

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis	1
---	---

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores	2
2.3 - Outras informações relevantes	4

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	5
3.2 - Medições não contábeis	6
3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras	7
3.4 - Política de destinação dos resultados	10
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	13
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	14
3.7 - Nível de endividamento	15
3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento	16
3.9 - Outras informações relevantes	17

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	18
4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco	31
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	32
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	44
4.5 - Processos sigilosos relevantes	45
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	46
4.7 - Outras contingências relevantes	49
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	50

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado	51
--	----

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado	55
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado	58
5.4 - Outras informações relevantes	59
6. Histórico do emissor	
6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	60
6.3 - Breve histórico	61
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas	67
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	73
6.7 - Outras informações relevantes	74
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas	75
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	78
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	81
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	105
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	106
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	110
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	111
7.8 - Relações de longo prazo relevantes	112
7.9 - Outras informações relevantes	114
8. Grupo econômico	
8.1 - Descrição do Grupo Econômico	128
8.2 - Organograma do Grupo Econômico	132
8.3 - Operações de reestruturação	133
8.4 - Outras informações relevantes	134
9. Ativos relevantes	
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	135
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	137

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia	139
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	186
9.2 - Outras informações relevantes	192
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	193
10.2 - Resultado operacional e financeiro	217
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	237
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	239
10.5 - Políticas contábeis críticas	242
10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor	245
10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	246
10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	247
10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	248
10.10 - Plano de negócios	249
10.11 - Outros fatores com influência relevante	251
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	252
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	253
12. Assembleia e administração	
12.1 - Descrição da estrutura administrativa	255
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	259
12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76	262
12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	263
12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	265
12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	266
12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração	276
12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	278

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	279
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	292
12.12 - Outras informações relevantes	293

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	294
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	297
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	300
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	302
13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	305
13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	306
13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	309
13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	310
13.9 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções	311
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	312
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	313
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	314
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	315
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	316
13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor	317
13.16 - Outras informações relevantes	319

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	321
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	323
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	324

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	326
15. Controle	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	327
15.3 - Distribuição de capital	354
15.4 - Organograma dos acionistas	355
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	356
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	359
15.7 - Outras informações relevantes	360
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	361
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	362
16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado	480
17. Capital social	
17.1 - Informações sobre o capital social	482
17.2 - Aumentos do capital social	483
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	484
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	485
17.5 - Outras informações relevantes	486
18. Valores mobiliários	
18.1 - Direitos das ações	487
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	488
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	489
18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	490
18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos	491
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	494

Índice

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	495
18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor	496
18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	497
18.10 - Outras informações relevantes	498
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	507
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	508
19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social	509
19.4 - Outras informações relevantes	510
20. Política de negociação	
20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	511
20.2 - Outras informações relevantes	512
21. Política de divulgação	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	514
21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas	515
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	517
21.4 - Outras informações relevantes	518
22. Negócios extraordinários	
22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor	519
22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	520
22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	521
22.4 - Outras informações relevantes	522

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Wilson P. Ferreira Junior

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Gustavo Estrella

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

Os diretores acima qualificados, declaram que:

a. reviram o formulário de referência

b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19

c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
CPF/CNPJ	49.928.567/0001-11
Período de prestação de serviço	12/03/2012
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras para o exercício social findo em 31/12/2014, 31/12/2013 e 31/12/2012 e revisão especial das informações trimestrais destes exercícios, incluindo serviços de revisão da Declaração de Imposto de Renda. Além disso, foram prestados serviços referentes: (a) em 2014 (i) auditoria das demonstrações contábeis regulatórias; (ii) asseguração sobre cumprimento de covenants financeiros; (iii) prestação de serviços em conexão com a aquisição de empresas; (iv) laudos contábeis; (v) procedimentos previamente acordados; (vi) relatório de controle patrimonial; (vii) trabalhos de revisão da conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A (CVA) requerida pela ANEEL e (viii) revisão dos procedimentos relativos ao aproveitamento do incentivo fiscal (IRPJ e CSLL) à inovação tecnológica, (b) em 2013 (i) auditoria das demonstrações contábeis regulatórias; (ii) asseguração sobre cumprimento de covenants financeiros; (iii) prestação de serviços em conexão com a oferta pública de distribuição primária e secundária de ações da CPFL Renováveis; (iv) laudos contábeis; (v) procedimentos previamente acordados; (vi) trabalhos requeridos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (P&D); (vii) relatório de controle patrimonial; e (viii) revisão dos procedimentos relativos ao aproveitamento do incentivo fiscal (IRPJ e CSLL) à inovação tecnológica, e (c) em 2012 (i) asseguração sobre cumprimento de covenants financeiros; (ii) procedimentos previamente acordados – Due Diligence; (iii) a trabalhos requeridos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (P&D); (iv) emissão de laudo contábil; (v) prestação de serviços em conexão com a oferta pública de distribuição primária e secundária de ações da CPFL Renováveis; e (vi) auditoria de obras – CPFL Renováveis.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração total paga à Deloitte no exercício de 2014 foi de R\$ 8.273 mil, dos quais os valores de (i) R\$ 5.978 mil referem-se ao serviço de auditoria das demonstrações contábeis e revisão das informações intermediárias; (ii) R\$ 168 mil referem-se a revisão de Declaração de Imposto de Renda e trabalho de revisão dos procedimentos relativos ao aproveitamento do incentivo fiscal (IRPJ/CSLL) relativo à Inovação Tecnológica; (iii) R\$ 29 mil referem-se a trabalho de revisão dos procedimentos relativos ao aproveitamento do incentivo fiscal (IRPJ/CSLL) relativo à Inovação Tecnológica (iv) R\$ 498 mil referem-se a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias; (v) R\$ 346 mil referem-se a asseguração sobre cumprimento de covenants financeiros; (vi) R\$ 413 mil referem-se a prestação de serviços de due diligence em conexão com a aquisição de negócios; (vii) R\$ 245 mil referem-se a laudos contábeis; (viii) R\$ 32 mil referem-se a procedimentos previamente acordados; (ix) R\$ 103 mil referem-se a relatório de controle patrimonial e; (x) 461 mil referem-se a trabalhos de revisão da conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A (CVA) requerida pela ANEEL.
Justificativa da substituição	Não aplicável, uma vez que não houve substituição dos auditores.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável, uma vez que não houve substituição dos auditores.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Marcelo Magalhães Fernandes	12/03/2012	110.931.498-17	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, 150, 5º andar, Jardim Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (019) 37073000

2.3 - Outras informações relevantes

2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Conforme previsto no estatuto social da Companhia, compete ao Conselho Fiscal recomendar a contratação dos auditores independentes, e a deliberação sobre a seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia é de competência do Conselho de Administração. A Companhia adota a prática de não contratação dos auditores independentes para a prestação de serviços que não sejam relacionados à auditoria.

Conforme divulgado em Comunicado ao Mercado datado de 07 de novembro de 2011, a CPFL Energia em atendimento ao disposto no Artigo 31 da Instrução CVM nº 308/99, o qual determina a rotatividade dos auditores independentes a cada período de cinco anos, comunicou aos seus acionistas e ao mercado que, na reunião realizada em 26 de outubro de 2011, o Conselho de Administração aprovou a contratação da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes. A Deloitte iniciou suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais (ITRs) do primeiro trimestre de 2012 e encerrará com as demonstrações financeiras anuais de 2014. A KPMG concordou com a substituição. Adicionalmente, em 25 de março de 2015, foi aprovada pelo Conselho de Administração da CPFL Energia a contratação da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes por mais 24 meses.

A Companhia contratou a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (Deloitte) para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que essa empresa de auditoria não prestou, em 2014, 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 2014, a Deloitte prestou além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços relacionados à auditoria:

Natureza	Data do contrato	Duração	Valor	Percentual do total contrato de auditoria
Revisão DIPJ	12/03/2012	Ano calendário 2014	167.614,89	2%
Revisão dos procedimentos relativos ao aproveitamento do incentivo fiscal (IRPJ/CSLL) à Inovação Tecnológica	28/02/2014	5 meses	29.306,13	0%
Auditoria de itens financeiros e da conta de compensação de valores de itens da parcela "A" (CVA)	12/03/2012	Ano calendário 2014	461.087,94	6%
Auditoria para as Demonstrações Contábeis Regulatórias	31/03/2014	Média de 5 meses	497.690,01	6%
Asseguração sobre o cumprimento de <i>covenants</i> financeiros	09/05/2014	Ano calendário 2014	345.971,10	4%
Laudos Contábeis	12/03/2014	5 meses	245.625,03	3%
<i>Due Diligence</i>	02/05/2014	3 meses	412.857,15	5%
Trabalho de procedimentos acordados	10/01/2014	Média de 3 meses	31.716,09	0%
Relatório de Controle Patrimonial	02/05/2014	1 mês	102.623,84	1%
			2.294.492,18	28%

Como se observa, a Companhia não contratou a Deloitte para a prestação de outros serviços que não sejam relacionados à auditoria durante o exercício de 2014.

A Administração da Companhia declarou que a prestação dos serviços foi feita em estrita observância das normas que tratam da independência dos auditores independentes em trabalhos de auditoria e não representaram situações que poderiam afetar a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa pela Deloitte.

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2014)	Exercício social (31/12/2013)	Exercício social (31/12/2012)
Patrimônio Líquido	9.384.513.000,00	8.798.718.000,00	7.891.129.000,00
Ativo Total	35.098.816.000,00	31.042.796.000,00	28.924.279.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	17.305.942.000,00	14.633.856.000,00	14.890.875.000,00
Resultado Bruto	2.540.073.000,00	2.369.775.000,00	2.335.091.000,00
Resultado Líquido	886.443.000,00	949.036.000,00	1.207.062.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	962.274.260	962.274.260	962.274.260
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	9,752431	9,143670	8,200499
Resultado Líquido por Ação	0,921196	0,986243	1,254385

3.2 - Medições não contábeis

3.2 Caso o emissor tenha divulgado, no decorrer do último exercício social, ou deseje divulgar neste formulário medições não contábeis, como Lajida (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) ou Lajir (lucro antes de juros e imposto de renda), o emissor deve:

a) informar o valor das medições não contábeis

Os montantes de EBITDA, observando os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012 foram R\$ 3.760.903, R\$ 3.545.873 e R\$ 3.434.698 em 2014, 2013 e 2012, respectivamente.

b) fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas;

CONSOLIDADO	2014	2013	2012
Lucro líquido contábil	886.443	949.036	1.207.062
Impostos sobre o lucro	623.860	570.164	670.936
Resultado financeiro	1.089.454	971.443	577.773
Depreciação e amortização	1.161.145	1.055.230	978.926
EBITDA	3.760.903	3.545.873	3.434.698

c) explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações.

O EBITDA (LAJIDA) é calculado utilizando-se o lucro antes de juros (resultado financeiro), do imposto de renda e contribuição social, e da depreciação e amortização. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro, e não deve ser considerado como substituto para o lucro líquido como indicador do desempenho operacional da Companhia ou como substituto para o fluxo de caixa como indicador de liquidez. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho das empresas do grupo CPFL Energia e a definição de EBITDA utilizada pela Companhia pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas.

A Administração da Companhia entende que o EBITDA é um indicador interessante para analisar o desempenho econômico operacional da Companhia em função de não ser afetado por (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização, sendo normalmente utilizado por investidores e analistas de mercado.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

3.3 Identificar e comentar qualquer evento subsequente às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as altere substancialmente.

Os eventos subsequentes são referentes às últimas demonstrações financeiras consolidadas do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014, sendo 16 de março de 2015 a data de autorização de emissão destas demonstrações.

- **Reajuste Tarifário Anual – CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa**

Em 3 de fevereiro de 2015, a ANEEL publicou as Resoluções Homologatórias que fixaram o reajuste das tarifas das controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa a partir daquela data. Os detalhes dos reajustes estão apresentados a seguir:

Distribuidora	Resolução Homologatória	Reajuste tarifário anual - RTA	Percepção do consumidor (*)
CPFL Santa Cruz	1.850	34,68%	27,96%
CPFL Leste Paulista	1.852	20,80%	24,89%
CPFL Jaguari	1.853	38,46%	45,70%
CPFL Sul Paulista	1.851	24,88%	28,38%
CPFL Mococa	1.849	23,34%	29,28%

(*) Informação não auditada pelos auditores independentes

- **Empréstimos e Financiamentos**

CPFL Energia

Em 29 de janeiro de 2015 foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração a captação de recursos, pela Companhia, no montante de até R\$ 1.000.000, cujo objetivo desta captação é o alongamento do perfil da dívida.

Até a data destas demonstrações financeiras, foi contratado e liberado o montante de R\$ 500.000 pelo prazo de um ano.

Em 24 de fevereiro de 2015, a Companhia realizou o pré-pagamento da 4ª emissão de debêntures, cujo saldo com encargos em 31 de dezembro de 2014 era R\$ 1.304.406.

CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE

Investimento

Em Reunião do Conselho de Administração realizada em dezembro de 2014 foram aprovadas as contratações de financiamento junto ao BNDES e Banco Safra para: (i) controlada CPFL Paulista no montante de R\$ 427.716; (ii) controlada CPFL Piratininga no montante de R\$ 194.862; e (iii) controlada RGE no montante de R\$ 266.790. Estas contratações fazem parte de uma linha de crédito do FINEM, a ser aplicada no plano de investimentos das controladas. Ainda não ocorreram liberações referentes a essa contratação.

Instituições financeiras

De 1º de janeiro até a data de aprovação destas demonstrações financeiras, foram liberados recursos relacionados à modalidade de dívida Lei 4131, nos seguintes montantes: (i) R\$ 1.199.974 para a controlada CPFL Paulista, (ii) R\$ 345.551 para a controlada CPFL Piratininga; (iii) R\$ 271.949 para a controlada RGE, com vencimento final até 2020. O objetivo desta captação é o alongamento do perfil da dívida e o reforço de capital de giro das controladas.

CPFL Renováveis

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Em janeiro de 2015, a controlada Mata Velha Energética S.A. realizou a 1ª emissão de notas promissórias no montante de R\$ 50.000, com vencimento em julho de 2015. Essa emissão possui como objetivo reforçar o capital de giro.

CPFL Transmissora Morro Agudo S.A.

Em janeiro de 2015 foi aprovada a constituição da CPFL Transmissora Morro Agudo S.A., controlada da CPFL Geração, que tem como objetivo operar e explorar concessões de transmissão de energia elétrica, incluindo atividades de construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional.

EPASA – alteração na participação acionária

Após o aumento de capital ocorrido em 31 de janeiro de 2014 descrito na nota 13.9, alguns acionistas do empreendimento controlado em conjunto EPASA tiveram suas participações diluídas. De acordo com o Acordo de Acionistas vigente, havia o direito de recompra de ações por partes destes acionistas com o objetivo de recompor suas participações até 1º de março de 2015, o qual foi exercido parcialmente pela Eletricidade do Brasil S/A e OZ&M Incorporação e Participação Ltda. até 25 de fevereiro de 2015, que compraram da CPFL Geração 10.704.756 ações ordinárias, pelo montante foi R\$ 10.455. Após esta operação societária a composição acionária do empreendimento controlado em conjunto EPASA passou a ser:

Acionistas	Posição em 31/12/2014		Posição em 25/02/2015	
	Ações	Participação - %	Ações	Participação - %
CPFL Geração de Energia S/A	161.646.415	57,13	150.941.659	53,34
Eletricidade do Brasil S/A	107.903.763	38,13	118.100.009	41,74
Aruanã Energia S/A	6.960.800	2,46	6.960.800	2,46
OZ&M Incorporação, Participação Ltda	6.450.767	2,28	6.959.277	2,46
Total	282.961.745	100,00	282.961.745	100,00

Bandeiras Tarifárias

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da Resolução Normativa nº 547/13, com vigência a partir de 1 de janeiro de 2015. Tal mecanismo poderá refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado a 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 é acionada em condições mais custosas, tendo acréscimo na tarifa de R\$ 1,50 e R\$ 3,00 (sem efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 kWh consumidos. Em 2 de março de 2015, tais valores foram reajustados por meio da Resolução Homologatória nº 1.859/15, válidos a partir de 1 de março de 2015, para R\$ 2,50 e R\$ 5,50, respectivamente.

Adicionalmente, foi criada por meio do Decreto nº 8.401/15 a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, sob administração da CCEE, sendo que o valor líquido entre as despesas cobertas pelo mecanismo de bandeiras e a receita faturada pelas distribuidoras, líquida de tributos, será revertido a essa conta e vice-versa.

RTE

A ANEEL aprovou em 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). As tarifas resultantes desta RTE estarão vigentes de 2 de março de 2015 até a data do próximo evento ordinário de cada distribuidora. O impacto para os consumidores da área de concessão das controladas de distribuição são como segue:

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Distribuidora	Efeito médio (*) percebido pelo consumidor		
	Total	Grupo A	Grupo B
CPFL Paulista	31,77%	40,05%	27,27%
CPFL Piratininga	29,29%	40,49%	21,47%
RGE	35,47%	43,36%	33,04%
CPFL Santa Cruz	9,15%	10,53%	9,78%
CPFL Leste Paulista	19,09%	24,74%	17,55%
CPFL Jaguari	22,85%	25,01%	18,79%
CPFL Sul Paulista	21,29%	37,67%	13,86%
CPFL Mococa	16,25%	23,83%	13,97%

(*) Informações não revisadas pelo auditores independentes

Este evento tarifário foi aprovado sem prejuízo da realização do Reajuste Tarifário Anual – RTA ou Revisão Tarifária Periódica – RTP em 2015, conforme previsto no contrato de concessão das distribuidoras.

Bonificação em ações aos acionistas

Visando reforçar a estrutura de capital da Companhia, a Diretoria Executiva, em reunião realizada em 16 de março de 2015, recomendou ao Conselho de Administração que fosse proposto à Assembleia Geral a capitalização do saldo da reserva estatutária – reforço de capital de giro com a emissão, em favor dos acionistas, de novas ações. Esta proposta será submetida para aprovação à Assembleia Geral Extraordinária convocada para 29 de abril de 2015.

3.4 - Política de destinação dos resultados

3.4 Descrever a política de destinação dos resultados dos 3 últimos exercícios sociais, indicando:

	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2012
a) Regras sobre retenção de lucros	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em 2014, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em 2013, nos termos do artigo 196 da Lei 6.404/76, a Companhia constituiu Reserva de Retenção de Lucros para Investimento, de forma a assegurar o programa de investimento para expansão e preservação do negócio da</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em 2012, nos termos do artigo 196 da Lei 6.404/76, a Companhia constituiu Reserva de Retenção de Lucros para Investimento, de forma a assegurar o programa de investimento das subsidiárias de distribuição. Tal reserva</p>

3.4 - Política de destinação dos resultados

	<p>indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão das distribuidoras controladas pela CPFL Energia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros. Em 2014, amparada na Lei nº 6.404/1976, e considerando (i) o atual cenário econômico adverso, (ii) a falta de previsibilidade da situação hidrológica e, (iii) as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras devido a campanhas de eficiência energética e aumentos extraordinários de tarifas, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro.</p>	<p>Companhia previsto no orçamento para os anos de 2014 a 2018. Em 2013, com a aprovação das mudanças no Estatuto Social, em Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 28 de junho de 2013, foi criada a conta contábil “Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão”, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão das distribuidoras controladas pela CPFL Energia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros. O saldo de 31 de dezembro de 2012 foi transferido, em 2013, da reserva de retenção de lucros para investimento para a “Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão”.</p>	<p>será realizada mediante a alienação desses ativos ou através da indenização que será recebida pelas distribuidoras no final do prazo de suas respectivas concessões.</p>
b) Valores das Retenções de Lucros	<p>Reversão da Retenção de lucros para investimentos, constituída em 2013: R\$ 108.987.000,00; Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: R\$ 65.400.306,35, saldo final de R\$ 330.436.804,37 Reserva estatutária –</p>	<p>Retenção de lucros para investimentos: R\$ 108.987.000,00; Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: constituição negativa de R\$ 61.863.090,83 (esta constituição de reserva negativa aumenta o lucro</p>	<p>R\$ 326.899.588,84</p>

3.4 - Política de destinação dos resultados

	reforço de capital de giro: R\$ 554.887.598,45	base para distribuição), saldo final de R\$ 265.036.498,01.	
c) Regras sobre distribuição de dividendos	<p>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.</p> <p>A Política de Dividendos estabelece que devem distribuir ao menos 50% do lucro líquido ajustado, embora tenha na prática, distribuído 100% dos lucros após as devidas retenções legais, conforme tem sido deliberado pelo Assembleia Geral (item a – b).</p> <p>Conforme já descrito acima, em 2014, a companhia constituiu uma reserva de retenção para reforço do capital de giro no montante de R\$ 554.887.598,45.</p> <p>De acordo com as práticas contábeis internacionais, CPC 24 e ICPC 08, 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, quando aplicável, dividendos adicionais propostos serão mantidos no patrimônio líquido, em conta denominada "Dividendo", em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das referidas demonstrações financeiras.</p>		
d) Periodicidade das distribuições de dividendos	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo poderá ser pago antecipadamente a título de "dividendos intermediários", podendo ser declarado por períodos menores, inclusive semestralmente, se determinados pelo Conselho de Administração.</p> <p>Historicamente, a Companhia vem distribuindo dividendos semestralmente.</p>		
e) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	<p>A Companhia e suas controladas estão sujeitas a restrições de distribuição de dividendos em função de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES. Existem três situações que merecem destaque: (i) regra geral; (ii) controladas em conjunto pela CPFL Geração e (iii) EPASA.</p> <p>A regra geral versa que as empresas podem distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (ii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Exemplos destes parâmetros podem ser: Endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros.</p> <p>No caso das controladas em conjunto pela CPFL Geração, os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada CERAN e pelas controladas indiretas em conjunto ENERCAN, BAESA e Foz do Chapecó, determinam restrições ao pagamento de dividendos a seus acionistas acima de parâmetros pré-estabelecidos sem a prévia anuência destas instituições.</p> <p>Para o empréstimo da controlada indireta EPASA junto ao BNDES – modalidade FINEM – há cláusula restritiva quanto ao índice de cobertura do serviço da dívida em 1,1 vezes. Em caso de descumprimento, fica proibida a distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.</p>		

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2014	Exercício social 31/12/2013	Exercício social 31/12/2012
Lucro líquido ajustado	980.954.435,30	1.086.708.485,24	1.484.339.907,11
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	43,039174	85,657877	73,847247
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	9,445813	10,786071	15,296442
Dividendo distribuído total	422.194.685,12	930.850.545,14	1.096.144.155,38
Lucro líquido retido	667.746.750,18	155.857.940,10	388.195.751,73
Data da aprovação da retenção	26/04/2015	29/04/2014	19/04/2013

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório						
Ordinária	245.238.608,83	01/10/2014	271.677.121,31	01/10/2013	371.084.976,78	28/09/2012
Outros						
Ordinária	176.956.076,29	01/10/2014	659.173.423,83	08/05/2014	725.059.178,60	30/04/2013

3.6 Informar se, nos 3 últimos exercícios sociais, foram declarados dividendos a conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.

	2014	2013	2012
De resultado de exercícios anteriores retidos	- 0 -	56.292.666,99	333.081.619,71
De reservas constituídas:			
Realização de resultado abrangente	26.055.341,89	25.961.598,25	27.378.146,32
Realização de reserva estatutária – ativo financeiro da concessão	- 0 -	61.863.090,83	- 0 -
Reversão de retenção de lucros para investimento	108.987.000,00	- 0 -	- 0 -

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2014	27.714.304.000,00	Índice de Endividamento	2,74007882	

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento

Exercício social (31/12/2014)					
Tipo de dívida	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Garantia Real	810.383,00	1.580.325,00	1.520.099,00	3.144.647,00	7.055.454,00
Quirografárias	6.606.721,00	3.874.431,00	5.647.881,00	2.529.817,00	18.658.850,00
Total	7.417.104,00	5.454.756,00	7.167.980,00	5.674.464,00	25.714.304,00
Observação					

3.9 - Outras informações relevantes

3.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Em complemento as informações prestadas nos itens dessa seção, a Companhia entende que é relevante informar que as informações financeiras selecionadas apresentadas no item 3.1, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2012, contemplam os ajustes descritos na nota explicativa 2.9 da Demonstração Financeira de 2013 da CPFL Energia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

4. Fatores de risco

4.1 Descrever fatores de risco que possam influenciar a decisão de investimento, em especial, aqueles relacionados:

a. ao emissor;

Nós podemos adquirir outras empresas no setor elétrico como já fizemos no passado, o que poderia aumentar nossa alavancagem e afetar adversamente nossa performance consolidada.

Regularmente analisamos oportunidades para adquirir outras empresas dedicadas a atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Se adquirirmos outras empresas de energia elétrica, isso poderá aumentar nossa alavancagem ou reduzir nosso lucro. Além disso, podemos não ser capazes de integrar as atividades das empresas adquiridas visando obter economias de escala e ganhos de eficiência esperados que sempre norteiam essas aquisições. O insucesso de quaisquer destas medidas pode afetar de maneira adversa nossa situação financeira e o resultado de nossas operações.

b. a seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle;

Somos controlados por poucos acionistas, que agem de forma coordenada, e seus interesses podem conflitar com os interesses dos demais acionistas.

