)	5.784	(5.645)
Total	838.562	(794.459)	44.103	900.522	(838.344)	62.178
Efeito IR e CSLL	(285.111)	270.116	(14.995)	(306.177)	285.037	(21.140)
Efeito líquido	553.451	(524.343)	29.108	594.345	(553.307)	41.038

32.3.2. Atualização do Ativo Financeiro de Concessão

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

32.3.3. Depreciação e Amortização

As diferenças na depreciação e amortização são oriundas das diferenças das bases dos bens depreciados, visto que na contabilidade societária é reconhecida a amortização do ativo intangível de concessão (já bifurcado), e na contabilidade regulatória é reconhecida a depreciação do ativo imobilizado, incluindo a reserva de reavaliação regulatória.

32.3.4. Desativações em Curso

A diferença na rubrica outros ativos circulantes é decorrente das desativações em curso. Na contabilidade societária os custos de desativação não reconhecidos no resultado no momento da realização, enquanto que na contabilidade regulatória o reconhecimento no resultado ocorre somente após a conclusão da apuração de todos os custos e liquidação da referida ordem de desativação.

32.3.5. Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes são decorrentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes de diferenças entre práticas contábeis societárias e as regulatórias.

33. COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2016	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 11 anos	1.258.543	3.771.440	2.631.478	6.452.290	14.113.751
Compra de energia de Itaipu	até 11 anos	432.087	1.379.816	975.985	2.582.448	5.370.336
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 11 anos	354.210	1.921.675	1.541.571	3.721.362	7.538.818
Fornecedores de materiais e serviços	até 10 anos	350.452	505.849	43.869	-	900.170
Total		2.395.292	7.578.780	5.192.903	12.756.100	27.923.075

34. TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2016, um valor de R\$ 4.086 (R\$ 3.433 em 2015) referente a juros capitalizados no intangível da concessão – infraestrutura de distribuição.

35. EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

A Companhia é parte ativa no processo nº 2002.34.00.026509-0, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 (nota 6) e, em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato.

A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito, no montante de R\$ 437.800 (nota 6).

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 56.739 (R\$ 129.148 atualizados até 31 de dezembro de 2016) (nota 13), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

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

Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante, que atualizado até 31 de dezembro de 2016 corresponde a R\$ 44.711 (nota 19).

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

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

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

36. FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

36.1 – 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 S.A., controladora indireta 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 S.A.. Em 2 de setembro de 2016 a CPFL Energia S.A. recebeu da CCSA correspondência confirmando a assinatura do contrato de aquisição.

Em 23 de novembro de 2016, a CPFL Energia S.A. divulgou Fato Relevante informando que a ANEEL aprovou, naquela data, o pedido de anuência para a transferência das ações de emissão da CPFL Energia S.A. 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 S.A. detidas pelos acionistas controladores à State Grid.

Em 23 de janeiro de 2017, a CPFL Energia S.A. 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 S.A. 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 S.A. 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 S.A. realizada em 16 de fevereiro de 2017, conforme edital de convocação e Proposta da Administração já divulgados pela CPFL Energia S.A..

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 S.A. em 31 de dezembro de 2016.

36.2 Captação de recursos em moeda estrangeira (Lei 4.131)

Em 01 de fevereiro de 2017, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a captação de recursos no montante total de R\$ 390.000 através de empréstimos baseados 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 ou outras operações de capital de giro.



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

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

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
Porto Alegre - RS

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (anteriormente denominada AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.) (“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 RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2016, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa no 605, de 11 de março de 2014.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase

Conforme mencionado na nota explicativa 2.5, os valores correspondentes referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, apresentados para fins de comparação, foram ajustados e estão sendo reapresentados como previsto no CPC 23, Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Nossa opinião não contém modificação relacionada 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.

Reconhecimento da receita não faturada

Parte das receitas reconhecidas pela Companhia referem-se a serviços prestados e não faturados aos consumidores finais (“receitas não faturadas”), uma vez que o faturamento é efetuado tomando como base ciclos de faturamento que em alguns casos se sucedem ao período de encerramento contábil. Dessa forma, a receita não faturada corresponde à energia elétrica já fornecida até a data do balanço e ainda não faturada ao consumidor, calculada em base estimada. O saldo de contas a receber derivadas do fornecimento não faturado totaliza R\$198 milhões em 31 de dezembro de 2016 e está divulgado na nota explicativa 6 às demonstrações contábeis regulatórias.