Em 31 de dezembro de 2014, a ESC Energia S.A., ou ESC, PREVI (através da BB Carteira Livre I FIA) e Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações ou Energia São Paulo FIA/Bonaire Participações S.A., detinham 24,33%, 29,99% e 14,87%, respectivamente, das nossas ações ordinárias em circulação. Bonaire Participações S.A., ou Bonaire, é uma holding controlada por Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações. Essas empresas são partes de um acordo de acionistas, por meio do qual compartilham o poder de controle de nossa Companhia. Nossos acionistas controladores poderão tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses de V.Sa., podendo impedir outros acionistas, inclusive V.Sa., de bloquear essas medidas. Em particular, nossos acionistas controladores controlam as decisões de nossas assembleias e podem eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração. Nossos acionistas controladores podem dirigir nossas ações em áreas como estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios. As decisões de nossos acionistas controladores quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências de nossos acionistas não controladores, inclusive detentores de nossas ADSs (American Depositary Share).

c. a seus acionistas;

O desenvolvimento e percepção de risco em outros países, inclusive nos Estados Unidos e nos países de economia emergente, poderão afetar adversamente o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive de nossas ADSs e de nossas ações ordinárias.

O valor de mercado de valores mobiliários das emissoras brasileiras é afetado pela economia e condições de mercado de outros países, inclusive dos Estados Unidos, da União Europeia, e de países de economia emergente. A crise financeira global que começou em 2008 levou a consequências significativas, incluindo a volatilidade do mercado de ações e de crédito, a indisponibilidade de crédito, as altas taxas de juros, a desaceleração da economia de uma forma geral, as taxas de câmbio voláteis e as pressões inflacionárias. A recuperação mundial dessa crise tem sido mais lenta que o esperado nos últimos anos, com resultados das maiores economias emergentes da China, Brasil e Índia mais baixos que o esperado e a União Europeia continuam a apresentar baixo crescimento do PIB, embora os Estados Unidos tenha apresentado crescimento do PIB de 3,0% em 2014. Ainda que as condições econômicas em outros países variem significativamente em relação às condições econômicas no Brasil, a reação do investidor frente ao desenvolvimento desses países pode ter um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários das emissoras brasileiras. As crises nos Estados Unidos, na União Europeia ou nos países de economia emergente podem reduzir o interesse

4.1 - Descrição dos fatores de risco

do investidor em valores mobiliários emitidos no Brasil, inclusive em relação aos nossos. Isto poderia afetar adversamente o preço de negociação das ADSs ou de nossas ações ordinárias, bem como dificultar ainda mais o nosso acesso ao mercado de capitais e o financiamento de nossas operações no futuro, em termos aceitáveis ou de qualquer modo.

Os detentores de nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que nossos acionistas.

Os detentores de nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os detentores de nossas ações. Os detentores de nossas ADSs têm os direitos contratuais estabelecidos em seu benefício nos contratos de depósito. Os detentores de ADSs exercem os direitos de voto por meio do fornecimento de informações ao depositário, em vez de votarem nas assembleias de acionistas ou por procuração. Na prática, a capacidade de um detentor de ADSs instruir o depositário no que diz respeito ao voto dependerá do momento e dos procedimentos de fornecimento de instruções ao depositário, diretamente ou pelo sistema de custódia e compensação do detentor.

Caso V.Sas. entreguem suas ADSs e retirem ações ordinárias, V.Sas. correrão o risco de verem-se impossibilitados de remeter moeda estrangeira ao exterior e de perder certas vantagens fiscais brasileiras.

Na qualidade de detentor de ADS, V.Sa. se beneficia do certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro que deve ser obtido pelo custodiante para nossas ações ordinárias subjacentes às ADSs no Brasil, que permite ao custodiante converter dividendos e demais distribuições referentes às ações ordinárias em moeda não brasileira e remeter os recursos ao exterior. Caso V.Sa. entregue suas ADSs e retire ações ordinárias, terá direito de continuar a se fiar no certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro do custodiante somente durante cinco dias úteis a contar da data de retirada. Subsequentemente, quando da alienação das ações ordinárias ou distribuições relativas às ações ordinárias, V.Sa. não poderá remeter ao exterior moeda não brasileira, a menos que obtenha seu próprio certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro ou se qualifique nos termos de regulação brasileira de investimento estrangeiro que conferem a certos investidores estrangeiros o direito de comprar e vender ações em bolsas de valores brasileiras sem necessidade de obter certificados separados de registro eletrônico de capital estrangeiro. Caso V.Sa. não se qualifique nos termos dos regulamentos de investimento estrangeiro, ficará em geral sujeito a regime fiscal menos favorável no tocante a dividendos e distribuições relativos às ações ordinárias e ao produto de qualquer venda de nossas ações ordinárias.

Caso V.Sa. tente obter seu próprio certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro, poderá incorrer em despesas ou sofrer atrasos no processo de requerimento, o que poderia atrasar o recebimento, por V.Sa. de dividendos ou distribuições relativas às nossas ações ordinárias ou o retorno de seu capital em tempo hábil. O certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro do depositário também pode ser prejudicado por futuras alterações de legislação.

Os detentores de ADSs podem não ser capazes de exercer direitos de preferência com relação às nossas ações ordinárias.

Poderemos não ser capazes de oferecer nossas ações ordinárias a detentores norte-americanos de ADSs de acordo com direitos de preferência conferidos a detentores de nossas ações ordinárias com relação a qualquer emissão futura de nossas ações ordinárias, a menos que, termo de registro ao amparo do Securities Act esteja em vigor no que respeita tais ações ordinárias e direitos de preferência ou caiba isenção das exigências de registro do Securities Act. Não estamos obrigados a apresentar termo de registro referente a direitos de preferência no tocante às nossas ações ordinárias e não podemos lhe garantir que apresentaremos tal termo de registro. Caso tal termo de registro não seja apresentado e não exista isenção de registro, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, procurará vender os direitos de preferência, tendo V.Sa. direito a receber o

4.1 - Descrição dos fatores de risco

produto da venda. Contudo, os direitos de preferência expirarão se o depositário não os vender, e os detentores norte-americanos de ADSs não auferirão ganho da outorga de tais direitos de preferência.

A volatilidade relativa e falta de liquidez dos mercados de valores mobiliários brasileiros podem limitar substancialmente sua capacidade de vender as ações ordinárias que lastreiam as ADSs pelo preço e no tempo que desejar.

Investir em valores mobiliários negociados em mercados emergentes, como o Brasil, envolve normalmente um risco maior do que investir em valores mobiliários emitidos nos Estados Unidos. Geralmente, em sua natureza, tais investimentos são considerados mais especulativos. O mercado brasileiro de valores mobiliários é substancialmente menor, tem menos liquidez, maior concentração e pode ser mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários nos Estados Unidos. Consequentemente, embora o acionista tenha o direito de resgate, a qualquer tempo, as ações ordinárias que lastreiam as ADSs do depositário, sua capacidade de vender as ações ordinárias que lastreiam as ADSs por um preço e no tempo em que desejar fazê-lo pode ser bastante limitada. Há também uma concentração significativamente maior no mercado de valores mobiliários brasileiro do que nos principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Em 31 de dezembro de 2014, as dez maiores empresas em capitalização no mercado representaram 50,7% da capitalização total do mercado da BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias & Futuros ou BM&FBOVESPA. As dez melhores ações, em termos de volume de negociações, representaram 46,3%, 41,3% e 43,0% de todas as ações negociadas na BM&FBOVESPA, em 2014, 2013 e 2012, respectivamente.

d. a suas controladas e coligadas;

As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de Consumidores Livres e Especiais são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional caso a ANEEL estabeleça tarifas de maneira que não nos seja favorável.

A ANEEL dispõe de ampla discricionariedade para determinar as tarifas cobradas por nossas distribuidoras aos nossos consumidores. Nossas tarifas são determinadas de acordo com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro e em conformidade com os regulamentos e decisões da ANEEL.

Nossos contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que admite três tipos de reajustes tarifários: (i) reajuste tarifário anual, ou RTA; (ii) revisão tarifária periódica, ou RTP e (iii) revisão tarifária extraordinária, ou RTE. Temos o direito de requerer a cada ano o reajuste anual, que é destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores certas alterações de nossa estrutura de custos cujo controle não gerenciamos, tais como o custo da energia elétrica que compramos e certos encargos regulatórios, incluindo encargos do uso da rede de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL realiza a revisão periódica a cada quatro ou cinco anos, a qual tem, por finalidade, identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar um fator de redução baseado em nossa eficiência operacional que será aplicado em comparação com o índice de nossos reajustes tarifários anuais correntes, cujo objetivo é compartilhar quaisquer ganhos correlatos com nossos consumidores. Estamos, ainda, sujeitos a uma revisão extraordinária de nossas tarifas, o que poderá afetar negativamente nossos resultados de operação ou posição financeira.

Não há certeza de que a ANEEL irá estabelecer tarifas que nos beneficiem, tendo em vista as alterações na metodologia de cálculo utilizada pela ANEEL na revisão tarifária periódica. Através da Resolução n. 457/2011, a ANEEL definiu a metodologia aplicável para os anos de 2011 a 2014 referente à revisão dos ciclos, que afetou negativamente nossa condição financeira e resultados operacionais. Adicionalmente, à medida que qualquer um desses reajustes não seja concedido pela ANEEL em tempo hábil, nossa situação financeira e o resultado de operações poderão ser adversamente afetados.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A metodologia a ser aplicada para os anos de 2015 a 2018 está atualmente sob consulta pública, cuja conclusão está prevista para o primeiro semestre de 2015.

Nós podemos ser penalizados pela ANEEL se não cumprirmos com os termos contidos nos nossos contratos de concessão, que podem nos acarretar multas, outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, o encerramento de nossas concessões e autorizações.

A ANEEL pode nos impor penalidades caso deixemos de cumprir qualquer disposição dos nossos contratos de concessão. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades aplicáveis incluem:

- advertências;
- multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício financeiro anterior à data da infração;
- embargo à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- extinção da concessão.

Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer de nossas concessões por meio de desapropriação por motivos de interesse público.

Atualmente estamos cumprindo com todas as condições relevantes de nossos contratos de concessão. No entanto, não podemos garantir ao investidor que não seremos penalizados pela ANEEL por descumprimentos de nossos contratos de concessão ou que nossas concessões não serão revogadas no futuro. A indenização a que temos direito na ocorrência de eventual rescisão ou revogação antecipada de nossas concessões pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer de nossos contratos de concessão seja rescindido por razões que possam ser atribuídas a nós, o valor efetivo de indenização pelo poder concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades. Por conseguinte, a imposição de multas ou penalidades à nossa Companhia ou a revogação de qualquer de nossas concessões pode acarretar em efeito adverso relevante sobre a nossa situação financeira e resultados de operações.

Podemos não ter a capacidade de repassarmos integralmente os custos de nossas compras de energia elétrica e, para satisfazer à nossa demanda, poderíamos ser obrigados a firmar contratos de curto prazo para adquirir energia elétrica a preços consideravelmente mais altos do que em nossos contratos de compra de longo prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, um distribuidor de energia elétrica deverá contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas, 100% de suas necessidades previstas de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão e está autorizado a repassar até 105% desta energia aos consumidores. As previsões acima ou abaixo da demanda podem gerar impactos adversos. Caso nossa previsão de demanda se mostre incorreta e compremos energia elétrica em quantidade menor ou maior do que nossas necessidades, poderemos não ser capazes de realizar o repasse integral dos custos de nossas compras de energia e sermos forçados a acessar o mercado spot para compra ou venda da energia a preços

4.1 - Descrição dos fatores de risco

substancialmente maiores ou menores do que aqueles celebrados em contratos de longo prazo. Por exemplo, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece, entre outras limitações, que se nossas projeções ficarem significativamente abaixo de nossa demanda verificada, poderemos ser forçados a adquirir este saldo através do mercado spot. Nossas projeções de demanda de energia elétrica poderão mostrar-se imprecisas, inclusive como resultado da migração entre os diferentes mercados pelos consumidores (regulado e livre). Caso ocorram variações significativas entre a nossa demanda de energia elétrica e a quantidade de energia elétrica efetivamente adquirida, o resultado de nossas operações poderá ser adversamente afetado.

Poderemos ficar expostos no mercado spot a preços substancialmente elevados com relação aos nossos contratos de longo prazo caso não sejamos capazes de comprar energia em quantidade suficiente para honrar nossos contratos de venda no mercado livre.

Em 2 de agosto de 2012, o MME promulgou a Lei nº 455, nos termos da qual o ajuste do volume de energia *ex post* foi proibido a partir de 1º de junho de 2014, e as partes terão que registrar *ex ante* junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ou CCEE, volume de consumo esperado, exceto quando as partes tiverem especificado que o contrato relevante está ligado ao volume de consumo efetivo. Entretanto, a ABRACEEL obteve uma liminar contra a Lei nº 455, impedindo a implementação do registro *ex ante*. A aplicação da referida lei na CCEE foi suspensa para todos os agentes (Geradores, Operadores e Consumidores Livres), uma vez que sua aplicabilidade é genérica e não a um grupo específico de agentes. Essa lei aplica-se somente para o Mercado Livre e não afeta os distribuidores. Nos termos deste sistema, se a liminar for suspensa, caso nossas projeções de volume de energia estejam incorretas e caso compremos mais ou menos energia do que necessário, não seremos capazes de ajustar nossa exposição com relação ao volume de energia adquirido.

A construção, ampliação e operação de nossas instalações e equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica envolvem riscos significativos que podem ensejar perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, ampliação e operação de instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica envolve muitos riscos, incluindo:

- a incapacidade de obter alvarás e aprovações governamentais necessários;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimento;
- greves;
- paralisações trabalhistas;
- perturbação social;
- interferências climáticas e hidrológicas;
- problemas ambientais e de engenharia não previstos;
- aumento nas perdas de energia elétrica, incluindo perdas técnicas e comerciais;
- atrasos operacionais e de construção, ou custos superiores ao previsto;
- a incapacidade de vencer leilões do setor de energia elétrica promovidos pela ANEEL; e

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- indisponibilidade de financiamento adequado.

Se vivenciarmos esses ou outros problemas, poderemos não ser capazes de gerar e distribuir energia elétrica em quantidades compatíveis com nossas projeções, o que pode vir a afetar de maneira adversa nossa situação financeira e o resultado das nossas operações.

Se formos incapazes de concluir nosso programa de investimento proposto no cronograma previsto, a operação e o desenvolvimento de nossos negócios poderão ser afetados de forma adversa.

Planejamos investir aproximadamente R\$2.094 milhões em nossas atividades de geração (R\$2.044 milhões em atividades de geração renováveis e R\$50 milhões em geração convencionais), R\$7.033 milhões em nossas atividades de distribuição e R\$541 milhões em nossas atividades de comercialização e serviços durante o período de 2016 a 2020. Nossa capacidade de concluir esse programa de investimento depende de uma série de fatores, inclusive da nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre outras. Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimentos proposto, sendo que a impossibilidade de fazê-lo pode afetar de maneira adversa e relevante a nossa operação e o desenvolvimento dos nossos negócios.

Somos responsáveis por quaisquer perdas e danos em decorrência da prestação inadequada de serviços de energia elétrica e nossas apólices de seguro contratadas podem não ser suficientes para cobrir totalmente tais perdas e danos.

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva por perdas e danos, diretos e indiretos, decorrentes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Além disso, nossas distribuidoras e geradoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do ONS. Não podemos assegurar que nossas apólices de seguro cobrirão integralmente os danos resultantes da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso.

Podemos não ser capazes de criar os benefícios esperados e retorno sobre os investimentos dos nossos negócios de geração de energia renovável.

Por meio de nossa subsidiária CPFL Renováveis, fizemos investimentos de capital substanciais em negócios de geração que não hidrelétrica, principalmente eólica e de biomassa. Esses negócios de geração renováveis dependem de alguns fatores que fogem do nosso controle e poderão afetar significativamente esses negócios.

No segmento de biomassa, poderemos sofrer com a escassez no mercado de cana de açúcar, matéria prima necessária para a geração de biomassa. Ademais, dependemos, até certo grau, do desempenho de nossos parceiros na operação das usinas de biomassa. A operação de parques eólicos envolve incertezas e riscos relevantes, incluindo risco financeiro associado com a diferença entre a energia gerada e a energia contratada por meio dos leilões públicos de energia. Esses riscos financeiros são principalmente: (i) menor intensidade dos ventos e da duração do que aqueles contemplados na fase de estudo do projeto; (ii) qualquer atraso no início das operações em um parque eólico; e (iii) indisponibilidade de turbinas eólicas em níveis acima dos padrões de desempenho.

Caso estas usinas de geração não sejam capazes de gerar a energia contratada pela Companhia, poderemos ser forçados a comprar o déficit no mercado à vista. Os preços no mercado à vista são voláteis e podem ser maiores que o preço acordado pelas subsidiárias de energia renovável para vender energia, que poderia aumentar nossos custos e gerar perdas neste segmento.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Nós geramos uma parcela significativa da nossa receita operacional pelo atendimento a consumidores qualificados como "Consumidores Livres", que podem buscar fornecedores alternativos. Podemos enfrentar outros tipos de competição que podem afetar negativamente nossa participação no mercado e as nossas receitas.

Dentro da nossa área de concessão, outros fornecedores de energia elétrica podem competir conosco na oferta de energia elétrica a certos consumidores qualificados como "Consumidores Livres", aos quais nossas distribuidoras podem fornecer energia elétrica apenas de acordo com tarifas reguladas. Estes consumidores qualificados para tornarem-se Consumidores Livres podem optar por sair de nosso ambiente regulado de distribuição de energia elétrica depois que expirarem seus contratos em vigor, mediante notificação com 6 meses de antecedência, sendo que somente poderão retornar após 5 anos de aviso prévio. Em 31 de dezembro de 2014, fornecemos energia a 46 Consumidores qualificados como Livres, que responderam por aproximadamente 1,5% de nossa receita operacional líquida do nosso segmento de Distribuição e por aproximadamente 2,5% da quantidade total de energia elétrica vendida por nosso segmento de Distribuição em 2014. Ademais, outros consumidores que atendam determinados critérios podem se tornar Consumidores Livres, como por exemplo, consumidores especiais que poderão ser atendidos por fontes renováveis de energia, como pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), energia eólica ou biomassa. Em 31 de dezembro de 2014, os consumidores que atendiam a estas condições, num total de 1.649 consumidores que poderiam escolher seu fornecedor, ou Consumidores Livres Potenciais, responderam por aproximadamente 9,0% das receitas operacionais líquidas de nosso segmento de Distribuição e aproximadamente 12,7% da quantidade total de energia elétrica vendida por nosso segmento de Distribuição em 2014.

Adicionalmente, é possível que nossos grandes consumidores industriais sejam autorizados pela ANEEL a gerar energia elétrica para consumo próprio ou venda a terceiros, caso em que poderão obter uma autorização ou concessão para a geração de energia elétrica em uma determinada área, o que poderia afetar adversamente nossos resultados de operações.

Nosso grau de endividamento e nossas obrigações de serviço de dívidas podem afetar adversamente nossa capacidade de conduzir nossas atividades e de realizar pagamentos desses financiamentos.

Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos um endividamento de R\$19.150 milhões. Nosso endividamento aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados a nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar aquisições estratégicas, investimentos, joint ventures ou para outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais. Caso incorramos em endividamentos adicionais, poderiam aumentar os riscos relacionados ao nosso endividamento.

Mais informações sobre nosso endividamento consulte o item 10.1.f deste Formulário de Referência.

e. a seus fornecedores;

O risco associado aos fornecedores de nossas controladas está informado no item d "Podemos não ser capazes de criar os benefícios esperados e retorno sobre os investimentos dos nossos negócios de geração de energia renovável" e no item g "O impacto de uma escassez de energia elétrica e do racionamento de energia elétrica dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002, pode ter um efeito adverso substancial sobre nossos negócios e resultados de operações".

4.1 - Descrição dos fatores de risco

f. a seus clientes;

O risco associado aos clientes de nossas controladas está informado no item d, "Nós geramos uma parcela significativa da nossa receita operacional pelo atendimento a consumidores qualificados como "Consumidores Livres", que podem buscar fornecedores alternativos. Podemos enfrentar outros tipos de competição que podem afetar negativamente nossa participação no mercado e as nossas receitas".

g. aos setores da economia nos quais o emissor atue;

Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas podem afetar nossos resultados de operações.

Somos dependentes das condições hidrológicas existentes no Brasil, país em que operamos. Em 2014, de acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico ou ONS, aproximadamente 73% da energia elétrica consumida no Brasil foi fornecida por Usinas Hidrelétricas.

O Brasil está sujeito às condições hidrológicas imprevisíveis, com desvios não cíclicos da média pluviométrica. A fim de compensar as más condições hidrológicas e manter os níveis de segurança nos reservatórios e os níveis de fornecimento de energia elétrica, o ONS poderá despachar Usinas Termoelétricas, incluindo aquelas operadas por nós. A substituição da geração hidrelétrica pela geração termoelétrica pode causar resultados adversos em nosso segmento de geração uma vez que Usinas Hidrelétricas, incluindo aquelas operadas por nós, poderão receber uma quantidade de energia inferior à energia assegurada no Mecanismo de Realocação de Energia ou MRE. Esse déficit de energia chamado de Fator de Geração em Escala, ou "GSF", irá representar uma despesa no valor *spot price*, expondo o operador das Usinas Hidrelétricas a riscos de *spot price*.

No segmento de Distribuição, a geração termelétrica poderá gerar diversos custos adicionais de aquisição de energia quando o ONS despacha Usinas Termelétricas por ordem de mérito, e de custos extraordinários, como componentes do Encargo de Serviço do Sistema, o ESS, relacionados a segurança energética, ou ESS-SE, quando essas usinas são despachadas fora da ordem de mérito. Esses custos adicionais poderão ser repassados pelos distribuidores aos consumidores por meio de aumentos na tarifa nos ajustes anuais futuros ou revisões periódicas, conforme permitido pela autoridade regulatória. Contudo, poderá haver uma incompatibilidade de fluxo de caixa no período intermediário, uma vez que as distribuidoras terão que arcar com estes custos imediatamente, enquanto as tarifas são reajustadas apenas mais tarde.

Em janeiro de 2015, o setor elétrico começou a implementar um mecanismo de "bandeiras tarifárias" mensais, em que as faturas dos consumidores podem estar sujeitas a acréscimos tarifários mensais, quando os custos de fornecimento atinjam certos níveis, permitindo que os consumidores adaptem seu uso para os custos de energia atuais. As receitas cobradas sob o sistema das bandeiras tarifárias são reembolsadas às companhias distribuidoras com base no seu custo de energia relativa do período. Devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas desde 2013, bandeiras tarifárias vermelhas têm sido aplicadas desde a introdução deste sistema, em janeiro de 2015. Embora esse mecanismo reduza, em parte, o descompasso de fluxo de caixa, pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termelétrica, sendo que as distribuidoras podem, ainda, correr risco de descasamento de fluxo de caixa de curto prazo.

O impacto de uma escassez de energia elétrica e do racionamento de energia elétrica dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002, pode ter um efeito adverso substancial sobre nossos negócios e resultados de operações.

Períodos de precipitação pluviométricas baixas ou extremamente baixas que resultam em escassez de energia elétrica podem afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais. Por exemplo, durante o período de baixa precipitação pluviométrica dos anos de 2000 e 2001, o governo brasileiro instituiu

4.1 - Descrição dos fatores de risco

O Programa de Racionamento, um programa de redução do consumo de energia elétrica que esteve em vigor de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Programa de Racionamento estabeleceu limites para o consumo de energia elétrica para consumidores industriais, comerciais e residenciais, que variavam de 15,0% a 25,0% de redução no consumo de energia. Caso o Brasil experimente outra escassez de energia elétrica (situação que pode ocorrer e sob a qual não temos possibilidade de controlar ou prever), o governo brasileiro poderá implementar políticas similares ou outras no futuro para fazer frente à escassez. Por exemplo, programas abrangentes de conservação de energia elétrica, incluindo reduções compulsórias no consumo poderão ser implementados caso as condições hidrológicas desfavoráveis não possam ser compensadas, na prática, por outras fontes de energias, como Usinas Termelétricas, assim resultando em um menor suprimento de energia elétrica para o mercado brasileiro.

Estamos expostos a aumentos das taxas de juros praticadas pelo mercado e a riscos cambiais.

Em 31 de dezembro de 2014, aproximadamente 82,0% do nosso endividamento total eram denominados em Reais e atrelados às taxas do mercado financeiro brasileiro ou a índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos às taxas flutuantes de juros. Os 18,0% restantes do nosso endividamento total eram denominados em dólares norte-americanos e, em grande parte, vinculados a swaps cambiais que os convertiam em reais. Adicionalmente, compramos energia da usina Hidrelétrica de Itaipu, cujo custo está atrelado à variação cambial do dólar norte-americano. Anualmente, no momento do reajuste tarifário, nossas tarifas são reajustadas para contemplar os ganhos ou perdas na aquisição desta energia. Desse modo, se esses índices ou taxas aumentarem ou se o dólar norte-americano apreciar em relação ao real, nossas despesas financeiras aumentarão.

Mais informações sobre o risco de flutuações de taxas de juros e a riscos cambiais, consulte item 5.1 deste Formulário de Referência.

O governo brasileiro tem exercido e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Este envolvimento, bem como as condições políticas e econômicas brasileiras poderiam afetar adversamente nosso negócio e o preço de negociação de nossas ADSs e de nossas ações ordinárias.

O governo brasileiro frequentemente intervém na economia brasileira e, de tempos em tempos, introduz mudanças significativas na política e nas regulamentações. As ações do governo brasileiro de controlar a inflação e outras políticas e regulamentação frequentemente envolvem, entre outras medidas, aumentos nas taxas de juros, mudanças nas políticas fiscais, controles de preço, depreciações de moeda, controles de capital e limites às importações. Nossas atividades, situação financeira e resultados de operações podem ser adversamente afetados por mudanças na política ou regulamentação nos níveis federal, estadual e municipal que envolvam ou afetem fatores como:

- taxas de juro;
- política monetária;
- variações cambiais;
- inflação;
- liquidez dos mercados de capital e empréstimos;
- políticas tributárias;
- alterações em leis trabalhistas;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- regulamentações ambientais em nosso setor;
- taxas de câmbio e controles e restrições sobre remessas para o exterior, como aquelas brevemente impostas em 1989 e começo de 1990; e
- outros desenvolvimentos políticos, sociais ou econômicos que afetaram o Brasil

Não podemos garantir que o governo brasileiro continuará com as políticas econômicas atuais, ou que alguma mudança implementada pelo governo brasileiro não afetará, direta ou indiretamente, nossos negócios e resultados de nossas operações.

Mais informações sobre os principais fatores de risco de mercado que afetam nossos negócios, consulte item 5.1 deste Formulário de Referência.

As condições políticas podem causar um impacto adverso na economia brasileira e nos nossos negócios.

As condições políticas atuais no Brasil podem afetar a confiança dos investidores e ao público em geral assim como o desenvolvimento da economia. Incertezas relacionadas com a política de administração presidencial futura e indicações para posições importantes, assim como as investigações em curso sobre suposta corrupção em companhias estatais podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral. Também pode ter um efeito adverso na economia brasileira, nos nossos negócios, condição financeira, resultado das operações e no preço de mercado de nossas ações ordinárias e ADSs.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nossa condição financeira, os nossos resultados operacionais e o preço de mercado das ADS e de nossas ações ordinárias.

Durante as últimas décadas, o real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar norte-americano e às moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2012, 2013 e 2014, a taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano foi de R\$2,044, R\$2,343 e R\$2,656 por US\$1,00, respectivamente. Em 15 de maio de 2015, a taxa de câmbio era de R\$2,989 por US\$1,00. O real poderá ainda se depreciar em comparação com o dólar norte-americano no futuro.

A depreciação do Real eleva o custo de serviço de nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de aquisição de energia elétrica da Hidrelétrica de Itaipu, uma usina hidrelétrica que é uma de nossas principais fornecedoras e que corrige os preços de energia elétrica parcialmente com base em seus custos em dólar norte-americano. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e provocar o aumento da taxa de juros, que pode afetar negativamente o crescimento da economia brasileira como um todo e afetar nossa condição financeira e resultados operacionais, como também inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais, e levar o governo a intervir, inclusive com políticas governamentais de recessão. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode também levar à diminuição do consumo, pressões deflacionárias e reduzir o crescimento da economia como um todo. Por outro lado, a apreciação do Real em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras poderá conduzir à desvalorização de contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações. Dependendo das circunstâncias, tanto a depreciação como a apreciação do real podem substancialmente e adversamente afetar o crescimento da economia brasileira e de nosso negócio, nossas condições financeiras e resultados de operações.

A depreciação do real também reduz o valor em dólar norte-americano das distribuições e dividendos atribuíveis às ADSs e o equivalente em dólares norte-americanos ao preço de mercado de nossas ações ordinárias e, conseqüentemente, das ADSs.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Mais informações qualitativas e quantitativas em relação à instabilidade de taxa de câmbio que afetam nossos negócios, consulte item 5.1 deste Formulário de Referência.

Esforços do governo para combater a inflação podem impedir o crescimento da economia brasileira e poderiam afetar os nossos negócios.

O Brasil conviveu no passado com taxas de inflação extremamente elevadas e, por este motivo, adotou políticas monetárias que resultaram em uma das maiores taxas de juros reais do mundo. Entre 2006 e 2014, a SELIC no Brasil variou entre 7,25% a.a. e 17,25% a.a. atingindo sua maior baixa (7,25%) ao final de 2012. Em 15 de maio de 2015, a SELIC foi de 13,25%. A inflação e as medidas adotadas pelo governo brasileiro para combatê-la, principalmente por meio do Banco Central do Brasil, tiveram e poderão ter efeitos significativos na economia brasileira e em nosso negócio no futuro. Políticas de restrição monetária com altas taxas de juros podem restringir o crescimento do Brasil e a disponibilidade de crédito. Inversamente, políticas governamentais e do Banco Central do Brasil mais brandas e a diminuição das taxas de juros podem desencadear o aumento da inflação, e conseqüentemente, a maior volatilidade do crescimento e necessidade de aumentos imprevistos e substanciais na taxa de juros, o que poderá afetar negativamente nosso negócio. Adicionalmente, se o Brasil vivenciar novamente aumento de índices de inflação, poderemos não conseguir corrigir as tarifas que cobramos de nossos consumidores para compensar os efeitos da inflação sobre nossa estrutura de custos.

h. à regulação dos setores em que o emissor atue;

Estamos sujeitos a ampla regulação de nosso negócio, o que fundamentalmente afeta nossa performance financeira.

Nosso negócio está sujeito a extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente a Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL. A ANEEL regula e supervisiona vários aspectos de nosso negócio e estabelece nossas tarifas. Se formos obrigados pela ANEEL a fazer investimentos de capital adicionais e não esperados, e não nos for permitido reajustar nossas tarifas de maneira correspondente, ou se a ANEEL não autorizar o reembolso de todos os custos, ou ainda, se a ANEEL modificar a regulação relativa a ajustes tarifários, poderemos ser adversamente afetados.

Adicionalmente, tanto a implementação de nossa estratégia de crescimento, como nossos negócios normais podem ser adversamente afetados por ações governamentais, tais como a modificação da atual legislação, o cancelamento dos programas de concessão estaduais e federais, criação de critérios mais rígidos para qualificação em leilões públicos de energia ou atraso na revisão e implementação de novas tarifas anuais.

Caso mudanças regulatórias exijam que conduzamos nossos negócios de maneira substancialmente diferente de nossas operações atuais, nossas operações e resultados financeiros podem ser adversamente afetados.

Não podemos assegurar a renovação de nossas concessões e autorizações.

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração de nossas concessões é de 16 a 35 anos. A Constituição Federal da República Federativa do Brasil requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam outorgadas por meio de oferta pública. Com base em leis e regulamentos específicos do setor de energia elétrica, o governo brasileiro pode renovar as atuais concessões por um período adicional de até 20 ou 30 anos, dependendo da natureza da concessão, sem oferta pública, desde que a concessionária tenha atendido aos padrões mínimos de desempenho e que a proposta seja, por outro lado, aceitável para o governo brasileiro. O governo brasileiro possui considerável discricionariedade, nos termos da Lei nº 8.897/95, ou Lei de Concessões, e de contratos de concessão, com relação à renovação das concessões.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Nossas primeiras concessões de distribuição a expirarem são aquelas detidas por nossas subsidiárias distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista, originalmente concedidas em 1999 por um prazo de 16 anos que expirará em julho de 2015.

A Lei nº 12.783/13 determinou que as concessões de distribuição, tais como as detidas pela CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista, poderiam ser renovadas, sujeitas a certas condições, por um prazo adicional de até 30 anos. Dessa forma, solicitamos em 2014 a renovação dessas concessões, tendo nos antecipado à data de renovação, em julho de 2015. Entretanto, em 31 de março de 2015, antes de recebermos qualquer resposta das autoridades competentes sobre este pedido de renovação, foi divulgada a informação de que a Justiça Federal proferiu decisão, em processo iniciado pelo Ministério Público contra ANEEL e Governo Federal, declarando que as concessões de distribuição, particularmente aquelas que já haviam sido renovadas no passado, não podem ser automaticamente renovadas sem que certas condições sejam atendidas. Uma vez que não somos parte envolvida no processo, para o qual entendemos haver possibilidade de recurso, estamos atualmente impossibilitados de prever seus efeitos em nosso pedido para renovação destas concessões. Consulte o "Item 9.1.b – Concessões". Não podemos dar nenhuma garantia de que as concessões que expiram em julho de 2015 serão renovadas, ou se as condições de qualquer concessão, renovada ou nova, serão aceitáveis. Caso estas ou outras de nossas concessões não sejam renovadas, ou caso elas sejam renovadas em condições desfavoráveis, nossas receitas podem ser adversamente afetadas.

Não temos certeza quanto à revisão da Energia Assegurada nas nossas usinas hidrelétricas.

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabelece que a energia assegurada das usinas de geração seria revista a cada cinco anos. Como parte dessas revisões, o Ministério de Minas e Energia (MME), poderá revisar a Energia Assegurada de uma companhia, limitado a uma variação máxima de 5% por revisão ou de 10% para todo o período do contrato de concessão. Adicionalmente a esta revisão tarifária periódica, ainda não podemos prever quando os efeitos da primeira revisão são esperados para acontecer para todas as usinas hidrelétricas (não aplicável para as PCHs), uma vez que a Portaria nº 681, de 30 de dezembro de 2014 determinou que todos os valores referentes à Energia Assegurada não serão objeto de alterações até 31 de dezembro de 2015, não estabelecendo, no entanto, data para a alteração. Não podemos ter certeza se o MME fará quaisquer revisões à nossa Energia Assegurada, seja no âmbito do ciclo de revisão periódica ou sob esta revisão extraordinária e, se assim for, irá aumentar ou diminuir a nossa Energia Assegurada. Se a nossa Energia Assegurada diminuir, nossa capacidade de fornecer eletricidade sob nossos contratos de compra de energia, ou PPAs, seriam prejudicados, o que poderia levar a uma diminuição da nossa receita e aumentar nossos custos caso nossas subsidiárias de geração sejam obrigadas a comprar energia em outro lugar.

A estrutura regulatória sob a qual operamos está sujeita a contestação legal.

O governo brasileiro implementou mudanças fundamentais na regulação do setor elétrico na legislação aprovada em 2004, conhecida como a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Contestações quanto à constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ainda estão pendentes perante o Supremo Tribunal Federal. Se toda ou parte da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico fosse declarada inconstitucional, isso traria consequências incertas quanto à validade da atual Regulação e quanto ao desenvolvimento da estrutura regulatória. O resultado do processo legal é difícil de ser previsto, porém ele pode ter um impacto adverso em todo o setor energético, incluindo nossos negócios e resultados de nossas operações.

Estamos sujeitos a regulamentação ambiental e de saúde que poderão se tornar mais rigorosas no futuro, podendo acarretar aumentos de obrigações e de investimentos.

Nossas atividades estão sujeitas a legislação federal, estadual e municipal abrangentes bem como regulação e fiscalização por agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais e de saúde. Essas agências podem tomar medidas contra nós caso não atendamos a

4.1 - Descrição dos fatores de risco

regulamentação aplicável. Essas medidas poderão incluir, entre outras coisas, a imposição de multas e a revogação de licenças. É possível que um aumento no rigor da regulamentação ambiental e de saúde nos force a direcionar os nossos investimentos para atender essa regulamentação e, conseqüentemente, desviar recursos dos investimentos planejados. Tal desvio pode afetar de maneira adversa nossa situação financeira e o resultado das nossas operações.

i. aos países estrangeiros onde o emissor atue.

Não aplicável em função do emissor e suas controladas somente atuarem em território brasileiro.

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco

4.2 Em relação a cada um dos riscos acima mencionados, caso relevantes, comentar sobre eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos.

Os riscos apresentados no item 4.1 são constantemente monitorados pela Companhia. A Companhia não espera que haja redução ou aumento relevantes em sua exposição aos riscos descritos anteriormente.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

4.3 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios do emissor ou de suas controladas, indicando:

No processo de análise de relevância, a Companhia e suas controladas não se detiveram somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, como também aqueles processos em que a imagem da Companhia ou de suas controladas possa ser afetada de maneira adversa.

PROCESSOS FISCAIS

- **ICMS – CPFL Piratininga**

Processo Fiscal nº 114.01.2010.001734-4 – ICMS	
a) Juízo	1ª Vara da Fazenda Pública de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	22/05/2009
d) Partes no processo	CPFL Piratininga x Fazenda do Estado de São Paulo
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 53.474
f) Principais fatos	A controlada CPFL Piratininga ajuizou uma ação de anulação de um débito fiscal de ICMS que surgiu em razão da controlada ter dado cumprimento à decisão em uma ação movida pelo Ministério Público contra o Estado de São Paulo que questionava a metodologia de cálculo do tributo para o fornecimento de energia a uma cidade do Estado de São Paulo. Foi proferida sentença anulando o débito. Posteriormente, a Fazenda Pública interpôs Apelação, a qual foi parcialmente provida apenas para reduzir o valor de honorários sucumbenciais, mantendo-se a anulação do débito. Desta forma, ambas as partes apresentaram embargos declaratórios, os quais foram improvidos. Atualmente, aguarda-se análise e julgamento dos Recursos Especiais interpostos pela empresa e pela Fazenda. Denominado anteriormente pelo nº 114.01.2009.030990-0, alterado para o processo nº 114.01.2010.001734-4 que refere-se a ação anulatória do débito.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Piratininga no valor de R\$ 53.474, que representa 0,3% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

- **Plano de pensão – CPFL Paulista**

A CPFL Paulista está envolvida em um processo fiscal que contesta a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável da Receita Federal, a CPFL Paulista deduziu tais despesas para os fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ainda, ressaltamos que este processo fiscal também levou a diversos outros processos, cujo total montam R\$1.008.733, e os principais estão destacados abaixo:

Processo Fiscal nº 2004.61.05.014813-3 – IRPJ	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	União Federal x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 466.050
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Realizamos depósito judicial no valor de R\$ 360 milhões em 2007 (R\$ 618 milhões atualizados para 31 de dezembro de 2014), o qual permitiu à controlada prosseguir com a ação sem correr o risco de ter qualquer ativo penhorado pelas autoridades fiscais. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Assim, a CPFL Paulista interpôs Apelação. No entanto, referido recurso teve seu provimento negado, em 12/01/2015. A CPFL irá recorrer desta decisão.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Valor depositado em juízo e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 466.050 que representa 2,7% de nossa Receita Líquida consolidada.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

Processo Fiscal nº 2004.61.05.014812-1 – CSLL	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	União Federal x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 182.414
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

	favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fiança bancária. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação. Atualmente, aguarda-se julgamento do recurso.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 182.414, que representa 1,1% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

Processo Fiscal nº 2009.61.05.000330-0 – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	08/01/2009
d) Partes no processo	União Federal x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 88.484
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fianças bancárias e ingressou com Embargos à Execução. O Embargo foi julgado improcedente. Assim, a CPFL apresentou Recurso de Apelação, o qual, atualmente, aguarda julgamento.
G) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 88.484, que representa 0,5% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo Fiscal nº 2008.61.05.004593-3 – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	05/05/2008
d) Partes no processo	União Federal x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 62.498
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fiança bancária, contudo em 2011, foi necessário ser substituída por depósito no valor de R\$ 54 milhões (R\$ 72 milhões atualizados para 31 de dezembro de 2014). Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação. Atualmente, aguarda-se julgamento do recurso.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Valor depositado em juízo e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 62.498, que representa 0,4% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

- **Plano de Pensão: CPFL Piratininga**

Processo Fiscal nº 10830.001019/2007-39 - Auto de infração de IRPJ e CSLL	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	02/03/2007
d) Partes no processo	CPFL Piratininga x Delegado da Receita Federal de Campinas
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 152.328
f) Principais fatos	A controlada CPFL Piratininga recebeu uma autuação fiscal relacionada à dedutibilidade de despesas provenientes dos pagamentos previstos no acordo financeiro firmado para o equacionamento do déficit com o fundo de pensão da Fundação CESP. Foi indeferida a Impugnação apresentada pela empresa. Assim, a CPFL ingressou com Recurso Voluntário, o qual foi indeferido. Atualmente, aguarda-se julgamento do Embargos de Declaração apresentado pela controlada.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial. Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Piratininga no valor de R\$ 152.328, que representa 0,9% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – RGE**

Processo Fiscal n.º 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Vara Federal de Execuções Fiscais e Criminais de Caxias do Sul
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	16/08/2012
d) Partes no processo	RGE x União - Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 448.307
f) Principais fatos	A Fazenda Nacional ajuizou ação de natureza fiscal em face da controlada RGE referente a supostos débitos fiscais, relativos a fatos geradores ocorridos no período de 1999 a 2003, decorrentes de: 1) excesso de amortização de ágio, 2) excesso de depreciação de bens submetidos a reavaliação, e 3) valores relacionados a atualização monetária da Conta de Compensação de Variação de itens da Parcela A ("CVA"), que foram excluídos da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, anteriormente discutidos no processo administrativo nº 11080.009008/2004-47. A controlada RGE ofereceu seguro garantia,

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

	interpondo embargos à execução, que se encontra em fase pericial.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$ 448.307, que representa 2,6% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

Processo Fiscal n.º 11020.721280/2013-02– IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF)
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	09/05/2013
d) Partes no processo	RGE x Delegado da Receita Federal em Caxias do Sul/RS
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 223.342
f) Principais fatos	A Delegacia da Receita Federal autuou RGE pela exclusão supostamente indevida de valores da base de cálculo ajustada do IR e CSLL decorrente das aquisições da RGE pelas Empresas do Grupo CPFL, relativos aos anos-base 2007 a 2011, cumulados com juros de mora e multa agravada, pelo suposto aproveitamento indevido do ágio pago na aquisição de 67% da RGE pela CPFL Paulista, em razão de ausência de razões econômicas ou negociais que acarretaram a transferência de ágio à CPFL Serra, antiga Ipê Energia. Apresentada impugnação ao débito, que restou parcialmente acolhida. Atualmente, os autos de infração aguardam julgamento do recurso voluntário interposto.
g) Chance de perda	Possível, contudo existe uma parcela que é remota, pois parte do débito foi alcançado pela decadência e a jurisprudência é favorável quanto à possibilidade de aplicação da multa agravada.
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$ 223.342 que representa 1,3% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

- **Processo fiscal PIS e COFINS – CPFL Geração**

Processo Fiscal n.º 10830.724951/2011-10	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	26/10/2011
d) Partes no processo	Delegacia da Receita Federal x CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 225.424
f) Principais fatos	A controlada CPFL Geração recebeu auto de infração lavrado para cobrança da diferença dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS, do período de abril de 2007 a dezembro de 2010. A Impugnante recolheu o PIS e a COFINS nos termos instituídos pela Lei 9.718/98 (regime cumulativo) e no entender da fiscalização deveria ter recolhido as aludidas contribuições nos termos instituídos pelas Leis nº 10.833/03 e 10.637/02, havendo, portanto divergência de interpretação quanto ao enquadramento dos contratos firmados anteriormente a Outubro de 2003 a preço pré-determinado. Foi proferida decisão de 1ª Instância determinando a manutenção do débito. A CPFL ingressou com Recurso Voluntário, ao qual foi dado provimento. Atualmente processo aguarda julgamento do recurso especial interposto pela Fazenda.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: Em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial, sendo que nesta segunda hipótese, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 225.424, que representa 1,3% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – CPFL Geração**

Processo Fiscal nº 16643.720027/2012-39 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Delegacia Regional
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	12/11/2012
d) Partes no processo	CPFL Geração x Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 195.180
f) Principais fatos	A controlada CPFL Geração foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil que exige o crédito tributário decorrente das infrações que teriam sido supostamente cometidas pela empresa durante os exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010, sob o entendimento de que teria sido indevida a amortização do ágio, com base na afirmação de que a reestruturação societária não apresentou motivação para a venda da empresa Semesa à CPFL Geração. Apresentamos impugnação administrativa, cuja decisão manteve a exigência fiscal. Atualmente aguarda julgamento de Recurso Voluntário da controlada CPFL Geração.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: Em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial, sendo que nesta segunda hipótese, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 195.180, sem maiores impactos nas operações do grupo, pois o montante representa 1,1% de nossa Receita Líquida consolidada.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – CPFL Santa Cruz**

Processo Fiscal nº 19515.720386/2012-40 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Delegacia Regional
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	22/03/2012
d) Partes no processo	CPFL Santa Cruz x Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 43.909
f) Principais fatos	A controlada CPFL Santa Cruz foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, que exige o crédito tributário referente aos exercícios de 2007, 2008 e 2009 decorrente das supostas infrações em razão da amortização do ágio na incorporação da empresa Nova 4 pela CPFL Santa Cruz. Foi apresentada impugnação administrativa pela empresa, a qual foi julgada improcedente. Assim, a CPFL ingressou com Recurso Voluntário. Aguarda-se, atualmente, o julgamento do Recurso.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: Em caso de perda é passível de julgamento em esfera judicial, sendo que nesta segunda hipótese, não haveria maiores impactos nas operações do grupo pois o desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Santa Cruz no valor de R\$ 43.909, representa 0,3% de nossa Receita Líquida consolidada.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes**PROCESSOS CÍVEIS****1) Procon Campinas – CPFL Paulista**

Processo Cível nº 61.05.004689-9	
a) Juízo	8ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	16/04/2009
d) Partes no processo	PROCON Campinas x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminado
f) Principais fatos	Ação cível pública objetivando a suspensão dos efeitos do reajuste tarifário autorizado pela ANEEL à controlada CPFL Paulista para o ano de 2009. Foi deferida, liminarmente, a antecipação dos efeitos da tutela jurisdicional determinando o reajuste apenas com base no índice inflacionário medido pelo IGP-M na ordem de 6,27%. A controlada obteve, perante o TRF, a suspensão da determinação. Sentença julgando improcedente o pedido, sobre a qual foram opostos embargos para o fim de confirmar a revogação da liminar, permanecendo, então, vigentes os índices homologados pela ANEEL.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista.
i) Valor provisionado	Não há provisão para o caso.

2) ABRADDEE – ANEEL

Processo Cível n.º 2002.34.00.039564-0	
a) Juízo	3ª Vara Federal
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	12/12/2002
d) Partes no processo	ABRADDEE X ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	As controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, bem como outras empresas brasileiras de distribuição, por meio da ABRADDEE, são autoras de um processo contra a ANEEL questionando a base para a remuneração dos ativos da concessão desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Aguarda-se manifestação da ANEEL sobre o laudo pericial e posterior alegações finais das partes.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Pagamento de honorários de sucumbência visto se tratar de processo ativo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes**3) CPFL Paulista – ANEEL**

Processo Cível n.º 2007.34.00.039149-4	
a) Juízo	1ª Vara Federal
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	05/11/2007
d) Partes no processo	CPFL Paulista X ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	A controlada CPFL Paulista ajuizou uma ação contra a ANEEL com o objetivo de anular a metodologia aplicada no processo de revisão tarifária desde o primeiro ciclo (2003). A decisão foi desfavorável em primeira instância e a controlada CPFL Paulista recorreu. Aguarda-se decisão deste recurso.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Pagamento de honorários de sucumbência visto se tratar de processo relacionado a ativo contingente. Caso tenhamos êxito nestes processos contra a ANEEL, as tarifas desta distribuidora serão aumentadas e, como consequência, o resultado de nossas operações pode ser positivamente afetado.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

PROCESSOS CÍVEIS - Ambiental**1) Ceran**

Processo Cível nº 2004.71.07.000438-7: Ambiental	
a) Juízo	1ª Vara Federal de Caxias do Sul – RS e 3ª Turma do TRF da 4ª Região
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	16/01/2004
d) Partes no processo	Ministério Público Federal X Ceran
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	Ação civil pública proposta pelo Ministério Público do município de Caxias do Sul, contestando a validade do licenciamento ambiental do Complexo Hidroelétrico Rio das Antas e requerendo uma liminar para impedir a construção do complexo hidroelétrico. A ação foi julgada improcedente. O Ministério Público Federal interpôs apelação no TRF, o qual negou provimento ao recurso, razão pela qual o MPF interpôs recurso especial e extraordinário. Aguarda-se decisão destes recursos no STJ e STF.
g) Chance de perda	Remota

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

h) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais supostamente causados.
i) Valor provisionado	Não há provisão para o caso

2) Semesa

Processo Cível nº 0003354-76.2011.8.09.0113: Indenizatória	
a) Juízo	2ª Vara Cível de Niquelândia/GO667-7
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	21/01/2011
d) Partes no processo	SEMESA S/A, FURNAS, VBC x Alberto Vieira Borges e Espólio de Marcia Torrano Grecco Borges
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 681.000
f) Principais fatos	<p>Alegam os Autores que foram desapropriados de parte de uma de suas propriedades em 28/12/1987, para a construção da Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa - Goiás, tendo figurado como desapropriante Furnas Centrais Elétricas. A título de indenização receberam o valor de Crz\$ 4.300.000,00, supostamente excluindo-se a madeira proveniente das árvores da área expropriada.</p> <p>Acreditando estarem diante de uma oportunidade de negócios, com a extração da madeira da área a ser inundada, os Autores investiram no setor madeireiro e em outros seguimentos, contudo, tiveram suas expectativas frustradas devido a não demarcação de sua propriedade por parte de Furnas, bem como devido ao embate realizado entre a Furnas e os órgãos ambientais, que perdurou por anos e culminou com o alagamento da região sem que pudessem extrair a madeira a que faziam jus. Assim, pleiteiam indenização por danos materiais, morais e lucros cessantes.</p>
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia
i) Valor provisionado	Não há provisão para o caso

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

4.4 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais, que não estejam sob sigilo, em que o emissor ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores do emissor ou de suas controladas, informando:

a. Juízo

Não aplicável em função de não haver nenhum processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores.

b. Instância

Não aplicável em função de não haver nenhum processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores.

c. Data da instauração

Não aplicável em função de não haver nenhum processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores.

d. Partes no processo

Não aplicável em função de não haver nenhum processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores.

e. Valores, bens ou direitos envolvidos

Não aplicável em função de não haver nenhum processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores.

f. Principais fatos

Não aplicável em função de não haver nenhum processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores.

g. Chance de perda

Não aplicável em função de não haver nenhum processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores.

h. Análise do impacto em caso de perda do processo

Não aplicável em função de não haver nenhum processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores.

i. Valor provisionado, se houver provisão

Não aplicável em função de não haver nenhum processo cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5 Em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados nos itens 4.3 e 4.4 acima, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos.