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

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

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

Provisões para litígios

Conforme divulgado na nota explicativa 18, a Companhia é parte em diversos processos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios decorrentes do curso normal de suas atividades cujo valor agregado totaliza R\$ 209 milhões, e que foram classificados como perda possível e, portanto, nenhuma provisão foi constituída em 31 de dezembro de 2016.

Devido a relevância dos valores envolvidos nos processos em andamento, ao julgamento envolvido na determinação de reconhecimento ou não de um passivo contingente pela administração e pelos seus consultores jurídicos, e pela complexidade dos assuntos e do ambiente jurídico no Brasil consideramos esse assunto como significativo para o processo de nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros, obtenção de cartas de confirmação externas de consultores jurídicos da Companhia, bem como realização de reuniões periódicas com a administração para discutir a evolução dos principais processos judiciais em aberto, a fim de comparar suas avaliações acerca das causas em aberto com posições consideradas pelos consultores jurídicos. Também envolvemos nossos especialistas em tributos para nos auxiliar na análise da razoabilidade das expectativas de perdas das causas mais significativas de natureza tributária.

Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto e especificamente sobre as contingências mais significativas.

Reconhecimento de tributos diferidos

A Companhia possui registrado créditos fiscais diferidos decorrentes de diferenças temporárias na base de cálculo dos tributos e sobre prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social, que são reconhecidos contabilmente na medida em que haja expectativa de lucros tributáveis futuros para a realização dos mesmos.

Este assunto é significativo para nossa auditoria em função da relevância dos tributos diferidos registrados e pela complexidade e subjetividade envolvida no processo de preparação e revisão das projeções de resultados futuros que requerem a aplicação de julgamento por parte da administração, incluindo utilização de premissas complexas.

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

Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto, incluídas na nota explicativa 8.

Base de elaboração das demonstrações contábeis

Sem modificar nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa 2 às Demonstrações Contábeis Regulatórias, que descreve a base de preparação e apresentação dessas Demonstrações Contábeis. As Demonstrações Contábeis Regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia a cumprir os requisitos da ANEEL. Conseqüentemente, essas Demonstrações Contábeis Regulatórias podem não ser adequadas para outro fim.

Outros assuntos

A Companhia preparou um conjunto de Demonstrações Contábeis separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 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.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

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

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

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

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

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

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

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

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

Porto Alegre, 24 de abril de 2017

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



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

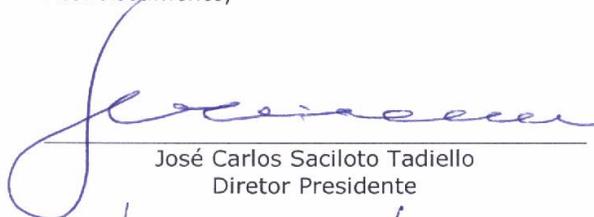
Termo de Responsabilidade

Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299 ambos do código penal.

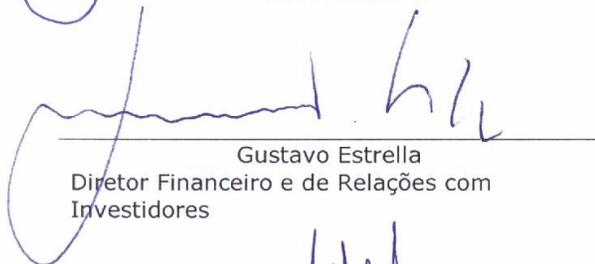
Porto Alegre, 24 de Abril de 2017

Concessionária: **RGE Sul Distribuidora de Energia S.A**

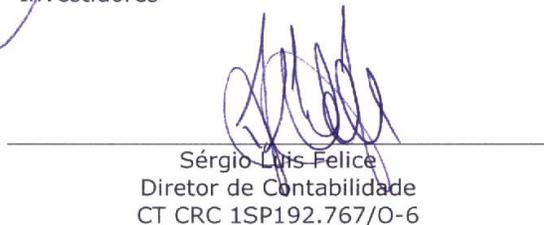
Atenciosamente,



José Carlos Saciloto Tadiello
Diretor Presidente



Gustavo Estrella
Diretor Financeiro e de Relações com
Investidores



Sérgio Luis Felice
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/O-6

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004

Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:

...

X - fornecer informação falsa à ANEEL;

CÓDIGO PENAL

Art. 171 - Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.

Art. 299 - Omitir, em documento público ou particular, declaração que ele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.