Todos os processos relevantes foram divulgados nos itens anteriores.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

4.6 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estejam sob sigilo e que em conjunto sejam relevantes, em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros, e indicando:

Trabalhistas	
Valores envolvidos	
Consolidado	R\$ 416.749
CPFL Paulista	R\$ 205.646
CPFL Piratininga	R\$ 75.204
RGE	R\$ 81.842
CPFL Santa Cruz	R\$ 21.539
CPFL Geração	R\$ 3.855
CPFL Leste Paulista	R\$ 6.052
CPFL Jaguari	R\$ 1.439
CPFL Mococa	R\$ 1.649
CPFL Sul Paulista	R\$ 4.402
CPFL Serviços	R\$ 5.431
CPFL Brasil	R\$ 1.725
CPFL Energia	R\$ 2.127
CPFL Atende	R\$ 2.207
CPFL Jaguariúna	R\$ 113
CPFL Renováveis	R\$ 3.518
Controladas em conjunto ¹:	
Epasa	R\$ 124
Foz do Chapecó	R\$ 265
Baesa	R\$ 16
Valores provisionados	
Consolidado	R\$ 124.261
CPFL Paulista	R\$ 59.824
CPFL Piratininga	R\$ 25.425
RGE	R\$ 23.046
CPFL Geração	R\$ 921
CPFL Santa Cruz	R\$ 6.590
CPFL Leste Paulista	R\$ 2.267
CPFL Mococa	R\$ 451
CPFL Sul Paulista	R\$ 727
CPFL Jaguari	R\$ 435
CPFL Serviços	R\$ 1.559
CPFL Brasil	R\$ 653
CPFL Renováveis	R\$ 1.916
Outras	R\$ 448
Controladas em conjunto ¹:	
Epasa	R\$ 498
Foz do Chapecó	R\$ 95
Baesa	R\$ 56

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Práticas do emissor ou de controlada que causaram respectiva contingência:	
Periculosidade	Alegações dos empregados de suposto não pagamento do adicional de periculosidade e os reflexos.
Expurgo inflacionário	Entende-se por expurgo inflacionário as diferenças dos Planos Econômicos Collor, posto que houve atualização.
Equiparação salarial	Trata-se de ação em que o reclamante pleiteia a igualdade salarial com outro colaborador em cargo superior, por supostamente exercerem a mesma atividade. Requer-se, neste caso, diferença salarial e reflexos.
Horas extras	Trata-se de reclamação trabalhistas na qual o reclamante pleiteia o pagamento das horas excedentes a jornada normal de trabalho, supostamente, praticadas no curso do contrato de trabalho
Terceirização	Trata-se de ações de ex-empregados das empresas prestadoras de serviço, pleiteando a responsabilidade subsidiária ou solidária da empresa contratante/CPFL, pelas verbas supostamente não pagas pela empresa terceirizada.

¹ Valor da ação na empresa (sem considerar a participação societária), uma vez que não são consolidadas conforme detalhado nas Demonstrações Financeiras de 2014.

Cível – (Acidentes / Eletroplessão)

Valores envolvidos	
Consolidado	R\$ 50.907
CPFL Paulista	R\$ 14.643
CPFL Piratininga	R\$ 1.509
RGE	R\$ 32.229
CPFL Santa Cruz	R\$ 1.288
CPFL Leste Paulista	R\$ 1.115
CPFL Mococa	R\$ 68
CPFL Sul Paulista	R\$ 55
CPFL Energia	
Valores provisionados	
Consolidado	R\$ 19.309
CPFL Paulista	R\$ 6.755
CPFL Piratininga	R\$ 804
RGE	R\$ 10.444
CPFL Santa Cruz	R\$ 191
CPFL Leste Paulista	R\$ 1.115

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Práticas do emissor ou de controlada que causaram tal contingência	
Acidentes com lesão / acidentes com mortes e eletroplessão	Pleiteiam os autores o recebimento de indenização por danos materiais e morais em razão de acidentes com energia elétrica

Cível: Majoração Tarifária	
Valores envolvidos	
Consolidado	R\$ 58.211
CPFL Paulista	R\$ 31.573
CPFL Piratininga	R\$ 25.288
RGE	R\$ 195
CPFL Santa Cruz	R\$ 97
CPFL Jaguari	R\$ 1.035
CPFL Sul Paulista	R\$ 23
Valor provisionado	
Consolidado	R\$ 38.616
CPFL Paulista	R\$ 13.531
CPFL Piratininga	R\$ 23.824
RGE	R\$ 134
CPFL Santa Cruz	R\$ 98
CPFL Sul Paulista	R\$ 23
CPFL Jaguari	R\$ 1.005
Prática do emissor ou de controlada que causou tal contingência.	Trata-se de pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38 e 45, de 1986.

4.7 - Outras contingências relevantes

4.7 Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

Todas as contingências relevantes foram abrangidas pelos itens anteriores.

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

4.8 Em relação às regras do país de origem do emissor estrangeiro e às regras do país no qual os valores mobiliários do emissor estrangeiro estão custodiados, se diferente do país de origem, identificar:

a. Restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos

Considerando que a Companhia é um emissor nacional, este item não é aplicável.

b. Restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários

Considerando que a Companhia é um emissor nacional, este item não é aplicável.

c. Hipóteses de cancelamento de registro

Considerando que a Companhia é um emissor nacional, este item não é aplicável.

d. Outras questões do interesse dos investidores

Considerando que a Companhia é um emissor nacional, este item não é aplicável.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

5. Riscos de mercado

5.1 Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros.

Estrutura do gerenciamento de risco:

Compete ao Conselho de Administração 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 Corporativo 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 Controles Internos, responsável pelo desenvolvimento do modelo de Gestão Corporativa de Riscos para o Grupo CPFL no que tange à estratégia (política, direcionamento e mapa de riscos), processos (planejamento, mensuração, monitoramento e reporte), sistemas e governança.

A política de gerenciamento de risco foi estabelecida para identificar, analisar e tratar os riscos enfrentados pela Companhia e suas controladas, 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 da companhia, no seu papel de supervisão conta ainda com o apoio do Comitê de Processo de Gestão na orientação dos trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento. 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 compete, entre outros, certificar que a administração tem meios para identificar preventivamente e por meio de um sistema de informações adequado, (a) os principais riscos aos quais a Companhia está exposta, (b) sua probabilidade de materialização e (c) as medidas e os planos adotados.

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

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade de suas controladas virem a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de *swap*, o que permitiu à Companhia e suas controladas trocarem os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A quantificação deste risco está apresentada na nota 35 de nossas demonstrações financeiras de 2014. Adicionalmente as controladas estão expostas em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege as empresas de eventuais perdas.

Risco de taxa de juros: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. As controladas têm 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 35 de nossas demonstrações financeiras de 2014.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade das controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é avaliado pelas controladas como

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

baixo, tendo em vista a pulverização do número de clientes e da política de cobrança e de corte de fornecimento para consumidores inadimplentes.

Risco quanto à escassez de energia: A energia vendida pelas controladas 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. A condição hidrológica das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste não está favorável no início de ano de 2015. Por esse motivo, o cenário energético atual do Sistema Interligado requer atenção e monitoramento, principalmente no período úmido dessas regiões, que finaliza-se em abril.

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 pelas controladas de distribuição 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, o que pode gerar reajustes menores em relação ao esperado pelas controladas de distribuição, embora compensados em exercícios subsequentes por outros reajustes.

Gerenciamento de Riscos dos Instrumentos Financeiros

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

Análise de Sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia e suas controladas realizaram análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia e suas controladas. 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 e suas controladas estão quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, CDI, IGP-M, IPCA e TJLP), conforme demonstrado:

Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2014 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos, seria:

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Instrumentos	Exposição (R\$ mil) ⁽¹⁾	Risco	Consolidado		
			Depreciação cambial de 10,5% ^(*)	Apreciação cambial de 25% ^(**)	Apreciação cambial de 50% ^(**)
Instrumentos financeiros passivos	(3.498.455)		(367.336)	599.111	1.565.559
Derivativos - swap plain vanilla	3.570.114		374.861	(611.383)	(1.597.627)
	<u>71.659</u>	baixa dólar	<u>7.524</u>	<u>(12.272)</u>	<u>(32.067)</u>
Total do (aumento)/redução	<u>71.659</u>		<u>7.524</u>	<u>(12.272)</u>	<u>(32.067)</u>

(1) A Taxa de cambio considerada em 31.12.2014 foi de R\$ 2,66.

(*) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&F, sendo a taxa de cambio considerada R\$ 2,94.

(**) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/08, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela BM&F. Em função da exposição líquida ser um ativo, o risco é baixa do dólar, sendo portanto o câmbio apreciado em 25% e 50% em relação ao dólar provável

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 2014 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses, para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 10,81% a.a.; IGP-M 3,69% a.a.; TJLP 5,0% a.a. e IPCA 6,41% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras consolidadas para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 1.098.178 (CDI R\$ 873.130, IGP-M R\$ 2.738, TJLP R\$ 222.015 e IPCA R\$ 295). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Consolidado		
			Cenário I ^(*)	Elevação/Queda de índice em 25% ^(**)	Elevação/Queda de índice em 50% ^(**)
Instrumentos financeiros ativos	4.661.995		100.233	251.282	402.330
Instrumentos financeiros passivos	(9.693.073)		(208.401)	(522.457)	(836.512)
Derivativos - swap plain vanilla	(3.045.980)		(65.489)	(164.178)	(262.868)
	<u>(8.077.058)</u>	alta CDI	<u>(173.657)</u>	<u>(435.353)</u>	<u>(697.050)</u>
Instrumentos financeiros passivos	(74.197)	alta IGP-M	(1.684)	(2.790)	(3.895)
Instrumentos financeiros passivos	(4.440.303)	alta TJLP	(22.202)	(83.256)	(144.310)
Instrumentos financeiros passivos	(75.293)		(866)	(2.289)	(3.712)
Derivativos - swap plain vanilla	70.688		813	2.149	3.485
	<u>(4.605)</u>	alta IPCA	<u>(53)</u>	<u>(140)</u>	<u>(227)</u>
Total do (aumento)/redução	<u>(12.596.162)</u>		<u>(197.595)</u>	<u>(521.539)</u>	<u>(845.482)</u>

(*) Os índices de CDI, IGP-M, TJLP e IPCA considerados de: 12,96%, 5,96%, 5,5%, 7,56% respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(**) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/08, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário I.

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 2014, considerando principal e juros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia e suas controladas devem liquidar as respectivas obrigações.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

2014	Nota explicativa	Média ponderada das taxas de juros	Consolidado						Total
			Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	
Fornecedores	16		2.324.995	48.256	896	633	-	-	2.374.779
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	17	9,68%	213.831	248.497	1.508.835	5.205.573	4.227.887	3.070.115	14.474.738
Derivativos	35		3	3	31	2.485	6.364	4.467	13.354
Debêntures - principal e encargos	18	12,49%	74.417	135.191	2.764.083	2.800.423	4.402.183	1.600.049	11.776.346
Taxas regulamentares	20		42.266	1.529	-	-	-	-	43.795
Uso do bem público	23	15,56%	333	666	3.001	7.988	7.992	65.012	84.992
Outros	24		16.295	127.507	70.419	16.152	-	17.750	248.123
Consumidores e concessionárias			15.062	34.648	-	-	-	-	49.710
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT			822	647	-	-	-	-	1.469
Empresa de Pesquisa Energética - EPE			410	323	-	-	-	-	734
Convênio de arrecadação			-	91.889	-	-	-	-	91.889
Fundo de reversão			-	-	-	-	-	17.750	17.750
Aquisição de negócios			-	-	70.419	16.152	-	-	86.571
Total			2.672.140	561.649	4.347.265	8.033.254	8.644.427	4.757.394	29.016.128

Os fatores de risco referentes aos setores nos quais a Companhia atua estão descritos no item 4.1.g deste Formulário de Referência.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

5.2 Descrever a política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pelo emissor, seus objetivos, estratégias

a. riscos para os quais se busca proteção;

A Companhia e suas controladas têm a prática de monitorar os riscos de variação cambial, flutuação de taxas de juros e índices de preços, e de contratar instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, quando a administração considerar como risco uma exposição. Além disso, a Companhia e suas controladas atendem aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley tendo, portanto, políticas internas de controles que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição dos riscos.

Para os riscos relacionados aos processos de revisões e reajustes tarifários inerentes ao mercado regulado em que atua, o monitoramento é efetuado por todas as áreas diretamente envolvidas, em especial pela Diretoria de Assuntos Regulatórios da Companhia, responsável pelas negociações junto à Agência Reguladora. Já para os riscos de escassez de energia, que poderiam impactar o fornecimento nas áreas de concessão, existem mecanismos de monitoramento já mencionados no item 5.1. deste Formulário de Referência.

b. estratégia de proteção patrimonial (*hedge*);

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

c. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*);

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos exóticos ou especulativos.

d. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos;

Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela administração, a Companhia e suas controladas utilizam-se de sistema de *software* (MAPS), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia e controladas suportados por estas ferramentas, tem apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia e suas controladas têm a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco.

e. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são esses objetivos;

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

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos;

A CPFL Energia tem estruturado, desde 2008, sua gestão corporativa de riscos. Os esforços iniciaram-se através da criação da Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos, ligada à Vice-presidência Financeira e de Relação com Investidores, que tem como missão promover, de forma integrada, o monitoramento e a articulação da Gestão de Riscos desenvolvida nas áreas corporativas e unidades de negócios, garantindo a certificação dos processos e controles internos às normas nacionais e internacionais, agregando valor aos negócios através da consolidação de políticas e estratégias alinhadas ao Planejamento Empresarial do Grupo.

São principais atribuições da Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos e suas gerências:

- Construir o modelo de Gestão Estratégica de Riscos, incluindo a visão de portfólio dos principais riscos empresariais, incluindo a captura da percepção de risco da Alta Administração quanto ao grau de exposição aos riscos mapeados e o desenvolvimento em conjunto com as áreas de negócios de modelos para avaliação e monitoramento
- Interagir com a Diretoria de Estratégia Empresarial, fornecendo subsídios para a elaboração do Plano Estratégico Empresarial, bem como para a avaliação de eventos que possam impactar e/ou dificultar a sua realização
- Assessorar a Comissão de Gestão de Riscos
- Gerir as atividades de compliance em relação aos esforços de avaliação do ambiente de controles internos sobre a elaboração e a divulgação das informações financeiras (Sarbanes-Oxley e Instrução CVM 480/2009)
- Opinar sobre melhorias no ambiente de controles internos buscando sempre o equilíbrio entre a eficácia dos processos, dos controles e dos custos
- Coordenar as atividades de certificação ascendente dos processos da Companhia, por toda a cadeia hierárquica de gestão
- Auxiliar os proprietários de risco na definição de ações para mitigação

Desde sua criação, a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos tem promovido o desenvolvimento do modelo corporativo baseado nas melhores práticas reconhecidas, no que abrange (i) a definição da Política Corporativa de Gestão de Riscos; (ii) identificação dos eventos de risco (mapa corporativo) – estratégico, operacional, financeiro e regulamentar; (iii) a definição dos proprietários de riscos; (iv) o desenvolvimento dos modelos de análise dos riscos corporativos no que compreende: (a) a identificação dos fatores e subfatores de riscos, (b) a definição do melhor conjunto de indicadores-chave de riscos, (c) a mensuração e análise, e (d) identificação do melhor conjunto de respostas aos riscos; (v) sustentação ao Plano Estratégico Empresarial sob a ótica de riscos corporativos; (vi) normatização do processo de avaliação dos controles internos.

g. adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada.

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo, esta Diretoria, por meio da atuação da Gerência de Compliance, também coordena os esforços de avaliação do ambiente de controles internos sobre a elaboração das demonstrações financeiras no que compreende (i) identificação dos principais processos de negócios com influência nas demonstrações financeiras; (ii) autoavaliação da efetividade de processos e controles; (iii) testes na efetividade dos controles sinalizados, realizados com técnicas e padrões de auditoria; (iv) acompanhamento das implantações e melhorias no ambiente de controles internos; (v) discussão com os executivos do emissor e reporte ao Conselho Fiscal; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente. Os resultados dos trabalhos desempenhados dão subsídio ao presidente (CEO) e ao vice-presidente financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) para atestarem seu estado de responsabilidade sobre a efetividade do ambiente de

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

controles internos, conforme requerido pelas seções 302 e 404 da lei Sarbanes-Oxley, ao qual o emissor (CPFL Energia) está sujeito por ser uma empresa listada na NYSE (New York Stock Exchange), e pelo item 10.6 deste Formulário de Referência.

O Grupo conta ainda com a atuação da Assessoria de Auditoria Interna, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração, que através da execução do seu Plano Anual de Auditoria, acompanha e monitora a execução das práticas, políticas e procedimentos vigentes na Companhia.

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado

5.3 Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada.

Não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto.

Não houve alterações na Política de Gestão Corporativa de Riscos do emissor.

5.4 - Outras informações relevantes

5.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações pertinentes foram divulgadas nos itens 5.1 e 5.2.

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM

Data de Constituição do Emissor	20/03/1998
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações.
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	18/05/2000

6.3 - Breve histórico

6.3 Breve histórico do emissor

CPFL Energia

Em março de 1998, houve a constituição da CPFL Energia (anteriormente denominada "Draft II") pela VBC, 521 Participações e Bonaire, que foi criada com a finalidade de obter financiamento para a CPFL Paulista, visando consolidar os interesses dos investidores em companhias de geração e distribuição de energia elétrica. Em agosto de 2002, os acionistas controladores da CPFL Energia, decidiram transferir suas participações diretas nas empresas CPFL Paulista e CPFL Geração, para a CPFL Energia. Essa capitalização visou à consolidação dos ativos de geração e distribuição de energia elétrica e simplificação de sua organização operacional e societária. Com a reestruturação, a CPFL Energia se transformou numa *holding* de controle com a finalidade de promover sinergia entre as empresas do grupo.

Em outubro de 2004, a Companhia efetivou a Oferta Pública de Ações, através da emissão de novas ações e simultaneamente a venda de ações dos acionistas controladores. Esta oferta ocorreu tanto no âmbito nacional como internacional, sendo que as ações da Oferta Brasileira foram listadas na BM&FBOVESPA, enquanto que a Oferta Internacional, na forma de ADS, foi listada na NYSE (*"New York Stock Exchange"*).

A CPFL Energia adquiriu ou constituiu as seguintes empresas: (i) constituiu a CPFL Brasil em agosto de 2002; (ii) adquiriu a CPFL Santa Cruz em outubro de 2006 através da Nova 4 Participações; (iii) adquiriu a CMS Energy Brasil S.A. ("CMS") em abril de 2007 através da Perácio Participações S.A. ("Perácio"), (iv) constituiu a CPFL Atende em agosto de 2008; (v) constituiu a NECT Serviços no 3º trimestre de 2010; e (vi) adquiriu a CPFL Renováveis em julho de 2011, através da CPFL Brasil e CPFL Geração; (vii) constituiu a CPFL Centrais Geradoras em julho de 2013.

A CPFL Energia incorporou a totalidade das ações de titularidade de acionistas não controladores, das seguintes empresas (i) CPFL Geração em junho de 2005, (ii) CPFL Paulista e CPFL Piratininga em novembro de 2005, (iii) RGE em dezembro de 2007, e (iv) CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa, CPFL Jaguari de Geração, CPFL Serviços e CPFL Santa Cruz (anteriormente detidas pelas CPFL Jaguariúna) em abril de 2010.

A CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL ESCO"), anteriormente denominada CPFL Participações S.A, foi criada com objetivo de prestação de serviços principalmente de consultoria e gestão em eficiência energética e qualidade de energia, locação de bens para centrais de geração, participação em mercados de comercialização de energia, projetos de pesquisa e desenvolvimento de programas relacionados à energia e participação no capital social de outras sociedades. Em 31 de outubro de 2014, foi realizada reestruturação societária com cisão dos ativos da CPFL Serviços, relacionados à prestação de serviços de locação, manutenção e operação de plantas de geração de energia com óleo diesel, firmados com consumidores livres, denominados "autoprodução". Estes ativos foram cindidos da controlada CPFL Serviços para a controlada CPFL ESCO.

CPFL Paulista

A constituição do grupo CPFL Energia remonta à fundação da CPFL Paulista em 1912, como resultado da fusão de quatro pequenas empresas de energia sob controle privado nacional. Em 1964, passou ao controle da Eletrobrás, do governo federal, permanecendo até 1975, quando foi transferida ao controle da Companhia Energética de São Paulo ("Cesp"), do Governo do Estado de São Paulo.

Em novembro de 1997, foi realizado na BM&FBOVESPA o leilão de desestatização da CPFL Paulista. Seu controle acionário foi adquirido pela DOC 4 Participações S.A. ("DOC 4"), empresa controlada pelos acionistas VBC Energia S.A. ("VBC"), 521 Participações S.A. ("521 Participações") e Bonaire Participações S.A. ("Bonaire"). Em dezembro de 1999, a DOC 4 foi incorporada pela CPFL Energia. Desta forma, a DOC4 foi extinta e seus acionistas passaram a participar diretamente do capital social da CPFL Paulista.

Mais informações sobre o histórico da CPFL Paulista, disponíveis em seu Formulário de Referência.

6.3 - Breve histórico

CPFL Piratininga

Em setembro de 1998, o Governo do Estado de São Paulo, através de leilão público de privatização, transferiu o controle acionário da Empresa Bandeirante de Energia – EBE (“Bandeirante”) para os grupos Energia Paulista Ltda – ENERPAULO e Draft I Participações S.A. – (“Draft I Participações”), controlada integral da CPFL Paulista. Em outubro de 2001 foi aprovada a cisão parcial da Bandeirante. A parcela cindida da Bandeirante foi incorporada pela CPFL Piratininga, e, adicionalmente, a Draft I trocou sua participação no capital votante na Bandeirante pela participação da ENERPAULO no capital votante da Piratininga. Subsequentemente, Draft I passou a deter participação na CPFL Piratininga. Em agosto de 2004, a controladora Draft I Participações foi incorporada na CPFL Piratininga, com isso a CPFL Paulista passou a deter participação diretamente no capital social da CPFL Piratininga.

Mais informações sobre o histórico da CPFL Piratininga, disponíveis em seu Formulário de Referência.

CPFL Geração

Em setembro de 2000, os acionistas da CPFL Paulista deliberaram a separação de suas atividades de geração e distribuição de energia elétrica, que passaram a ser desenvolvidas por sociedades distintas. Assim, o objeto social da CPFL Paulista passou a ser primordialmente a prestação de serviços públicos de distribuição e comercialização de energia elétrica.

A parcela cindida, correspondente à atividade de geração de energia elétrica, foi incorporada pela CPFL Geração, cujas ações foram distribuídas aos acionistas da CPFL Paulista, na proporção de suas participações na mesma.

Em dezembro de 2001, iniciou-se o processo de reestruturação societária da CPFL Geração, que deixou de ser concessionária de serviço público para atuar como *holding* de empresas de geração de energia elétrica. Para tanto, a VBC capitalizou a participação por ela detida na Semesa na CPFL Geração, que passou a deter o controle societário da Semesa. Os demais acionistas, 521 Participações e Bonaire realizaram aporte de capital na CPFL Geração.

Em março de 2007, foi aprovada a incorporação da CPFL Centrais Elétricas e da Semesa pela CPFL Geração, que deixou de atuar como *holding*, passando a atuar como concessionária do serviço público de geração de energia elétrica novamente.

A CPFL Geração adquiriu ou constituiu as seguintes empresas: (i) adquiriu em novembro de 2000 parte do capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas; (ii) adquiriu em março de 2002 parte do capital social da Foz do Chapecó Energia S.A. e parte do capital social da Campos Novos Energia S.A. da VBC e parte do capital social da Barra Grande Energia S.A. (“BEGESA”) da VBC Participações S.A., o qual foi incorporado pela CPFL Geração em abril de 2004, e como resultado a CPFL Geração passou a deter participação diretamente na BAESA; (iii) adquiriu em dezembro de 2006, participação detida pela Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE na Foz do Chapecó, passando a deter 85% de participação no capital social da Foz do Chapecó, que equivale a 51% da participação indireta no Consórcio Energético Foz do Chapecó; (iv) constituiu em 2008 a CPFL Bioenergia a qual foi transferida para a CPFL Renováveis em julho de 2011; (v) adquiriu em setembro de 2009, as empresas Santa Clara I – Energias Renováveis Ltda., Santa Clara II Energias Renováveis Ltda., Santa Clara III Energias Renováveis Ltda., Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda., Santa Clara V Energias Renováveis Ltda., Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda., e Eurus VI Energias Renováveis Ltda., todas sociedades de quotas de responsabilidade limitada, com o objetivo de investirem e atuarem como produtores independentes de energia elétrica a partir de fontes alternativas, predominantemente a eólica, as quais foram transferidas para a CPFL Renováveis em julho de 2011; (vi) adquiriu em setembro de 2009, adquiriu a Centrais Elétricas da Paraíba S.A., uma sociedade por ações de capital fechado, que tem como objetivo desenvolver, implementar, operar e explorar 2 (duas) usinas termelétricas, denominadas “UTE Termoparaíba” e “UTE Termonordeste”, ambas movidas a óleo combustível; (vii) adquiriu em 16 de julho de 2010 as empresas Campos dos Ventos I, II, III, IV, V e Eurus V, sociedades anônimas de capital fechado para atuarem como produtores independentes de energia elétrica a partir de fontes alternativas, predominantemente a eólica, as quais foram transferidas para a CPFL Renováveis em julho de 2011; (viii) constituiu em dezembro de 2012 a CPFL Transmissão.

6.3 - Breve histórico

Em 19 de abril de 2011, a CPFL Geração, em conjunto com a CPFL Brasil e ERSa – Energias Renováveis S.A. (“ERSA”), celebraram um Acordo de Associação dos quais decidiram unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERSa no Brasil, assim considerados Parques Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCHs”) e usinas termelétricas a biomassa. Mais informações no item “CPFL Renováveis”.

Mais informações sobre o histórico da CPFL Geração, disponíveis em seu Formulário de Referência.

RGE

Em julho de 2001, a CPFL Paulista adquiriu da VBC e 521 Participações o controle acionário da Rio Grande Energia S.A. (“RGE”).

Em maio de 2006, a Companhia assinou com o Grupo PSEG, um contrato de compra das ações das empresas Ipê Energia Ltda, PSEG Brasil Ltda e PSEG Trader S.A., posteriormente denominadas, respectivamente, CPFL Serra Ltda. (“CPFL Serra”), CPFL Missões Ltda. (“CPFL Missões”) e CPFL Comercialização Cone Sul S.A. (“CPFL Cone Sul”). O principal ativo detido pela CPFL Serra era representado pela participação na RGE e na Sul Geradora Participações Ltda. (“Sul Geradora”). Com a aquisição dessas empresas, a CPFL Energia passou a deter participação no capital total da RGE através da CPFL Paulista e CPFL Serra, e da Sul Geradora através da CPFL Brasil e CPFL Serra.

Em março de 2007, a participação societária da CPFL Paulista na RGE foi transferida para a CPFL Energia. Na mesma data, a Companhia realizou um aumento de capital na CPFL Serra. Desta forma, a CPFL Energia passou a deter sua participação na RGE através da CPFL Serra.

Em dezembro de 2007, a CPFL Serra foi incorporada na RGE. Após esta incorporação, a CPFL Serra foi extinta e a CPFL Energia passou a deter diretamente participação no capital social da RGE.

Em maio de 2007, através de aporte de capital da CPFL Energia na CPFL Brasil, a CPFL Cone Sul passou a ser subsidiária integral da CPFL Brasil.

Mais informações sobre o histórico da RGE, disponíveis em seu Formulário de Referência.

CPFL Brasil

Em agosto de 2002, foi criada a CPFL Comercialização Brasil – (“CPFL Brasil”), com a finalidade de fornecer energia elétrica às distribuidoras controladas da CPFL Energia, e comercializar e gerir energia no ambiente de contratação livre.

A CPFL Brasil adquiriu ou constituiu as seguintes empresas (i) adquiriu, em janeiro de 2005, a CPFL Clion (“CPFL Meridional”); (ii) constituiu CPFL Bio Formosa em outubro de 2009, (iii) constituiu CPFL Bio Buriti, CPFL Bio Ipê e CPFL Bio Pedra em janeiro de 2010, (iv) constituiu a CPFL Bio Anicuns e CPFL Bio Itapaci em abril de 2010, que em 2012 foram transformadas em CPFL Total e CPFL Telecom, respectivamente, e subsidiárias integrais da CPFL Energia.

Em 19 de abril de 2011, a CPFL Brasil, em conjunto com a CPFL Geração e ERSa – Energias Renováveis S.A. (“ERSA”), celebraram um Acordo de Associação dos quais decidiram unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERSa no Brasil, assim considerados Parques Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCHs”) e usinas termelétricas a biomassa. A CPFL Bio Formosa, CPFL Bio Buriti, CPFL Bio Ipê e CPFL Bio Pedra, foram transferidas para a CPFL Renováveis em julho de 2011. Mais informações no item “CPFL Renováveis”.

CPFL Santa Cruz

Em outubro de 2006, a Nova 4 Participações Ltda (“Nova 4”), empresa controlada pela CPFL Energia, celebrou com a Companhia Brasileira de Alumínio um contrato de compra e venda de ações, a partir do qual adquiriu o capital social da Companhia Luz e Força Santa Cruz (“Santa Cruz”). Em outubro de 2007 a Nova 4 foi incorporada pela CPFL Santa Cruz e a CPFL Energia passou a deter diretamente participação no capital social da CPFL Santa Cruz.

CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, Paulista Lajeado Energia, CPFL Planalto, CPFL Serviços, CPFL Jaguari Geração e CPFL Jaguariúna

6.3 - Breve histórico

Em abril de 2007, a Perácio Participações S.A. ("Perácio"), empresa controlada pela CPFL Energia, celebrou com a CMS Electric & Gás, L.L.C. um contrato de compra e venda de ações, no qual adquiriu ações da CMS Energy Brasil S.A. ("CMS"), cuja razão social foi alterada para CPFL Jaguariúna S.A. A CPFL Jaguariúna era uma *holding* que atuava através de suas controladas: CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, Paulista Lajeado Energia, CPFL Planalto, CPFL Serviços e CPFL Jaguari Geração nos segmentos de distribuição, geração, comercialização e prestação de serviços especializados de energia elétrica. Em fevereiro de 2009, foi aprovada a incorporação da Perácio pela CPFL Jaguariúna. Após esta incorporação, a Perácio foi extinta e a CPFL Energia passou a deter diretamente participação no capital social da CPFL Jaguariúna.

Em março de 2009, foi aprovada uma reestruturação societária através da cisão parcial da CPFL Jaguariúna para as controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa, CPFL Jaguari de Geração e CPFL Serviços e transferência dos investimentos e outros ativos e passivos relacionados para a CPFL Energia. Após a reestruturação, a CPFL Energia passou a deter diretamente todos os investimentos anteriormente detidos pela CPFL Jaguariúna.

CPFL Atende

Em agosto de 2008, foi integralizado pela CPFL Energia o capital social da empresa CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda., que tem como objeto a prestação de serviços de teleatendimento em geral, especialmente de atendimento ao consumidor devendo ser realizadas atividades próprias de centros de recepção de chamadas e respostas a chamadas de clientes para atendimento com operadores humanos e atendimento eletrônico – URA.

NECT Serviços Administrativos

No 3º trimestre de 2010, foi alterado o estatuto social da controlada anteriormente denominada "Chumpitaz Participações S.A.", passando esta a ter a razão social "Chumpitaz Serviços S.A.", e posteriormente NECT Serviços Administrativos. O objeto social da controlada passou a ser a prestação de serviços de natureza técnica, administrativa, comercial, dentre outras.

CPFL Renováveis

Em 07 de abril de 2011, a CPFL Energia, por meio da sua controlada CPFL Brasil, celebrou um contrato de compra e venda para a aquisição de 100% das ações da Jantus SL ("Jantus") por R\$ 823 milhões e/ou a possível aquisição da totalidade do capital social de uma sociedade a ser organizada pelos Vendedores mediante uma reorganização societária na Jantus. Em 21 de setembro de 2011, a CPFL Energia cedeu o contrato de compra e venda para a CPFL Renováveis. Para concluir a aquisição, nossa subsidiária CPFL Brasil aportou fundos à CPFL Renováveis.

A Jantus controlava SIIF Énergies do Brasil Ltda. e, ainda, SIIF Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Ltda. (em conjunto "SIIF"). Em 19 de dezembro de 2011, a aquisição foi concluída, sendo que a CPFL Renováveis adquiriu a totalidade do capital da SIIF, compreendendo (i) quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará, (ii) um projeto de parque eólico localizado no Estado do Rio de Janeiro, e (iii) um portfólio de projetos eólicos nos Estados do Ceará e Piauí.

Ainda, em 19 de abril de 2011, a CPFL Energia, em conjunto com a CPFL Geração e CPFL Brasil, e ERSA – Energias Renováveis S.A. ("ERSA"), celebraram um Acordo de Associação estabelecendo os termos e condições por meio dos quais decidiram unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERSA no Brasil, assim considerados Parques Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs") e usinas termelétricas a biomassa.

Em linhas gerais, a associação compreendeu as seguintes etapas: (i) a CPFL Geração comprometeu-se a realizar a segregação das PCHs que compunham seu patrimônio e estavam sob sua operação, transferindo tais ativos para sociedades específicas sob o seu controle direto, (as "Sociedades PCH"); (ii) a CPFL Geração e a CPFL Brasil, como únicas acionistas, passaram a integrar uma nova sociedade holding: Smita Empreendimentos e Participações S.A. (a "SMITA"), para a qual transferiram todos os seus empreendimentos de energia renovável, inclusive as Sociedades PCH; (iii) a ERSA incorporou a SMITA, de forma que a CPFL Geração e a CPFL Brasil passaram a integrar o bloco de controle da ERSA, como acionistas majoritárias, a qual foi aprovada em 23 de agosto de 2011 pelo Conselho de Administração e ratificada pelos acionistas em

6.3 - Breve histórico

Assembleia Geral Extraordinária realizada em 19 de dezembro de 2011; e (iv) concomitantemente à realização da incorporação descrita acima, a ERSA teve sua denominação alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. (a "CPFL Renováveis").

Com o objetivo de simplificar a estrutura societária e centralizar as atividades de geração de energia na CPFL Geração, realizou-se reestruturação societária com cisão parcial da CPFL Brasil para a CPFL Geração dos ativos e passivos relacionados ao investimento até então detido pela CPFL Brasil na CPFL Renováveis. Consequentemente, a partir de 1º de janeiro de 2013, a controlada CPFL Geração passou a deter a totalidade da participação societária direta na controlada CPFL Renováveis. Mais informações disponíveis nas Demonstrações Financeiras de 31/12/2013, nota explicativa 12.2.

Em 19 de agosto de 2013, foi concluída a oferta pública de ações ordinárias da CPFL Renováveis, a R\$ 12,51 cada, perfazendo o montante de R\$ 914.686. A operação promoveu a captação bruta (i) de R\$ 364.687 na oferta primária e complementar e (ii) de R\$ 549.999 na oferta secundária. Como consequência a CPFL Geração, teve a sua participação na CPFL Renováveis diluída de 63% para 58,84%.

A CPFL Renováveis adquiriu as seguintes empresas: (i) em 29 de dezembro de 2011, todas as ações da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia"), representando 100% de seu capital social mediante a assunção de dívidas com o BNDES, como resultado, detemos a pequena central hidrelétrica Santa Luzia, (ii) em 13 de janeiro de 2012 celebrou contrato de compra e venda de ações com a empresa Cobra Instalaciones Y Servicios S.A., com objetivo de adquirir a totalidade das ações da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Complexo Atlântica"), que é detentor de autorização para geração de energia elétrica de fonte eólica sob o regime de produção independente, (iii) em março de 2012, celebrou do contrato de compra e venda de ações da sociedade SPE Lacenas Participações, controlada da usina Ester que detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar energia de biomassa, (iv) em 19 de junho de 2012 celebrou contrato de compra e venda de ações da sociedade BVP S.A., que detém 100% das ações da sociedade Bons Ventos, (v) em 18 de junho de 2013, assinou contrato de aquisição de 100% dos ativos dos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato, (vi) em 27 de fevereiro de 2014, concluiu a aquisição de Rosa dos Ventos.

Em 17 de fevereiro de 2014, a CPFL Renováveis e a Dobrevê Energia S.A. ("DESA") celebraram um acordo de associação, mediante a incorporação pela CPFL Renováveis da WF2 Holding S.A. - ("WF2"), que será detentora da totalidade das ações de emissão da DESA na data de sua incorporação.

Em virtude da incorporação, o patrimônio líquido da CPFL Renováveis será aumentado pela emissão de novas ações da controlada, porém a CPFL Geração se manterá como acionista controlador, detendo mais de 50% de suas ações ordinárias. A consumação da associação está condicionada, ainda, ao resultado satisfatório das auditorias legal, contábil e financeira, de engenharia e ambiental a serem realizadas tanto pela CPFL Renováveis, em relação às operações da DESA, como pela DESA em relação às operações da CPFL Renováveis.

Mais informações sobre o histórico da CPFL Renováveis, disponíveis em seu Formulário de Referência.

CPFL Transmissão

Criada exclusivamente para operar a concessão do Leilão de Transmissão ANEEL 007/2012 de dezembro de 2012, que prevê a construção e operação de uma linha de transmissão de aproximadamente 6,5 km de extensão, além de uma subestação de 440 KV localizada no município de Piracicaba, no Estado de São Paulo. Essa linha será conectada à rede de uma das distribuidoras do grupo CPFL Energia e as obras serão executadas pela CPFL Serviços.

CPFL Centrais Geradoras

Em julho de 2013, com o objetivo de atender o Decreto 7.805/12 e a Lei 12.783/13 sobre desverticalização de geradoras contidas em distribuidoras de energia elétrica, foi realizada reestruturação societária com cisão dos ativos de geração das distribuidoras CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, e CPFL Mococa que detinham as usinas Rio do Peixe I, Rio do Peixe II, Santa Alice, Macaco Branco, Lavrinha, São José, Turvinho,

6.3 - Breve histórico

Pinheirinho e São Sebastião. Estes ativos foram aportados na CPFL Centrais Geradoras e a CPFL Energia passou a deter 100% do capital social da CPFL Centrais Geradoras.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

6.5 Descrever os principais eventos societários, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, pelos quais tenham passado o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas, indicando:

- **2012**

Evento	Aquisição, indireta, da totalidade do capital da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Complexo Eólico Atlântica") pela a CPFL Renováveis
Principais Condições do Negócio	Em janeiro de 2012, a CPFL Renováveis adquiriu, a totalidade do capital da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Complexo Eólico Atlântica"), empresas detentoras de autorização para geração de energia elétrica de fonte eólica sob o regime de produção independente, pelo prazo de 35 anos, mediante implantação de seus respectivos parques eólicos, totalizando a potência instalada de 120 MW. A ANEEL aprovou a transferência do controle em 26 de março de 2012.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Renováveis; (ii) Atlântica I Parque Eólico S.A. (iii) Atlântica II Parque Eólico S.A. (iv) Atlântica IV Parque Eólico S.A. (v) Atlântica V Parque Eólico S.A. (vi) Cobra Instalaciones Y Servicios S.A.
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

Evento	Aquisição, indireta, da totalidade do capital da SPE Lacenas Participações Ltda. pela a CPFL Renováveis
Principais Condições do Negócio	Em março de 2012, a CPFL Renováveis adquiriu, 100% dos ativos de co-geração de energia elétrica e vapor d'água da SPE Lacenas Participações Ltda., com potência instalada de 9,8 MW. A ANEEL aprovou a transferência do controle em 18 de outubro de 2012.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Renováveis; (ii) SPE Lacenas Participações Ltda.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

	(iii) Usina Açucareia Ester
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

Evento	Aquisição, indireta, da totalidade do capital da BVP S.A pela a CPFL Renováveis
Principais Condições do Negócio	Em junho de 2012, a CPFL Renováveis adquiriu, a totalidade do capital da BVP S.A., controladora da sociedade Bons Ventos Geradora de Energia S.A., que detém autorização para explorar os s parques eólicos Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 157,5 MW. Estes parques estão localizados no estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia está contratada com a Eletrobrás por vinte anos, através do PROINFA. A ANEEL aprovou a transferência do controle em 19 de junho de 2012.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Renováveis; (ii) BVP S.A. (iii) Bons Ventos Geradora de Energia S.A. (iv) Fundo de Investimento em Participações Brasil Energia (v) Servtec Investimentos e Participações Ltda. (vi) Fundo de Investimento em Participações Progresso
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

- **2013**

Evento	Cisão de parte da CPFL Brasil para a CPFL Geração
Principais Condições do Negócio	Com o objetivo de simplificar a estrutura societária e centralizar as atividades de geração de energia na CPFL Geração, realizou-se reestruturação societária

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

	com cisão parcial da CPFL Brasil para a CPFL Geração dos ativos e passivos relacionados ao investimento até então detido pela CPFL Brasil na CPFL Renováveis. Conseqüentemente, a partir de 1º de janeiro de 2013, data-base da cisão, a CPFL Geração passou a deter a totalidade da participação societária direta na CPFL Renováveis.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Brasil (ii) CPFL Geração (iii) CPFL Renováveis
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

Evento	Aquisição dos Parques Eólicos Rosa dos Ventos
Principais Condições do Negócio	Em junho de 2013, a CPFL Renováveis, adquiriu os Parques Eólicos Rosa dos Ventos, com Capacidade Instalada de 13,7 MW. A conclusão da aquisição ocorreu em fevereiro de 2014.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Renováveis (ii) Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A.
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

Evento	Cisão da CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa e criação da CPFL Centrais Geradoras
Principais Condições do Negócio	Em junho de 2013, com o objetivo de atender o Decreto 7.805/12 e a Lei 12.783/13 sobre desverticalização de geradoras contidas em distribuidoras de energia elétrica, foi realizada

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

	reestruturação societária com cisão dos ativos de geração das distribuidoras CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, e CPFL Mococa que detinham as usinas Rio do Peixe I, Rio do Peixe II, Santa Alice, Macaco Branco, Lavrinha, São José, Turvinho, Pinheirinho e São Sebastião. Estes ativos foram aportados na CPFL Centrais Geradoras e a CPFL Energia passou a deter 100% do capital social da controlada direta CPFL Centrais Geradoras.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Leste Paulista (ii) CPFL Sul Paulista (iii) CPFL Jaguari (iv) CPFL Mococa (v) CPFL Centrais Geradoras (vi) CPFL Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

- **2014**

Evento	Aquisição, indireta, da WF2 Holding S.A. (“WF2”), detentora da totalidade das ações de Dobrevê Energia S.A. (“DESA”).
Principais Condições do Negócio	<p>Em fevereiro de 2014, CPFL Renováveis assinou um contrato com Arrow – Fundo de Investimento em Participações para a aquisição da subsidiária indireta da Arrow, Dobrevê Energia S.A. (“DESA”), por meio da fusão da holding controladora de DESA, WF2 Holding S.A., ou WF2, em troca de 61.752.782 nova ações ordinárias de emissão da CPFL Renováveis para a Arrow em 1º de outubro de 2014.</p> <p>A relação de troca de 100% das ações de emissão da WF2 por 12,27% das ações CPFL Renováveis (pós-emissão das novas ações ordinárias) foi livremente negociada e pactuada entre as partes e reflete a melhor avaliação da WF2 e da CPFL Renováveis. Tais valores levaram em consideração o valor econômico da CPFL Renováveis e da WF2, apurados por suas respectivas Administrações, tendo em vista a natureza de suas atividades, inseridas em um conjunto de</p>

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

	<p>premissas econômicas, operacionais e financeiras aplicáveis às companhias.</p> <p>Em decorrência desta emissão de ações o patrimônio líquido da CPFL Renováveis sofreu um aumento de R\$833.663, o qual reflete o valor justo das ações emitidas pela CPFL Renováveis, e que foram transferidas ao FIP Arrow na data da aquisição.</p> <p>Como resultado desta operação, a participação societária de CPFL Energia na CPFL Renováveis foi reduzida de 58,84% para 51,61%.</p> <p>O objetivo da associação foi consolidar a experiência de ambos os grupos (CPFL Renováveis e DESA) no setor de energias renováveis e, desta forma, obter ganhos de escala e sinergia pela unificação das atividades, que passa a ter estrutura mais eficiente para o desenvolvimento de seus empreendimentos. A DESA tem Capacidade Instalada atual de 278 MW e projetos em construção com capacidade instalada de 53MW, cujas operações estão previstas de iniciar em 2016.</p>
Sociedades Envolvidas	<ul style="list-style-type: none"> (i) CPFL Energia (ii) CPFL Geração (iii) CPFL Renováveis (iv) WF2 (v) DESA
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

Evento	Reestruturação societária – CPFL Serviços e CPFL Eficiência Energética (“CPFL ESCO”)
Principais Condições do Negócio	<p>Em 31 de outubro de 2014 foi realizada reestruturação societária com cisão dos ativos da CPFL Serviços, relacionados à prestação de serviços de locação, manutenção e operação de plantas de geração de energia com óleo diesel, firmados com consumidores livres, denominados “autoprodução”. Estes ativos foram cindidos da controlada CPFL Serviços para a controlada CPFL ESCO.</p>

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

	<p>O acervo líquido cindido da controlada CPFL Serviços, apurado na data base 31 de outubro de 2014, era de R\$ 48.154.</p> <p>Esta reestruturação entre as controladas não teve impacto nas demonstrações financeiras individuais ou consolidadas da Companhia, uma vez que não se configurou combinação de negócios, pois não houve alteração no controle.</p>
Sociedades Envolvidas	<ul style="list-style-type: none"> (i) CPFL Energia (ii) CPFL Serviços (iii) CPFL ESCO
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.

6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

6.6 Indicar se houve pedido de falência, desde que fundado em valor relevante, ou de recuperação judicial ou extrajudicial do emissor, e o estado atual de tais pedidos.

Não houve pedido de falência, nem de recuperação judicial ou extrajudicial.

6.7 - Outras informações relevantes

6.7 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações a respeito do histórico do emissor já foram divulgadas nos itens anteriores.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

7. Atividades do emissor

7.1 Descrever sumariamente as atividades desenvolvidas pelo emissor e suas controladas

Constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas primariamente à (i) distribuir energia elétrica para consumidores em nossas áreas de concessão; (ii) gerar energia elétrica a partir de fontes convencionais e renováveis e desenvolve projetos de geração; (iii) comercializar energia elétrica e (iv) fornecer serviços relacionados ao setor elétrico.

Somos uma das maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil, com base nos 43.160 GWh de energia elétrica que distribuímos para aproximadamente 7,6 milhões de consumidores em 2014. Em geração de energia elétrica, nossa Capacidade Instalada em 31 de dezembro de 2014 (após a aquisição da Dobrevê Energia S.A., ou DESA, em outubro de 2014) era de 3.162 MW. Por meio de nossa participação na CPFL Renováveis, nós também estamos envolvidos na construção de 1 Pequena Central Hidrelétrica e 12 parques eólicos como resultado dos quais esperamos aumentar nossa capacidade instalada (também após considerarmos a aquisição da DESA) para 3.299 MW, na medida em que elas sejam concluídas nos próximos cinco anos.

Também nos dedicamos à comercialização de energia, comprando e vendendo energia elétrica a produtores de energia, Consumidores Livres e empresas comerciais. Também fornecemos energia elétrica e prestamos serviços de agenciamento aos Consumidores Livres perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") e outros agentes, bem como serviços relacionados à energia elétrica a nossas afiliadas e partes não afiliadas. Em 2014, o valor total da energia elétrica vendida por nossas subsidiárias de comercialização foi 1.773 GWh e 9.840 GWh a afiliadas e partes não afiliadas, respectivamente.

Nossa estratégia

O nosso objetivo geral consiste em consolidar a nossa posição de liderança no setor de energia elétrica do Brasil, ao mesmo tempo em que criamos valor para os nossos acionistas. Buscamos atingir estas metas em todos os nossos setores (distribuição, fontes de geração convencionais, fontes de geração renováveis, comercialização e serviços), buscando eficiência operacional (através de inovação e tecnologia) e crescimento (por meio de sinergias comerciais e novos projetos). Nossas estratégias baseiam-se em disciplina financeira, responsabilidade social e melhoria da governança corporativa. Mais especificamente, nossa abordagem envolve as seguintes estratégias de negócios comerciais:

A conclusão de nossos projetos de geração renováveis existentes, expansão de nosso portfólio de geração por meio do desenvolvimento de novos projetos de geração de energia convencional e renovável e manutenção da nossa posição de líder de mercado em projetos de fontes de energia renovável.

Em 31 de dezembro de 2014, nossa Capacidade Instalada total consolidada (calculada com base em nossa participação de 51,61% na CPFL Renováveis) foi de 3.162 MW, dos quais 2.248 MW de fontes convencionais e 914 MW de fontes renováveis. Por meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, tornamo-nos o maior grupo de geração de energia renovável no Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL.

Nossa Capacidade Instalada em 31 de dezembro de 2014 representa um aumento de 5,8% se comparado à Capacidade Instalada de 2.988 MW em 31 de dezembro de 2013. Esse crescimento se deu em decorrência da aquisição do parque eólico de Rosa dos Ventos, início comercial de dois complexos eólicos, Atlântica e Macacos e a aquisição da DESA.

Até o final de 2018, quando esperamos que os Parques Eólicos Campos dos Ventos, São Benedito, Morro dos Ventos II e Pedra Cheirosa e a PCH Mata Velha se tornem operacionais, nós esperamos que nossa Capacidade

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Instalada alcance 3.299 MW.

Uma porção significativa de nossas usinas de geração possui PPAs de longo prazo, aprovados pela ANEEL, que acreditamos que nos garantirão uma taxa atrativa de retorno sobre o investimento. Também temos uma carteira consolidada de 1.944 MW (calculada com base em nossa participação de 51,61% na carteira total da CPFL Renováveis de 3.767 MW) de projetos de geração renovável a ser desenvolvido pela CPFL Renováveis nos próximos anos. A medida que aumenta o consumo de energia elétrica no Brasil, acreditamos que continuarão a surgir novas oportunidades de investimento em mais projetos de geração de energia convencional e renovável.

Foco na melhoria contínua de nossa eficiência operacional. A distribuição de energia elétrica em nossas áreas de concessão de distribuição é nosso maior segmento de negócio, representando aproximadamente 95.3% de nosso lucro líquido consolidado em 2014. Continuamos nos concentrando em melhorar a qualidade do nosso serviço e em manter custos operacionais eficientes, explorando sinergias e tecnologias. Fazemos igualmente um esforço para padronizar e atualizar nossas operações regularmente, introduzindo sistemas automatizados sempre que possível. Recentemente, para alcançar um novo nível de eficiência operacional, nós começamos o lançamento do Programa Tauron, que consiste em dois projetos principais: Medição Inteligente para grandes consumidores Industriais e Comerciais (clientes de alta e média tensão) e Gestão de Mão de Obra Móvel. Este programa já está gerando benefícios, com 24.554 medidores inteligentes implementados no campo e oito empresas de distribuição operando com um sistema de envio de dados para serviços de emergência, substituindo o sistema anterior (*voice based system*).

Ampliação e fortalecimento dos nossos negócios de comercialização e serviços. Os Consumidores Livres representam um segmento relevante do mercado de energia elétrica no Brasil, com aproximadamente 25% de participação de mercado. Através da CPFL Brasil, nossa subsidiária de comercialização, estamos concentrados na assinatura de contratos bilaterais com antigos consumidores de nossas empresas de distribuição que se tornaram Consumidores Livres, além de atrair outros Consumidores Livres de áreas de concessão além daquelas abrangidas pelas nossas distribuidoras. A fim de atingir esse objetivo, incentivamos as relações positivas com os consumidores, fornecendo gerentes de conta para clientes chave, suporte operacional na CCEE e PPAs customizados para cada perfil de cliente.

Posicionamento para nos beneficiar da consolidação do setor, com base em nossa experiência na integração e reestruturação bem-sucedidas de outras operações. Acreditamos que, com a estabilização do ambiente regulatório no setor energético brasileiro, haverá substancial consolidação nos setores de geração, transmissão e, sobretudo, distribuição. Dada a solidez de nossa situação financeira e nossa capacidade gerencial, acreditamos estar em boa posição para nos beneficiar dessa consolidação. Se houver ativos promissores disponíveis em termos atrativos, podemos fazer as aquisições que complementam nossas operações existentes, proporcionando à nossa empresa e aos nossos consumidores oportunidades adicionais de usufruir as vantagens da economia de escala.

Manutenção de um alto nível de responsabilidade social nas comunidades em que operamos. Objetivamos manter nossas operações comerciais nos mais altos padrões de responsabilidade social e desenvolvimento sustentável. Também apoiamos as iniciativas de fomento aos interesses econômico, cultural e social das comunidades em que operamos e de contribuição para seu contínuo desenvolvimento.

Adesão às melhores práticas de governança corporativa. Dedicamo-nos a manter os mais altos padrões de transparência gerencial e governança corporativa, oferecendo direitos equitativos aos acionistas e, buscando valor para nossos acionistas por meio de várias medidas, inclusive o aumento da disponibilidade de nossas ações em circulação e sua liquidez.

Tendências

Nós investimos em inovação e tecnologia para melhorar a qualidade de nossos serviços e nossa eficiência

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

operacional, os quais são nossos objetivos constantes. O Programa Tauron – com foco na medição inteligente de consumidores de alta e média voltagem e na excelência da gestão da mão de obra pelo uso de *tablets* e de um novo software – aumentará nossa eficiência operacional no futuro próximo. Já implantamos 24.554 medidores inteligentes em campo, alcançando a conclusão de nosso projeto de implementação. Nossas oito subsidiárias de distribuição já operam segundo o novo sistema de envio de dados para serviços de emergência.

Além disso, procuramos promover o crescimento em cada um dos nossos segmentos de negócio: Distribuição, Fontes de Geração Convencionais, Fontes de Geração Renováveis, Comercialização e Serviços.

Pretendemos continuar a expandir o nosso segmento de distribuição, seja através do crescimento do mercado ou através da aquisição de empresas de distribuição de energia (se existirem empresas no mercado com características e preço que sejam vantajosos para nós).

O crescimento do mercado é fortemente influenciado pelo crescimento econômico, em especial no aumento do emprego, renda, vendas do setor de varejo e produção industrial. Além disso, o mercado também é influenciado pela entrada de novos clientes e mudanças no clima e volume de chuva.

Segundo projeções do relatório FOCUS, publicado em 06 de fevereiro de 2015 pelo Banco Central do Brasil, o PIB deve crescer 0,0% em 2015 e 1,5% em 2016. Apesar deste cenário de crescimento modesto estimado para 2015 e 2016, o consumo de energia nos segmentos residenciais e comerciais tende a crescer, embora em um ritmo mais lento do que o observado nos últimos anos, uma vez que estes segmentos são favorecidos pela baixa taxa de desemprego estimada, pela qualidade cada vez melhor da mão de obra, pela manutenção de programas sociais (como por exemplo “Minha Casa, Minha Vida” e “Minha Casa Melhor”) e por grandes eventos, como os Jogos Olímpicos em 2016. O desempenho industrial, por outro lado, se retrairá influenciado pelo aumento da inflação, que é uma ameaça que pode levar a taxas de juros mais elevadas e poucos investimentos, deficiências de infraestrutura, baixos volumes de exportação, possível redução na disponibilização dos empréstimos do BNDES e expectativas não favoráveis aos empresários, devido aos altos estoques de produtos finais e cenário macroeconômico adverso.

Nosso segmento de Geração tem mostrado altos níveis de crescimento nos últimos anos, com a aquisição e construção de novas usinas. Em 2011, a criação da CPFL Renováveis marcou um importante momento para nós. Nós planejamos continuar a expandir as nossas atividades nos setores de geração, tanto de energia convencional como de energia renovável (parques eólicos, pequenas Hidrelétricas, Usinas Termoeletricas a Biomassa e Usinas Solares). Atualmente buscamos esta estratégia através da CPFL Renováveis, com uma capacidade instalada de 1.769 MW (da qual nossa participação é de 915 MW) e 336 MW em construção (da qual nossa participação é de 173 MW), assim como buscamos novos projetos.

Em 31 de dezembro de 2014, nossa capacidade instalada de era 3.162 MW. Em 2018, esperamos alcançar uma capacidade instalada de 3.336 MW, quando os parques eólicos Campos dos Ventos, São Benedito, Pedra Cheirosa I e II, Morro dos Ventos II e a PCH Mata Velha entrarem em operação. Nós também temos um portfólio de 3.767 MW (dos quais nossa participação é de 1.944 MW) a ser desenvolvido ao longo dos próximos anos através da CPFL Renováveis. Além disso, nós continuaremos a buscar novos projetos no setor de energia convencional.

No segmento de Comercialização e de Serviços, o nosso principal objetivo é manter nossa posição de liderança, em termos de participação de mercado para garantir a nossa lucratividade acima da média. Além disso, esperamos expandir nosso portfólio de serviços, manter a fidelidade de nossos clientes e expandir nossos serviços a novos mercados.

Desde nossa criação, temos constantemente empregado uma estratégia de crescimento baseada na excelência operacional através da inovação e tecnologia, sinergia, disciplina financeira e o acúmulo de valor. Nós planejamos continuar no futuro, a fim de consolidar nossa forte posição no setor energético.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

7.2 Em relação a cada segmento operacional que tenha sido divulgado nas últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social ou, quando houver, nas demonstrações financeiras consolidadas, indicar as seguintes informações:

a. produtos e serviços comercializados;

Nossas atividades essenciais são:

- **Distribuição.** Nossas oito distribuidoras integralmente consolidadas entregaram 43.160 GWh em 2014, 41.148 GWh em 2013 e 40.645 GWh em 2012 de energia elétrica para aproximadamente 7,6, 7,4 e 7,2 milhões de consumidores, respectivamente, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.
- **Geração de energia convencional.** Em 31 de dezembro de 2014, nossas subsidiárias de geração convencional tinham uma Capacidade Instalada de 2.248 MW. Ao longo de 2014, geramos um total de 11.179 GWh de energia elétrica e tínhamos 10.106 GWh de Energia Assegurada em 31 de Dezembro de 2014, que é o valor de energia representativo de nossa produção média de energia elétrica de longo prazo, conforme estabelecido pela ANEEL, a qual é a fonte primária de nossas receitas das atividades de geração. Detemos participação em oito usinas hidrelétricas; Serra da Mesa, Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Luiz Eduardo Magalhães - Lajeado, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó. Ainda que a concessão da usina hidrelétrica de Serra da Mesa seja de propriedade de outra parte, Furnas, temos direito a 51,54% de sua energia assegurada. Nós também possuímos três usinas termelétricas, Termonordeste, Termoparaíba e Carioba embora a Usina Termelétrica Carioba tenha sido desativada. Além disso, 10 de nossas 49 Pequenas Centrais Hidrelétricas permanecem sob a gestão de duas de nossas subsidiárias de geração convencional, CPFL Geração e CPFL Centrais Geradoras, e relatam seus resultados dentro do segmento de Geração Convencional.

Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos uma capacidade instalada de 2.233 MW. Ao longo de 2013, geramos um total de 9.544 GWh de energia elétrica e tivemos 10.010 GWh de energia assegurada, que é o valor de energia representativo de nossa produção média de energia elétrica de longo prazo, conforme estabelecido pela ANEEL, a qual é a fonte primária de nossas receitas relativas às atividades de geração.

Em 31 de dezembro de 2012, tínhamos uma capacidade instalada de 2.234 MW. Ao longo de 2012, geramos um total de 7.697 GWh de energia elétrica e tivemos 9.949 GWh de energia assegurada, que é o valor de energia representativo de nossa produção média de energia elétrica de longo prazo, conforme estabelecido pela ANEEL, a qual é a fonte primária de nossas receitas relativas às atividades de geração.

- **Geração de Energias Renováveis.** Em 31 de dezembro de 2014, nossa Capacidade Instalada total consolidada por meio de nosso segmento de Geração Renovável (calculado com base em nossa participação de 51,61% na CPFL Renováveis) foi de 914 MW. Nossa subsidiária indireta, CPFL Renováveis, na qual possuímos participação de 51,61%, por meio da CPFL Geração, concentra nossas atividades de geração de energia através de fontes renováveis. A CPFL Renováveis opera todos os nossos Parques Eólicos e Usinas Termelétricas a Biomassa, assim como 39 das nossas 49 Pequenas Centrais Hidrelétricas. Essas 39 Pequenas Centrais Hidrelétricas, das quais (i) 38 Pequenas Centrais Hidrelétricas, localizadas nos estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais, Mato Grosso e Paraná, estão em operação e gerando receitas e com total de Capacidade Instalada de 399 MW, e (ii) 1 Pequena Central Hidrelétrica em construção, com início das operações programada para começar em 2016 e deve ter Capacidade Instalada de 24MW. A CPFL Renováveis também possui 45 parques eólicos, dos quais (i) 33 parques, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, estão em operação ou gerando receita e com total de capacidade instalada de 999

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

MW, e (ii) os 12 parques restantes estão em construção, com operações programadas para começar entre 2006 e 2018 e devem ter Capacidade Instalada de aproximadamente 312 MW. A CPFL Renováveis possui oito Usinas Termelétricas a Biomassa e possuem Capacidade Instalada de 370 MW, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Rio Grande do Norte. A CPFL Renováveis também opera a Usina de Energia Solar Tanquinho, que está localizada no estado de São Paulo e possui Capacidade Instalada de 1,1 MWp.

Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos uma capacidade instalada de 755 MW (calculado com base em nossa participação de 58,84% na CPFL Renováveis).

Em 31 de dezembro de 2012, tínhamos uma capacidade instalada de 727 MW (calculado com base em nossa participação de 63% na CPFL Renováveis).

- **Comercialização.** Nossas subsidiárias de comercialização gerenciam nossas operações de comercialização e fornecem serviços de agenciamento para Consumidores Livres perante a CCEE e outros agentes, incluindo orientação sobre as exigências operacionais. A CPFL Brasil, nossa maior subsidiária de comercialização, obtém e vende energia elétrica a Consumidores Livres, outras empresas de comercialização, geradoras e distribuidoras. Em 2014, vendemos 11.613 GWh (13.612 GWh em 2013 e 15.029 GWh em 2012) de energia elétrica, dos quais 9.840 GWh (11.515 GWh em 2013 e 10.179 GWh em 2012) foram vendidos para partes não relacionadas.
- **Serviços.** A partir de 1º de janeiro de 2012, relatamos os resultados de nossas atividades de prestação de serviços como um segmento de operação individual. Nossas atividades nesse segmento incluem prestar serviços relacionados com energia elétrica, como projetos e construção, para nossas partes relacionadas e não relacionadas.

b. receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor;

2014	Receita líquida	Vendas entre sociedades parceiras	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	13.658.786	19.668	13.678.454	79,04%
Geração - fonte convencional	722.623	467.761	1.190.384	6,88%
Geração - fonte renovável	982.613	397.630	1.380.243	7,98%
Comercialização	1.790.822	387.788	2.178.610	12,59%
Serviços	151.037	193.483	344.519	1,99%
Outros (²)	61	-	61	0,00%
Eliminações	-	(1.466.329)	(1.466.329)	-8,47%
TOTAL	17.305.942	-	17.305.942	100,00%
2013	Receita líquida	Vendas entre sociedades parceiras	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	11.563.700	15.354	11.579.054	79,13%
Geração - fonte convencional	601.980	323.658	925.638	6,33%
Geração - fonte renovável	802.011	281.913	1.083.924	7,41%
Comercialização	1.579.893	264.891	1.844.784	12,61%
Serviços	84.622	116.184	200.806	1,37%

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Outros (²)	1.649	-	1.649	0,01%
Eliminações	-	(1.002.001)	(1.002.001)	-6,85%
TOTAL	14.633.856	-	14.633.856	100,00%
2012 (¹)	Receita líquida	Vendas entre sociedades parceiras	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	12.391.730	22.138	12.413.868	83,37%
Geração - fonte convencional	558.547	269.688	828.235	5,56%
Geração - fonte renovável	608.223	210.260	818.483	5,50%
Comercialização	1.284.069	602.332	1.886.401	12,67%
Serviços	46.855	124.968	171.823	1,15%
Outros (²)	1.452	-	1.452	0,01%
Eliminações	-	(1.229.386)	(1.229.386)	-8,26%
TOTAL	14.890.875	-	14.890.875	100,00%

(¹) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9, das Demonstrações Financeiras de 2013 da CPFL Energia.

(²) Outros - Refere-se basicamente a transações da CPFL Energia e que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

c. lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor.

Segmentos:	2014		2013		2012 (¹)	
	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor
Distribuição	844.400	95,3%	725.549	76,5%	826.580	68,5%
Geração - fonte convencional	107.820	12,2%	311.937	32,9%	348.667	28,9%
Geração - fonte renovável	(168.087)	-19,0%	(55.017)	-5,8%	8.011	0,7%
Comercialização	136.003	15,3%	35.724	3,8%	102.075	8,5%
Serviços	28.543	3,2%	15.970	1,7%	26.672	2,2%
Outros (²)	(62.236)	-7,0%	(85.127)	-9,00%	(104.944)	-8,7%
TOTAL	886.444	100,0%	949.036	100,0%	1.207.062	100,0%

(¹) Contempla os efeitos descritos na nota explicativa 2.9, das Demonstrações Financeiras de 2013 da CPFL Energia.

(²) Outros - Refere-se basicamente a transações da CPFL Energia e que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

7.3 Em relação aos produtos e serviços que correspondam aos segmentos operacionais divulgados no item 7.2, descrever:

a. características do processo de produção;

Nossas empresas distribuidoras não produzem a energia elétrica que entregam a seus consumidores finais. Parte desta energia é comprada de fornecedores externos e parte é proveniente de produção de nossas empresas geradoras.

A energia elétrica fornecida a nossos Consumidores Livres e a outras distribuidoras é comercializada pela nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil.

Segue detalhamento de nossas operações de "Geração". No item 7.3.b a seguir, constam os detalhamentos dos segmentos de "Distribuição" e "Comercialização".

Geração de Energia Elétrica

Estamos expandindo ativamente nossa capacidade de geração. De acordo com a regulamentação brasileira, as receitas de geração dependem, principalmente, da energia assegurada de cada usina, e não de sua capacidade instalada ou energia efetivamente gerada. A energia assegurada é a quantidade fixa de energia elétrica estabelecida pelo governo brasileiro (MME) no respectivo contrato de concessão ou, em caso de autorização, em ato administrativo próprio. Para algumas companhias, a geração é periodicamente determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda e as condições hidrológicas. Caso vendam sua energia e participem do Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"), as geradoras receberão pelo menos o valor relativo à energia assegurada, mesmo que não tenham efetivamente gerado a totalidade da energia. Por outro lado, caso a energia gerada pelas usinas exceda sua energia assegurada, sua receita adicional cobrirá apenas os custos correlatos. A maioria das nossas usinas hidrelétricas faz parte do MRE, o que atenua os riscos hidrológicos.

Geração Convencional

Usinas Hidrelétricas

Em 31 de dezembro de 2014, nossa subsidiária CPFL Geração possuía participação de 51,54% na energia assegurada da Usina de Serra da Mesa. Por meio de suas subsidiárias CERAN, BAESA, ENERCAN e Chapecoense, a CPFL Geração também possui participação nas Usinas de Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó, que estão operacionais desde dezembro de 2004, novembro de 2005, fevereiro de 2007, março de 2008, dezembro de 2008 e outubro de 2010, respectivamente. Por meio da CPFL Jaguari Geração, nós possuímos participação de 6,93% na Energia Assegurada da Usina elétrica de Luiz Eduardo Magalhães.

Todos os números de Energia Assegurada e Capacidade Instalada declarados na discussão abaixo se referem à plena capacidade da usina em questão ao invés de nossa parte consolidada de tal energia, que reflete nossa participação na usina.

Serra da Mesa. Nossa maior usina hidrelétrica em operação é a usina de Serra da Mesa, que adquirimos em 2001 da ESC (anteriormente VBC), um de nossos acionistas controladores. Furnas começou a construção da usina de Serra da Mesa em 1985. Em 1994, a construção foi suspensa em razão de falta de recursos, o que levou a uma licitação pública a fim de retomar a construção. A Usina Hidrelétrica de Energia ("UHE") de Serra da Mesa possui três unidades geradoras localizadas no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A usina de Serra da Mesa iniciou operações em 1998 e tem uma Capacidade Instalada total de 1.275 MW. A concessão para a operação da UHE de Serra da Mesa é detida por Furnas, que também a opera, e parte das instalações

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

pertence à nossa companhia. Um contrato de arrendamento celebrado por Furnas, conosco, com duração de 30 anos, iniciado em 1998, assegura-nos o recebimento de 51,54% da energia assegurada da usina até o ano de 2028, ainda que, na vigência da concessão, ocorra encampação, caducidade ou vencimento de seu prazo. Vendemos a totalidade da energia elétrica a Furnas nos termos de um contrato de compra e venda de energia elétrica que foi renovado em março de 2014 e cujo preço é reajustado anualmente com base no IGP-M. Este contrato tem vencimento para 2028. Nossa parcela da capacidade instalada e da energia assegurada da usina hidrelétrica de Serra da Mesa é de 657 MW e de 3.030 GWh/ano, respectivamente. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi formalmente prorrogada para 12 de novembro de 2039.

Complexo CERAN. Detemos uma participação de 65,0% na CERAN, uma subsidiária à qual foi outorgada, em março de 2001, uma concessão de 35 anos para a construção, financiamento e operação do complexo hidrelétrico CERAN. Os demais acionistas são a CEEE (com 30,0%) e a Desenvix (com 5,0%). O complexo hidrelétrico CERAN consiste de três usinas hidrelétricas: Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho. O Complexo está localizado no Rio das Antas, aproximadamente 120 km ao norte de Porto Alegre, próximo à cidade de Bento Gonçalves, no Estado do Rio Grande do Sul. Todo o Complexo Hidrelétrico CERAN tem Capacidade Instalada de 360 MW e energia assegurada estimada em 1.515,4 GWh por ano, dos quais nossa participação é de 985 GWh/ano. Vendemos nossa participação na energia assegurada deste Complexo as afiliadas de nosso grupo.

Essas unidades são operadas pela CERAN, sob a supervisão da CPFL Geração.

Monte Claro (Complexo CERAN). A primeira unidade de geração da usina de Monte Claro que entrou em operação em 2004, possui Capacidade Instalada de 65 MW e a segunda unidade de geração, que entrou em operação em 2006, também possui Capacidade Instalada de 65 MW, dando Capacidade Instalada total de 130 MW e Energia Assegurada de 516,8 GWh por ano.

Castro Alves (Complexo CERAN). Em março de 2008, a primeira unidade de geração da Usina de Castro Alves entrou em operação, com Capacidade Instalada total de 43,4 MW. Em abril de 2008, a segunda unidade de geração entrou em operação, com Capacidade Instalada de 43,4 MW. A usina tornou-se completamente operacional em junho de 2008 (quando a terceira unidade de geração iniciou as operações), resultando em uma Capacidade Instalada total de 130 MW e energia assegurada de 560,6 GWh por ano.

14 de Julho (Complexo CERAN). A primeira unidade de geração da Usina de 14 de Julho se tornou operacional em dezembro de 2008 e a segunda unidade de geração tornou-se completamente operacional em março de 2009. Esta usina tem uma capacidade total instalada de 100 MW e uma energia assegurada de 438,0 GWh por ano.

Atualmente estamos empenhados na renovação do complexo CERAN. Nós estamos instalando equipamentos para assegurar o fluxo livre de água nas três usinas hidrelétricas, que, portanto, aumentará sua disponibilidade. Em 2013, nós concluímos a reforma da usina hidrelétrica Monte Claro, e estamos atualmente monitorando o equipamento para determinar sua eficiência. Em função dos resultados obtidos neste monitoramento, pretendemos acordar o cronograma das melhorias restantes junto a ANEEL e esperamos concluir as melhorias nas unidades da CERAN ao final de 2016. Além disso, estão em andamento com a ANEEL e outras entidades do setor de transmissão, discussões referente às condições que iremos transferir a Subestação Monte Claro à uma Rede Básica, o que eliminaria os custos de manutenção e nossa responsabilidade pela operação das Subestações.

Barra Grande. Essa usina se tornou completamente operacional em maio de 2006, com uma Capacidade Instalada de 690 MW e energia assegurada de 3.334,1 GWh por ano. A CPFL Geração detém 25,01% da participação nesta usina. Os outros participantes da *joint-venture* são Alcoa (42,18%), CBA – Companhia Brasileira de Alumínio (15,00%), DME – Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

(8,82%) e Camargo Corrêa Cimentos S.A. (9,00%). Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

Campos Novos. Detemos participação de 48,72% na ENERCAN, uma *joint-venture* formada por um consórcio de empresas dos setores público e privado ao qual foi outorgada, em maio de 2000, uma concessão de 35 anos para construção, financiamento e operação da Usina Hidrelétrica de Campos Novos. A usina foi construída no Rio Canoas, no Estado de Santa Catarina e se tornou completamente operacional em maio de 2007, com uma Capacidade Instalada de 880 MW e energia assegurada estimada de 3.310,4 GWh por ano, da qual nossa participação é de 1.612,9 GWh por ano. Os demais acionistas da ENERCAN são a CBA (33,14%), Votorantim Metais Níqueis S.A. (11,6%) e a CEEE (6,51%). Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

Foz do Chapecó. Detemos participação de 51,0% na Chapecoense, uma *joint-venture* formada por um consórcio de empresas do setor privado e público que nos concedeu uma concessão de 35 anos em novembro de 2001 para construir, financiar e operar as instalações da Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó. Os demais 49,0% de participação na *joint-venture* estão divididos entre Furnas, que detém uma participação de 40% e a CEEE, que detém uma participação de 9,0%. A hidrelétrica Foz do Chapecó está localizada no Rio Uruguai, na divisa entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A Usina Foz do Chapecó se tornou plenamente operacional em março de 2011 com 855 MW de Capacidade Instalada total e Energia Assegurada de 3.784,3 GWh por ano. Da nossa parcela de 51% na energia assegurada deste projeto, vendemos 40% para afiliadas do nosso grupo e 11% por meio de CCEARs. Em janeiro de 2013, a pedido da ANEEL, começamos o processo de transferência da subestação Foz de Chapecó e linhas de transmissão exclusivas à Rede Básica, dessa maneira eliminando os custos de manutenção, a responsabilidade pela operação desses ativos e reduzindo o fator de perda de energia da linha de transmissão (perda regulatória).

Luiz Eduardo Magalhães. Detemos uma participação de 6,93% na usina de Luiz Eduardo Magalhães, também conhecida como UHE Lajeado. A usina está localizada no rio Tocantins, no Estado do Tocantins, e se tornou completamente operacional em novembro de 2002, com uma Capacidade Instalada total de 902,5 MW e energia assegurada de 4.613 GWh por ano. A usina foi construída pela Investco S.A., um consórcio que compreende a Lajeado Energia, EDP (Energias de Portugal), CEB (Companhia Energética de Brasília) e Paulista Lajeado (que adquirimos em 2007).

Usinas Termelétricas

Nós operamos três usinas termelétricas. A Termonordeste, que começou as operações em dezembro de 2010, e a Termoparaíba, que começou as operações em janeiro de 2011, nos termos das autorizações da ANEEL, são supridas por óleo combustível do complexo EPASA, com Capacidade Instalada total de 341,6 MW e energia assegurada de 2.169 GWh. Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos uma participação total de 57,13% na Termonordeste e Termoparaíba, diluída para 53,34% em março de 2015. Ver nota 38.3 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas. As usinas Termonordeste e a Termoparaíba estão localizadas na cidade de João Pessoa, no Estado da Paraíba. A energia elétrica dessas usinas foi vendida por meio de CCEARs, e parte dessa energia foi adquirida por nossas próprias distribuidoras.

A usina Carioba possui uma capacidade instalada de 36 MW. Entretanto, tem estado oficialmente desativada desde 19 de outubro de 2011 conforme previsto na Portaria nº 4.101 de 2011. Solicitamos a encerramento da concessão da Carioba, uma vez que a ANEEL reduziu o subsídio associado com a Conta de Consumo de Combustível, ou CCC. A ANEEL recomendou ao MME o encerramento da concessão da Carioba. O MME está analisando o pedido.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Pequenas Centrais Hidrelétricas

Em 31 de dezembro de 2014, 10 de nossas 49 Pequenas Centrais Hidrelétricas estavam sob a gestão de duas de nossas subsidiárias de geração convencional, CPFL Geração e CPFL Centrais Geradoras. Essas dez Pequenas Centrais Hidrelétricas reportaram seus resultados no segmento de Geração Convencional para 2014. Consistem em dois grupos de instalações:

Nove dessas usinas eram originalmente gerenciadas conjuntamente com suas empresas de distribuição associadas dentro de nosso segmento de Distribuição. A Lei nº 12.783/13, de 11 de janeiro de 2013 especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição obtidas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Sob a lei nº 12.783/13, estas concessões podem ser prorrogadas uma vez, a critério do governo brasileiro, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e de baixas tarifas. Além disso, a Lei nº 12.783/13 previu que os titulares de concessões que estavam prestes a expirar em 2015, 2016 e 2017 poderiam requisitar a renovação antecipada em 2013, sob certas condições. No entanto, a Resolução nº 521/12 publicada pela ANEEL, em 14 de dezembro de 2012 estabeleceu que as concessões de geração a serem renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13 devem ser divididas em entidades operacionais separadas nos casos onde a Capacidade Instalada da entidade concessionária original exceda 1 MW. Em 10 de outubro de 2012, em antecipação da Lei 12.783/13, requisitamos a renovação antecipada das concessões detidas por nossas subsidiárias de distribuição CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista, que foram originalmente concedidas em 1999 por um prazo de 16 anos. Em conformidade com o requisito de divisão nos termos da Resolução nº 521/12, fomos obrigados a separar as atividades de geração e distribuição de três usinas, Rio do Peixe I e II e Macaco Branco, cujas instalações de geração foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras em 29 de agosto de 2013. Naquela época, nossa administração decidiu por razões operacionais segregar as atividades de geração e distribuição das seis instalações restantes detidas pelas cinco subsidiárias de distribuição (Santa Alice, Lavrinha, São José, Turvinho, Pinheirinho e São Sebastião), as instalações de geração, das quais também foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras.

Durante 2014, as concessões para os parques de Salto do Pinhal e Ponte do Silva foram rescindidos nos termos da Resolução Autorizativa nº 4.559/2014, que determinou que as concessões de Micro Central Hidrelétrica seriam extintas sem reversão dos respectivos ativos ao governo.

A instalação remanescente, Cariobinha, é detida pela CPFL Geração, desde a assinatura do contrato de concessão.

Em 4 de dezembro de 2012, as concessões das Pequenas Centrais Hidrelétricas Rio do Peixe I e II e Macaco Branco foram renovadas para um período de 30 anos sob a Lei nº 12.783. A renovação dessas concessões foi sujeita às seguintes condições:

- (i) A energia gerada deve ser vendida para todas as empresas de distribuição no Brasil de acordo com as cotas definidas pela ANEEL (anteriormente, a energia era vendida somente para a subsidiária de distribuição relacionada).
- (ii) A receita anual da concessionária é definida pela ANEEL, sujeita a revisões tarifárias (anteriormente, os preços de energia eram definidos contratualmente e ajustados de acordo com o IPCA).
- (iii) Os ativos que permaneceram não amortizados na data de renovação seriam indenizados, e o pagamento de indenização não seriam considerados como receita anual. A remuneração relativa a novos ativos ou ativos existentes que não foram indenizados seriam considerados como receita anual. Rio do Peixe I e II receberam um total de R\$ 34,4 milhões em pagamento de indenização. Os ativos da Macaco Branco tinham sido totalmente amortizados e, portanto, não geraram pagamento de indenização.

A tabela a seguir define certas informações relativas às nossas instalações de geração convencional em operação e as Pequenas Centrais Hidrelétricas que reportaram seus resultados no segmento de Geração Convencional em 31 de dezembro de 2014:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

	Controladoras	Partic.	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em funcionamento	Término da Concessão
			Nossa Partic.	TOTAL	Nossa Partic.	TOTAL		
Usinas hidrelétricas								
Serra da Mesa	CPFL Geração	51,54%	657,1	1.275,0	3.029,5	5.878,0	1998	2028 ⁽¹⁾
Monte Claro	CPFL Geração	65%	84,5	130,0	335,9	516,8	2004	2036
Barra Grande	CPFL Geração	25,01%	172,6	690,0	833,9	3.334,1	2005	2036
Campos Novos	CPFL Geração	48,72%	428,7	880,0	1.612,8	3.310,4	2007	2035
Castro Alves	CPFL Geração	65%	84,5	130,0	364,4	560,6	2008	2036
14 de Julho	CPFL Geração	65%	65,0	100,0	284,7	438,0	2008	2036
Luis Eduardo Magalhães	CPFL Jaguarí de Geração	6,93%	62,5	902,5	319,7	4.613,0	2001	2032
Foz do Chapecó	Chapecoense	51%	436,1	855,0	1.930,0	3.784,3	2010	2036
SUBTOTAL – Usinas hidrelétricas			1.991,0		8.710,9			
Usinas termelétricas								
Carioba	CPFL Geração	100%	36,0	36,0	93,7	93,7	1954	2027 ⁽²⁾
Instalações EPASA:								
Termonordeste	CPFL Geração	57,13% ⁽⁵⁾	97,6	170,8	619,6	1.084,5	2010	2042
Termoparaíba	CPFL Geração	57,13% ⁽⁵⁾	97,6	170,8	619,6	1.084,5	2011	2042
SUBTOTAL – Usinas termelétricas			231,2		1.332,9			
Pequenas Centrais Hidrelétricas								
Cariobinha	CPFL Geração	100%	1,3	1,3	-	-	N/A	2027 ⁽²⁾
Lavrinha	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,3	0,3	(4)	(4)	N/A	(3)
Macaco Branco	CPFL Centrais Geradoras	100%	2,4	2,4	14,5	(4)	N/A	2042
Pinheirinho	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,6	0,6	(4)	(4)	N/A	(3)
Rio do Peixe I	CPFL Centrais Geradoras	100%	3,1	3,1	-	N/A	N/A	2042
Rio do Peixe II	CPFL Centrais Geradoras	100%	15,0	15,0	46,9	N/A	N/A	2042
Santa Alice	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,6	0,6	(4)	(4)	N/A	(3)
São José	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,8	0,8	(4)	(4)	N/A	(3)
São Sebastião	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,7	0,7	(4)	(4)	N/A	(3)
Turvinho	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,8	0,8	(4)	(4)	N/A	(3)
SUBTOTAL – Pequenas centrais hidrelétricas			25,6		61,4			
TOTAL – Geração Convencional			2.248		10.105,2			

(1) A concessão para Serra da Mesa detida por Furnas. Temos um direito contratual a 51,54% da Energia Assegurada dessas instalações, sob um contrato de arrendamento de 30 anos.

(2) Usinas inativas.

(3) Projetos hidrelétricos com uma Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000 kW que são registrados na autoridade reguladora e o administrador de concessões de energia, mas não necessitam de processos de autorização ou concessão para funcionamento.

(4) Usinas que atualmente não têm Energia Assegurada aprovada pelo MME. Solicitamos recentemente à ANEEL e ao MME aprovação para os parâmetros de referência utilizados na Energia Assegurada destas usinas. Entretanto, até a publicação da Energia Assegurada destas usinas, a energia produzida por elas será comercializada no mercado à vista.

(5) Após o aumento de capital em 31 de janeiro de 2014, as participações de certos acionistas da joint venture EPASA foram diluídas. Nos termos do Acordo de Acionistas atual, esses acionistas têm direito de recompra de ações, a fim de reconstituir as suas participações, e, consequentemente, em 1º de março de 2015, a CPFL Geração detém 53,34% da EPASA. Veja a nota 38.4 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas.

Geração Renovável

Em 31 de dezembro de 2014, por meio de nossa subsidiária CPFL Geração, nós possuímos uma participação de 51,61% na CPFL Renováveis, uma empresa resultante de uma associação com outra produtora de energia renovável brasileira, Energias Renováveis S.A. ou ERSa, que detém nossas subsidiárias envolvidas na geração de energia proveniente de fontes renováveis. Através da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, nos tornamos o maior grupo de geração de energia renovável no Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Nós consolidamos totalmente a CPFL Renováveis em nossas demonstrações financeiras desde 1º de agosto de 2011. A CPFL Renováveis realizou sua oferta pública inicial em julho de 2013, resultando em uma diminuição da nossa participação de 63% para 58,84%. Em 1º de outubro de 2014, a CPFL Renováveis adquiriu 100% das ações da DESA por meio da emissão de ações da CPFL Renováveis, resultando na diminuição de nossa participação societária na CPFL Renováveis de 58,84% para 51,61%.

A CPFL Renováveis investe em fontes de produção independente de energia renovável com baixo impacto ambiental e social, tais como Pequenas Centrais Hidrelétricas, usinas eólicas, usinas termelétricas a biomassa e usinas de energia solar fotovoltaicas, com foco exclusivamente no mercado brasileiro. A CPFL Renováveis tem uma vasta experiência no desenvolvimento, aquisição, construção e operação de usinas de geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis. A CPFL Renováveis opera em quatro principais segmentos do setor de geração de energia renovável no Brasil: Pequenas Centrais Hidrelétricas, usinas eólicas, usinas termelétricas a biomassa e usinas de energia solar fotovoltaicas. A CPFL Renováveis opera em oito estados brasileiros e seus negócios contribuem para o desenvolvimento econômico e social local e regional.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Na data deste Relatório Anual, a CPFL Renováveis consiste nas entidades de geração descritas abaixo. Todos os números de Energia Assegurada e Capacidade Instalada declarados a discussão abaixo se referem à plena capacidade da usina em questão ao invés de nossa parte consolidada de tal energia, que reflete nossa participação na usina:

- 28 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica através de 39 Pequenas Centrais Hidrelétricas em operação, que consistem em (i) 38 PCHs operacionais, com Capacidade Instalada de 399 MW, localizadas nos estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Paraná, Minas Gerais e Mato Grosso, e (ii) a PCH Mata Velha, com Capacidade Instalada de 24 MW (da DESA), localizada no estado de Minas Gerais, que está em construção e com início de operações estimado para 2016.
- 45 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica proveniente de fontes eólicas. Deste total, 33 são parques, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, estão operacionais e têm total de Capacidade Instalada de 999 MW (ou capacidade total de 1.003 MW baseada na Capacidade Instalada Total da CPFL Renováveis). Os 12 parques restantes estão em construção, prevista para começar as operações entre 2016 e 2018 e deverão ter Capacidade Instalada total de aproximadamente 312 MW.
- Oito subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a biomassa, todas as quais estão operacionais, com total de Capacidade Instalada de 370 MW, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Rio Grande do Norte. Em 27 de agosto de 2010, a usina Baldin da CPFL Bioenergia, nossa primeira usina à base de bagaço de cana começou suas operações, com 45 MW de Capacidade Instalada total. A CPFL Bio Formosa iniciou suas operações em 2 de setembro de 2011, com Capacidade Instalada total de 40 MW. A CPFL Bio Buriti tornou-se operacional em 7 de outubro de 2011, com Capacidade Instalada total de 50 MW. A Bio Ipê tornou-se operacional em 17 de maio de 2012, com Capacidade Instalada total de 25 MW. A Bio Pedra tornou-se operacional em 31 de maio de 2012, com Capacidade Instalada total de 70 MW. Em 18 de outubro de 2012, concluímos a aquisição da Usina Termelétrica Ester, que tem uma Capacidade Instalada total de 40 MW. A CPFL Coopcana e CPFL Alvorada, cada uma com 50 MW de Capacidade Instalada total, iniciou suas operações em 28 de agosto de 2013 e 11 de novembro de 2013, respectivamente.
- Uma subsidiária envolvida na geração de energia elétrica de uma usina de energia solar, Tanquinho, que está localizada no estado de São Paulo e tem Capacidade Instalada total de 1,1 MWp. A Tanquinho iniciou suas operações em 27 de novembro de 2012 e deverá gerar cerca de 1,6 GWh/ano.

Capacidade Instalada Existente

Segue a descrição de nossas usinas de geração renovável, existentes e operacionais:

Pequenas Centrais Hidrelétricas

Pequenas Centrais Hidrelétricas são usinas com capacidade de geração entre 1MW e 30MW e uma área de reservatório de até três quilômetros quadrados. Uma típica Pequena Central Hidrelétrica opera sob um sistema de "fio d'água" e, como resultado, poderá sofrer ociosidade quando o fluxo de água disponível é menor do que a capacidade de entrada da turbina. Se os fluxos são maiores do que a capacidade do equipamento, água flui através de um caminho de derramamento. Pequenas Centrais Hidrelétricas estão autorizadas para participar do MRE, e, neste caso, a quantidade de energia vendida pela usina depende unicamente do seu certificado de garantia e não de sua produção de energia individual.

A CPFL Renováveis opera 39 de nossas 49 Pequenas Centrais Hidrelétricas (48 operacionais e 1 em construção), principalmente sob a concessões e registros, todas localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Tem havido inúmeras revisões, consistindo, principalmente, em reduções, para a Energia Assegurada da CPFL Renováveis, por conta da redução no desempenho operacional esperado.

A automação dessas PCHs nos permite realizar o controle, supervisão e operação remotamente. Desde que a CPFL Energia adquiriu os negócios da CPFL Renováveis, estabelecemos um centro de operação para o gerenciamento e monitoramento de nossas PCHs na cidade de Jundiaí, no estado de São Paulo. No que diz respeito ao controle remoto, supervisão e operação de ativos de energia eólica, nós também estabelecemos um centro de monitoramento remoto na cidade de Fortaleza, no estado do Ceará.

Usinas termelétricas a biomassa

Usinas termelétricas a biomassa são geradores que usam a combustão de matéria orgânica para a produção de energia. Esta matéria orgânica pode incluir produtos como bagaço de cana, carvão vegetal, biogás, licor negro, casca de arroz e cavacos de madeira. A energia a biomassa é renovável e polui menos do que outras formas de energia, tais como as obtidas com o uso de combustíveis fósseis (petróleo e carvão mineral). O período de construção de usinas termelétricas a biomassa é mais curto do que o de Pequenas Centrais Hidrelétricas (de um a dois anos, em média). O investimento necessário por MW instalado para a construção de uma usina termelétrica a biomassa é proporcionalmente menor do que o investimento para a construção de uma Pequena Central Hidrelétrica. Por outro lado, a operação de uma usina termelétrica a biomassa é geralmente mais complexa, pois envolve a aquisição, a logística e a produção da matéria orgânica usada para geração de energia. Por este motivo, os custos operacionais de usinas termelétricas a biomassa tendem a ser mais elevados do que os custos operacionais de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Apesar de serem mais complexas, as usinas termelétricas a biomassa beneficiam-se de: (i) o rápido licenciamento ambiental, (ii) o combustível abundante no Brasil, que pode surgir de subprodutos de outras atividades (ex: cavacos de madeira) e (iii) a proximidade com os consumidores, reduzindo os custos de transmissão. Os custos de logística e aquisição de combustível são significativamente mais baixos para usinas termelétricas a biomassa em comparação com usinas termelétricas de fontes não renováveis. Adicionalmente, mesmo elas sendo elegíveis para o Mecanismo de desenvolvimento Limpo, ou MDL, estabelecido pelo Protocolo de Kyoto e ter o potencial para gerar créditos de carbono, as usinas termelétricas a biomassa instaladas no Brasil têm encontrado dificuldades em obter aprovação de projetos devido à metodologia do processo de aprovação.

Nós atualmente possuímos oito usinas termelétricas a biomassa sob o regime de autorização, localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio Grande do Norte e Paraná.

CPFL Bioenergia. Em parceria com a Baldin Bioenergia, construímos uma usina de cogeração na cidade de Pirassununga, no Estado de São Paulo, a qual entrou em operação em agosto de 2010. Esta usina de cogeração tem 45,0 MW de Capacidade Instalada total. A usina possui uma Energia Assegurada de 112,1 GWh e toda esta energia elétrica foi vendida para CPFL Brasil.

CPFL Bio Formosa. Em 2009, a CPFL Brasil fundou a usina Baía Formosa (CPFL Bio Formosa), localizada na cidade de Baía Formosa, no estado do Rio Grande do Norte, com uma capacidade instalada total de 40 MW. A CPFL Bio Formosa iniciou suas operações em setembro de 2011. Aproximadamente 11 MW da energia foi vendida no leilão A-5 por meio de CCEARs, em vigor até 2025 (veja "O Setor Elétrico Brasileiro – Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico").

CPFL Bio Buriti. Em Março de 2010, a CPFL Bio Buriti, que foi formada para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana de açúcar, assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração a biomassa. A CPFL Bio Buriti, localizada na cidade de Buritizal, no estado de São Paulo, iniciou suas operações em Outubro de 2011. A Capacidade

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Instalada total desta usina é de 50 MW. A CPFL Bio Buriti possui um PPA associado de 184,1 GWh em vigor até 2030 com a CPFL Brasil.

CPFL Bio Ipê. Em março de 2010, a CPFL Bio Ipê, constituída para desenvolver projetos de geração de energia de bagaço de cana, celebrou um acordo de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos a biomassa. A CPFL Bio Ipê, localizada na cidade de Nova Independência, no estado de São Paulo, iniciou suas operações em maio de 2012. A Capacidade Instalada total desta usina é de 25 MW. Este projeto possui um PPA associado de 71,7 GWh em vigor até 2030 e a energia foi inteiramente vendida para a CPFL Brasil.

CPFL Bio Pedra. Em março de 2010, a CPFL Bio Pedra, que criamos para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana de açúcar, assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração a biomassa. A CPFL Bio Pedra, localizada na cidade de Serrana, no estado de São Paulo, iniciou as operações em maio de 2012 com uma Capacidade Instalada total de 70 MW e uma Energia Assegurada de 213,7 GWh. A energia elétrica da Bio Pedra foi vendida em um leilão em 2010, por meio de CCEARs em vigor até 2027.

CPFL Bio Ester. Em Outubro de 2012, a CPFL Renováveis, concluiu a aquisição de ativos de geração de energia elétrica e sistema de cogeração de vapor da SPE Laceras Participações Ltda., que é controlado pela Usina Termelétrica Ester, localizada no município de Cosmópolis no estado de São Paulo. Cerca de 7 MW de energia de cogeração da Usina Termelétrica Ester foi comercializado no leilão de fontes de energia alternativa de 2007, por um período de 15 anos. Os restantes 3,2 MW de energia foram vendidos no mercado livre por 21 anos.

CPFL Coopcana. A construção da UTE Coopcana começou em 2012 na cidade de São Carlos do Avaí, no estado do Paraná, e suas operações iniciaram em 28 de agosto de 2013. A Capacidade Instalada total da UTE Alvorada é de 50 MW e sua Energia Assegurada é de 157,7 GWh. Este projeto possui um PPA associado em vigor até 2033 com a CPFL Brasil.

CPFL Alvorada. A UTE Alvorada, localizada na cidade de Araporã, no estado de Minas Gerais, iniciou suas atividades em novembro de 2013. A Capacidade Instalada total da UTE Alvorada é de 50 MW e a Energia Assegurada é de 158,6 GWh. Este projeto possui um PPA associado em vigor até 2032 com a CPFL Brasil.

Usina de Energia Solar

Tanquinho. A usina de energia solar Tanquinho, no estado de São Paulo, iniciou as operações em 27 de novembro de 2012, com uma capacidade instalada de 1.1 MWp. Esperamos que Tanquinho gere aproximadamente 1.6 GWh ao ano.

Parques Eólicos

Energia eólica é derivada da força do vento passando sobre as lâminas de uma turbina eólica, fazendo com que a turbina gire. A quantidade de energia mecânica que é transferida e o potencial de energia elétrica a ser produzido estão diretamente relacionados com a densidade do ar, a área coberta por lâminas de turbina eólica, a velocidade do vento e altura de cada turbina eólica.

A construção de um parque eólico é menos complexa do que a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas, que consiste na preparação da fundação e instalação de turbinas eólicas, que são montadas no local pelos fornecedores. O período de construção de um parque eólico é menor do que de uma Pequena Central Hidrelétrica, variando de 18 meses a dois anos, em média. O investimento por MW instalado para a construção de um parque eólico é proporcionalmente menor do que o investimento para a construção de uma Pequena Central Hidrelétrica. Em contrapartida, a operação pode ser mais complexa, e há mais riscos

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

associados com a variabilidade dos ventos, especialmente no Brasil, onde há um pequeno histórico de medição de vento.

Certas regiões do Brasil são mais favoráveis em termos de velocidade de vento, com altas velocidades médias e baixa volatilidade, conforme medido pela variação de velocidade, permitindo maior previsibilidade no volume de energia eólica a ser produzido. Parques eólicos operam de modo complementar, com usinas hidrelétricas, desde que a velocidade do vento seja geralmente mais elevada em períodos de seca e, portanto, preservando a água dos reservatórios em períodos de escassez de chuva. A operação complementar de parques eólicos e Pequenas Centrais Hidrelétricas deverá permitir-nos "estocar" energia elétrica nos reservatórios das Pequenas Centrais Hidrelétricas durante o período de alta geração de energia eólica. Estimativas do Atlas do Potencial Eólico de 2001 (o mais recente estudo sobre o assunto) indicam um potencial de energia eólica de 143 GW no Brasil, um volume que ultrapassa significativamente a atual capacidade total instalada do país de 4,4 GW de acordo com a ANEEL, sinalizando um potencial elevado de crescimento neste segmento. Parques eólicos também são elegíveis para MDL e têm potencial para gerar créditos de carbono para venda.

Atualmente temos 42 parques eólicos sob o regime de autorização, localizados no Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul.

Praia Formosa: O parque eólico Praia Formosa, no Estado do Ceará, iniciou suas operações em agosto de 2009. Possui uma Capacidade Instalada de 105 MW e um contrato associado com a Eletrobrás nos termos do PROINFA para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O PPA está em vigor até Agosto de 2029.

Icaraizinho: O parque eólico de Icaraizinho, no Estado do Ceará, iniciou suas operações em outubro de 2009. Possui uma Capacidade Instalada de 54,6 MW e um contrato associado com a Eletrobrás nos termos do PROINFA para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O PPA está em vigor até Outubro de 2029.

Foz do Rio Choró: O parque eólico Foz do Rio Choró, no Estado do Ceará, iniciou suas operações em janeiro de 2009. Possui uma Capacidade Instalada de 25,2 MW e um contrato associado com a Eletrobrás nos termos do PROINFA para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O PPA está em vigor até Junho de 2029.

Paracuru: O parque eólico Paracuru, no Estado do Ceará, iniciou suas operações em novembro de 2008. Possui uma Capacidade Instalada de 25,2 MW e um PPA associado em vigor até 2028.

Taíba Albatroz: O parque eólico Taíba Albatroz, no Estado do Ceará, possui uma Capacidade Instalada de 16,5 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do PROINFA, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Taíba Albatroz foi concluída em 19 de junho de 2012.

Bons Ventos: O parque eólico Bons Ventos, no Estado do Ceará, possui uma Capacidade Instalada de 50,0 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do PROINFA, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Bons Ventos foi concluída em junho de 2012.

Canoa Quebrada: O parque eólico Canoa Quebrada, no Estado do Ceará, possui uma Capacidade Instalada de 57,0 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do PROINFA, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Canoa Quebrada foi concluída em Junho de 2012.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Enacel: O parque eólico Enacel, no Estado do Ceará, possui uma Capacidade Instalada de 31,5 MW e um acordo de associação com a Eletrobras, nos termos do PROINFA, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Enacel foi concluída em junho de 2012.

Complexo de Santa Clara: O Complexo de Santa Clara, no estado do Rio Grande do Norte, composto por sete parques eólicos com uma Capacidade Instalada de 188 MW e um CCEAR associado em vigor até 2032. O Complexo Santa Clara vendeu sua energia por meio do "Leilão de Energia de Reserva de 2009".

Parque Eólico Campo dos Ventos II: Em 2010, a CPFL Geração adquiriu o parque eólico Campo dos Ventos II (a CPFL Renováveis detem este investimento atualmente), nas cidades de João Câmara e Parazinho, no estado do Rio Grande do Norte, cujas operações foram iniciadas em setembro de 2013. Esse parque eólico tem uma Capacidade Instalada de 30 MW e Energia Assegurada de 131,4 GWh. A energia elétrica do parque eólico Campo dos Ventos II foi vendida através de um leilão realizado em 2010, com o PPA em vigor até agosto de 2033.

Parque Eólico Rosa dos Ventos: Em junho de 2013, a CPFL Renováveis adquiriu o parque eólico Rosa dos Ventos (campos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato), localizado no estado do Ceará. Esse parque eólico tem uma Capacidade Instalada de 13,7 MW. A eletricidade da Rosa dos Ventos possui um acordo de associação, nos termos do PROINFA.

Atlântica: O complexo Atlântica consiste dos parques eólicos Atlântica I, II, IV e V. A Capacidade Instalada total é de 120 MW e Energia Assegurada total de 461,7 GWh. A energia elétrica destes parques eólicos foi vendida em um leilão de energias alternativas em 2010, por meio de CCEARs em vigor até 2033. O Complexo Atlântica iniciou suas operações em março de 2014.

Complexo Macacos: O Complexo Macacos consiste nos Parques Eólicos de Pedra Preta, Costa Branca, Juremas e Macacos. O Complexo dispõe de uma Capacidade Instalada total de 78,2 MW e Energia Assegurada Total de 37,1 MW médio. O Complexo Macacos vendeu sua energia por meio do Leilão de Fontes Alternativas de 2010.

Complexo Morro dos Ventos: O Complexo Morro dos Ventos consiste nos Parques Eólicos de Morro dos Ventos I, Morro dos Ventos III, Morro dos Ventos IV, Morro dos Ventos VI e Morro dos Ventos IX. O Complexo dispõe de uma Capacidade Instalada Total de 144,0 MW e Energia Assegurada Total de 68.5 MW médio. O Complexo Morro dos Ventos vendeu sua energia por meio do Leilão de Reserva de Energia de 2009.

Complexo Eurús: O Complexo Eurús consiste nos Parques Eólicos Eurús I e Eurús III. O Complexo dispõe de uma Capacidade Instalada Total de 60 MW e Energia Assegurada Total de 31.6 MW médio. O Complexo Eurús vendeu sua energia por meio do Leilão de Reserva de Energia de 2010.

A tabela a seguir apresenta certas informações relativas às nossas principais instalações renováveis, detidas pela CPFL Renováveis (51,61% de nossas ações) em operação em 31 de dezembro de 2014:

	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em Funcionamento	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa participação	TOTAL	Nossa participação	TOTAL			
Pequenas Centrais Hidrelétricas:							
<i>Alto Irani</i>	10,8	21,8	61,9	120,0	2008		2032
<i>Americana</i>	15,5	30,0	26,6	51,5	1949	2002	2027
<i>Andorinhas</i>	0,3	0,5	1,9	3,7	1940		(4)
<i>Arvoredo</i>	6,7	13,0	35,1	68,1	2010		2032
<i>Barra da Paciência</i>	11,9	23,0	67,3	130,4	2011		2029
<i>Buritís</i>	0,4	0,8	1,6	3,1	1922		2027 (2)
<i>Capão Preto</i>	2,2	4,3	10,3	20,0	1911	2008	2027
<i>Chibarro</i>	1,3	2,6	7,3	14,1	1912	2008	2027
<i>Cocais Grande</i>	5,2	10,0	22,0	42,6	2009		2029

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

<i>Corrente Grande</i>	7,2	14,0	38,6	74,7	2011	2030
<i>Diamante</i>	2,2	4,2	7,2	14,0	2005	2019
<i>Dourados</i>	5,6	10,8	31,6	61,2	1926	2002 2027
<i>Eloy Chaves</i>	9,7	18,8	52,4	101,5	1954	1993 2027
<i>Esmeril</i>	2,6	5,0	13,0	25,2	1912	2003 2027
<i>Figueiropolis</i>	10,0	19,4	56,5	109,5	2010	2034
<i>Gavião Peixoto</i>	2,5	4,8	17,3	33,5	1913	2007 2027
<i>Guaporé</i>	0,4	0,7	2,5	4,9	1950	(4)
<i>Jaguari</i>	6,1	11,8	20,3	39,4	1917	2002 2027
<i>Lençóis</i>	0,9	1,7	4,7	9,1	1917	1988 2027
<i>Ludesa</i>	15,5	30,0	95,8	185,7	2007	2032
<i>Monjolinho</i>	0,3	0,6	0,5	1,0	1893	2003 2027(2)
<i>Ninho da Águia</i>	5,2	10,0	29,4	56,9	2011	2029
<i>Novo Horizonte</i>	11,9	23,0	47,0	91,1	2011	2032
<i>Paiol</i>	10,3	20,0	49,8	96,5	2010	2032
<i>Pinhal</i>	3,5	6,8	16,7	32,4	1928	1993 2027
<i>Pirapó</i>	0,4	0,8	2,6	5,1	1952	(4)
<i>Plano Alto</i>	8,3	16,0	44,1	85,5	2008	2032
<i>Saltinho</i>	0,4	0,8	3,3	6,4	1950	(4)
<i>Salto Góes</i>	10,3	20,0	50,2	97,2	2012	2040
<i>Salto Grande</i>	2,4	4,6	11,7	22,6	1912	2003 2027
<i>Santa Luzia</i>	14,7	28,5	83,3	161,4	2007	2037
<i>Santana</i>	2,2	4,3	11,8	22,9	1951	2002 2027
<i>São Gonçalo</i>	5,7	11,0	34,4	66,6	2010	2030
<i>São Joaquim</i>	4,2	8,1	22,9	44,4	1911	2002 2027
<i>Socorro</i>	0,5	1,0	1,4	2,7	1909	1994 2027(2)
<i>Três Saltos</i>	0,3	0,6	1,9	3,8	1928	2007 (2)
<i>Varginha</i>	4,6	9,0	24,4	47,2	2010	2029
<i>Várzea Alegre</i>	3,9	7,5	22,1	42,7	2011	2029
SUBTOTAL	206	399	1.031	1.999		
Pequenas Centrais Hidrelétricas – Nossa participação						
Usinas Termoeletricas a Biomassa:						
<i>Baldin (CPFL Bioenergia)</i>	23,2	45,0	57,9	112,1	2010	2039
<i>Bio Alvorada</i>	25,8	50,0	81,5	157,9	2013	2042
<i>Bio Buriti</i>	25,8	50,0	95,0	184,1	2011	2040
<i>Bio Coopcana</i>	25,8	50,0	81,6	158,0	2013	2042
<i>Bio Ester</i>	20,6	40,0	46,1	89,4	2010	2029
<i>Bio Formosa</i>	20,6	40,0	49,7	96,4	2011	2032
<i>Bio Ipê</i>	12,9	25,0	37,0	71,7	2012	2040
<i>Bio Pedra</i>	36,1	70,0	110,3	213,7	2012	2046
SUBTOTAL – Usinas Termoeletricas a Biomassa – Nossa participação	191	370	559	1.083		
Parques eólicos:						
<i>Atlântica I</i>	15,5	30,0	59,2	114,8	2014	2046
<i>Atlântica II</i>	15,5	30,0	58,3	113,0	2014	2046
<i>Atlântica IV</i>	15,5	30,0	58,8	113,9	2014	2046
<i>Atlântica V</i>	15,5	30,0	61,9	120,0	2014	2046
<i>Bons Ventos</i>	25,8	50,0	74,0	143,4	2010	2033
<i>Campo dos Ventos II</i>	15,5	30,0	67,8	131,4	2013	2046
<i>Canoa Quebrada</i>	29,4	57,0	108,8	210,9	2010	2032
<i>Canoa Quebrada (Rosa dos Ventos)</i>	5,4	10,5	1,7	3,3	2014	2032
<i>Costa Branca</i>	10,7	20,7	44,3	85,8	2014	2046
<i>Enacel</i>	16,3	31,5	46,2	89,6	2010	2032
<i>Eurus I</i>	15,5	30,0	70,1	135,8	2014	2046
<i>Eurus III</i>	15,5	30,0	72,8	141,0	2014	2046
<i>Eurus IV</i>	4,1	8,0	14,3	27,7	2011	2045
<i>Foz do Rio Choró</i>	13,0	25,2	33,3	64,6	2009	2032
<i>Icaraizinho</i>	28,2	54,6	99,8	193,4	2009	2032
<i>Juremas</i>	8,3	16,1	34,4	66,6	2014	2046
<i>Lagoa do Mato</i>	1,7	3,2	0,7	1,4	2014	2032
<i>Macacos</i>	10,7	20,7	44,3	85,8	2014	2046

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Morro dos Ventos I	14,9	28,8	61,1	118,3	2014	2045
Morro dos Ventos III	14,9	28,8	62,9	121,8	2014	2045
Morro dos Ventos IV	14,9	28,8	61,9	120,0	2014	2045
Morro dos Ventos VI	14,9	28,8	59,2	114,8	2014	2045
Morro dos Ventos IX	14,9	28,8	64,7	125,3	2014	2045
Paracuru	13,0	25,2	56,9	110,2	2008	2032
Pedra Preta	10,7	20,7	46,6	90,2	2014	2046
Praia Formosa	54,2	105,0	130,4	252,6	2009	2032
Santa Clara I	15,5	30	62,0	120,1	2011	2045
Santa Clara II	15,5	30	57,7	111,8	2011	2045
Santa Clara III	15,5	30	56,6	109,6	2011	2045
Santa Clara IV	15,5	30	55,6	107,8	2011	2045
Santa Clara V	15,5	30	56,1	108,7	2011	2045
Santa Clara VI	15,5	30	55,6	107,7	2011	2045
Taiba	8,5	16,5	30,3	58,8	2008	2032
SUBTOTAL - Parques Eólicos – Nossa participação	516	999	1.868	3.620		
Usina de energia solar:						
Tanquinho	0,6	1,1	1,0	1,7	2012	-
SUBTOTAL – Usina de energia solar – Nossa participação	1	1	1	2		
TOTAL (apenas nossa participação)	914	1.769	3.460	6.704		

(1) Usinas inativas.

(2) Projetos hidrelétricos que possuem contrato de concessão com uma capacidade instalada igual ou inferior à 1.000 kW. A legislação para PCHs com capacidade instalada inferior à 1.000 kW foi alterada e atualmente requer Registro. O Contrato de Concessão ficará válido até sua data de vencimento.

(3) Usinas que atualmente não têm Energia Assegurada aprovada pelo MME. A energia que produzem é utilizada por nossas subsidiárias de distribuição, reduzindo nossa compra de energia. Nós aplicamos a atribuição de 78,6 GWh anual de energia assegurada nestas nove pequenas centrais hidrelétricas e que estão atualmente aguardando a aprovação do MME e da ANEEL.

(4) Projetos Hidrelétricos com uma Capacidade Instalada igual ou inferior a 1.000 kW que são registrados na autoridade reguladora e o administrador de concessões de energia, mas não necessitam de processos de autorização ou concessão para funcionamento.

Expansão da Capacidade de Geração.

A demanda de energia elétrica em nossas áreas de concessão de distribuição continua a crescer. Para atender a esse aumento na demanda e também para melhorar nossas margens, estamos expandindo a nossa Capacidade Instalada na geração renovável. A CPFL Renováveis está construindo a PCH Mata Velha e os parques eólicos de São Benedito, Campo dos Ventos, Pedra Cheirosa e Morro dos Ventos II, que juntos terão uma Capacidade Instalada de 335 MW (da qual nossa parte consolidada será 173 MW, representando a diminuição de nossa participação como resultado de nossa fusão com a DESA em outubro de 2014). Esperamos que essas usinas estejam operacionais ao final de 2018.

A tabela a seguir demonstra as informações relacionadas aos nossos projetos em curso de geração renovável:

Usinas em desenvolvimento	Capacidade Instalada Estimada (MW)	Energia Assegurada Estimada (GWh/ano)	Início da Construção	Início Esperado das Operações	Nossa Participação (%)	Capacidade Instalada Estimada Disponível	Energia Assegurada Estimada Disponível para nós (GWh/ano)
Complexos São Benedito e Campo dos Ventos (9 sociedades) ⁽¹⁾	231	1.059	2015	2016	51,61	119	547
Complexa Pedra Cheirosa (2 sociedades) ⁽²⁾	51	229	2016	2018	51,61	26	118
Parque Eólico Morro dos Ventos II (1 sociedade)	29	134	2013	2016	51,61	15	69
Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Mata	24	115	2013	2016	51,61	12	59

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Velha (1 sociedade)				
TOTAL	335	1.537	173	793
(1)	Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula, São Domingos e Ventos do São Martinho, Campo dos Ventos I, III e V; e Pedra Cheirosa I e II.			
(2)	Pedra Cheirosa I e II			

Complexos São Benedito e Campo dos Ventos. Os Complexos São Benedito e Campo dos Ventos estão localizados no estado do Rio Grande do Norte. O complexo São Benedito consiste dos parques eólicos Ventos de Santo Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, São Domingos, Ventos de São Martinho e Santa Úrsula. Os parques eólicos São Domingos e São Martinho, que anteriormente faziam parte do Complexo Campo dos Ventos, foram realocados para o Complexo São Benedito a fim de aumentar suas sinergias. O Complexo Campo dos Ventos consiste dos parques eólicos Campo dos Ventos I, III e V. Juntos, devem ter uma Capacidade Instalada total de 231 MW e Energia Assegurada total de 1.059,1 GWh/ano. As operações estão programadas para início gradual no segundo semestre de 2016. Este projeto tem um PPA em vigor até 2034 para o Complexo São Benedito e 2033 para o Complexo Campo dos Ventos.

Pedra Cheirosa. O Complexo Pedra Cheirosa está localizado no estado do Ceará. O completo Pedra Cheirosa é composto pelos parques eólicos Pedra Cheirosa I e Pedra Cheirosa II, que devem ter uma Capacidade Instalada total de 51,3 MW e Energia Assegurada total de 228,6 GWh/anual. Os contratos decorrentes desta operação serão realizadas com os distribuidores de energia elétrica que declararam-se a ser compradores de energia no leilão. A duração destes contratos será de 20 anos, e o início do suprimento de energia ocorrerá em 1º de janeiro de 2018. Os lotes foram vendidos com um preço médio de R\$125,04 por MWh, com ajuste anual do IPCA.

Parque Eólico Morro dos Ventos II. O Parque Eólico Morro dos Ventos II localiza-se no estado do Rio Grande do Norte. Suas operações estão programadas para início no final do primeiro semestre de 2016. O Morro dos Ventos II deve ter uma Capacidade Instalada total de 28,8 MW e Energia Assegurada total de 134 GWh/ano. A energia foi vendida pelo Leilão A-5 realizado em dezembro de 2011.

Mata Velha PCH. A pequena central hidrelétrica (PCH) Mata Velha localiza-se no estado de Minas Gerais. As operações da Mata Velha estão programadas para início no primeiro bimestre de 2016. Eles terão uma Capacidade Instalada total de 24,0 MW e Energia Assegurada total de 114,8 GWh/ano. A energia foi vendida por meio do Leilão A-5 realizado em 2013. Antes de sua construção, um contrato bilateral (Mercado Livre) havia sido celebrado para o período de 2016 e 2018, quando os termos do Leilão de Novas Energias (LEN) foi iniciado.

b. características do processo de distribuição;

Nossa Companhia é uma das maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, com base na quantidade de energia elétrica que distribuimos em 2014. Juntas, nossas oito subsidiárias distribuidoras fornecem energia elétrica para uma região que abrange 176.521 quilômetros quadrados predominantemente nos Estados de São Paulo e do Rio Grande do Sul. Suas áreas de concessão incluem 561¹ municípios e uma população de aproximadamente 18 milhões de pessoas. Juntas, elas forneceram energia elétrica para aproximadamente 7,6 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2014. Nossas oito subsidiárias distribuíam aproximadamente 13% do total da energia elétrica distribuída no Brasil em 2014, com base nos dados da Empresa de Pesquisas Energéticas, ou EPE.

¹ Estes números consideram apenas as municipalidades dentro da área de cada subsidiária. Favor notar que também servimos consumidores em municipalidades dentro da área de concessão de outra concessionária, que, por alguma razão, não são atendidos por tal concessionária.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Possuímos oito distribuidoras de energia elétrica:

- **CPFL Paulista.** A Companhia Paulista de Força e Luz, ou CPFL Paulista, distribui energia elétrica para uma região que abrange 90.440 quilômetros quadrados no Estado de São Paulo, com uma população de aproximadamente 9,6 milhões de habitantes. Sua área de concessão cobre 234 municípios, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. A CPFL Paulista tinha aproximadamente 4,1 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2014. Em 2014, a CPFL Paulista distribuiu 22.852 GWh de energia elétrica, respondendo por aproximadamente 22,8% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 6,6% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante esse período.
- **CPFL Piratininga.** A Companhia Piratininga de Força e Luz, ou CPFL Piratininga, distribui energia elétrica para uma região que abrange 5.618 quilômetros quadrados na parte sul do Estado de São Paulo, com uma população de aproximadamente 3,7 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 27 municípios, inclusive as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. A CPFL Piratininga tinha aproximadamente 1,6 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2014. Em 2014, a CPFL Piratininga distribuiu 9.532 GWh de energia elétrica, representando aproximadamente 11,5% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 3,3% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante esse período.
- **RGE.** A Rio Grande Energia S.A., ou RGE, distribui energia elétrica para uma região que abrange 58.940 quilômetros quadrados no Estado do Rio Grande do Sul, com uma população de aproximadamente 3,9 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 255 municípios, incluindo as cidades de Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves. Durante 2013, a RGE ganhou uma nova licitação para dois municípios no estado, Putinga e Anta Gorda. A RGE tinha aproximadamente 1,4 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2014. Em 2014, a RGE distribuiu 8.287 GWh de energia elétrica, respondendo por aproximadamente 33,6% do total da energia elétrica distribuída no Estado do Rio Grande do Sul e 2,2% do total da energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.
- **CPFL Santa Cruz.** A Companhia Luz e Força Santa Cruz, ou CPFL Santa Cruz, distribui energia elétrica para uma área que abrange 11.870 quilômetros quadrados, que inclui 27 municípios da região noroeste do Estado de São Paulo e três municípios do Estado do Paraná. Em 2014, a CPFL Santa Cruz distribuiu 1.096 GWh de energia elétrica para aproximadamente 202.000 consumidores, que respondem por aproximadamente 0,8% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 0,2% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante o ano.
- **CPFL Jaguari.** A Companhia Jaguari de Energia, ou CPFL Jaguari distribui energia elétrica para uma área que abrange 252 quilômetros quadrados, que inclui dois municípios do Estado de São Paulo. Em 2014, a CPFL Jaguari distribuiu 502 GWh de energia elétrica para aproximadamente 38.000 consumidores.
- **CPFL Mococa.** A Companhia Luz e Força de Mococa, ou CPFL Mococa, distribui energia elétrica para uma área que abrange 1.844 quilômetros quadrados, que inclui um município do Estado de São Paulo e três municípios do Estado de Minas Gerais. Em 2014, a CPFL Mococa distribuiu 210 GWh de energia elétrica para aproximadamente 45.000 consumidores.
- **CPFL Leste Paulista.** A Companhia Leste Paulista de Energia, ou CPFL Leste Paulista, distribui energia elétrica para uma área que abrange 2.589 quilômetros quadrados, que inclui sete municípios do Estado de São Paulo. Em 2014, a CPFL Leste Paulista distribuiu 295 GWh de energia elétrica para aproximadamente 56.000 consumidores.
- **CPFL Sul Paulista.** A Companhia Sul Paulista de Energia, ou CPFL Sul Paulista, distribui energia elétrica para uma área que abrange 3.802 quilômetros quadrados, que inclui cinco municípios do Estado de São

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Paulo. Em 2014, a CPFL Sul Paulista distribuiu 382 GWh de energia elétrica para aproximadamente 81.000 consumidores.

Rede de Distribuição

Nossas oito distribuidoras possuem linhas de distribuição com níveis de tensão que variam de 11,9 kV a 138 kV. Essas linhas distribuem energia elétrica a partir do ponto de conexão com a Rede Básica para nossas subestações de energia em cada uma de nossas áreas de concessão. Todos os consumidores conectados a essas linhas de distribuição, tais como Consumidores Livres ou outras concessionárias, estão obrigados a pagar uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ("TUSD").

Cada uma de nossas subsidiárias possui uma rede de distribuição composta predominantemente de linhas aéreas e subestações com níveis de tensão sucessivamente menores. Os consumidores são classificados em diferentes níveis de tensão, com base na energia elétrica consumida e em sua demanda por energia elétrica. Grandes consumidores industriais e comerciais recebem energia elétrica em níveis de tensão elevados (até 138 kV), ao passo que consumidores industriais e comerciais menores, assim como os residenciais, recebem energia elétrica em faixas de tensão mais baixas (2,3 kV e abaixo).

Em 31 de dezembro de 2014, nossas Redes de Distribuição consistiam em 240.944 quilômetros de linhas de distribuição incluindo 353.722 transformadores de distribuição. Nossas oito distribuidoras tinham 9.881 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 445 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 14.571 megavolt *amperes*. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 345 recebiam energia elétrica em 69 kV, 88 kV ou 138 kV, distribuída por meio de conexões diretas às nossas linhas de distribuição em alta tensão.

Performance do Sistema

Perdas de Energia elétrica

Enfrentamos dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição. As perdas comerciais são perdas que resultam de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento e similares. Os índices de perda de energia elétrica das nossas três maiores distribuidoras (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE) são mais favoravelmente comparadas ao percentual médio de outras importantes distribuidoras brasileiras em 2013, segundo as informações mais recentes disponibilizadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ou ABRADÉE, uma associação do setor.

Estamos também nos empenhando ativamente em reduzir as perdas comerciais decorrentes de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento. Para isso, em cada uma de nossas oito subsidiárias, destacamos equipes técnicas qualificadas para realizar inspeções, aumentamos o monitoramento de consumos irregulares, aumentamos as reposições de equipamentos de medição obsoletos e desenvolvemos um programa de computador para descobrir e analisar faturamentos irregulares. Realizamos 226.042 inspeções em 2014, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$28 milhões.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Interrupções de Energia

A tabela abaixo determina, para cada uma de nossas subsidiárias, a frequência e duração das interrupções de energia por consumidor nos anos findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013:

		Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014							
		CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Jaguarí	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista
FEC ¹		4,87	4,20	9,14	5,29	4,31	7,26	6,19	6,91
DEC ²		6,92	6,98	18,77	6,75	5,36	6,76	8,40	9,55

(1) Frequência de interrupções por consumidor por ano (número de interrupções)

(2) Duração das interrupções por consumidor por ano (em horas)

		Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013							
		CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Jaguarí	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista
FEC ¹		4,73	4,58	9,04	6,82	5,43	4,93	6,33	6,72
DEC ²		7,14	7,44	17,35	6,97	5,92	4,86	7,58	9,08

(1) Frequência de interrupções por consumidor por ano (número de interrupções)

(2) Duração das interrupções por consumidor por ano (em horas)

Estamos continuamente buscando melhorar a qualidade e confiabilidade de nosso fornecimento de energia, tendo como parâmetro as medições de frequência e duração de nossas interrupções de energia. De acordo com os dados da ABRADEE de 2013, nossa frequência e duração média das interrupções por consumidor durante os últimos anos se comparam favoravelmente com as médias para as demais distribuidoras brasileiras.

Com base nos dados publicados pela ANEEL, a duração e frequência das interrupções da CPFL Paulista e da CPFL Piratininga estão entre as mais baixas do Brasil em comparação com companhias de tamanho similar. A duração das interrupções da RGE são comparativamente mais altas do que aquelas da CPFL Paulista e da CPFL Piratininga, porém permanecem em linha com o índice médio para as empresas de energia no sul do Brasil, principalmente em decorrência da falta de redundância em seu sistema de distribuição, do uso de linhas em média de tensão e de um nível menor de automação na rede. Entretanto, estes indicadores de duração e frequência estão abaixo da média nacional.

A ANEEL estabelece indicadores de desempenho por consumidor para serem seguidos pelas empresas de energia. Caso estes indicadores não sejam alcançados, somos obrigados a reembolsar nossos consumidores, e nossas receitas são negativamente afetadas. Em 2013, de acordo com informações da ANEEL, o valor que reembolsamos aos nossos consumidores foi menor que o valor médio reembolsado por outras empresas de energia de porte similar.

Nossas subsidiárias de distribuição têm tecnologia de construção e manutenção que permite reparos em redes energizadas sem interrupção do serviço, permitindo-nos, assim, ter baixos índices de interrupção programada, equivalendo a aproximadamente 7,8% do total de interrupções. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, incluindo descargas atmosféricas, incêndio e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Em 2014, investimos aproximadamente R\$702 milhões em nosso segmento de distribuição, principalmente em: (i) expansão, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atender o crescimento do mercado, (ii) infraestrutura operacional, (iii) atendimento ao cliente, e (iv) programas de pesquisa e desenvolvimento, dentre outros. Esperamos investir um adicional de R\$1.168 milhões para tais fins durante 2015.

Estamos empenhados em melhorar nossos tempos de atendimento para serviços de reparos. Os indicadores de qualidade para o abastecimento de energia pela CPFL Paulista e pela CPFL Piratininga mantiveram níveis de excelência ao mesmo tempo em que cumpriram os padrões regulatórios. Isto também foi principalmente resultado de nossa logística operacional eficiente, inclusive do posicionamento estratégico de nossas equipes,

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

da tecnologia e automação de nossa rede e centros de operação, junto a um plano de manutenção e conservação preventivo.

Tarifas

Tarifas de Distribuição no Varejo. Classificamos nossos consumidores em dois grupos diferentes: consumidores do Grupo A e consumidores do Grupo B, com base no nível de tensão em que a energia elétrica lhes é fornecida. Cada consumidor se enquadra em certo nível tarifário definido por lei e com base em sua respectiva classificação. Alguns descontos estão disponíveis dependendo da classificação do consumidor, nível tarifário ou ambiente de negociação (Consumidores Livres e geradoras). Os consumidores do Grupo B pagam tarifas mais altas. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). Os Consumidores no Grupo A pagam tarifas menores, decrescendo de A4 para A1, pois seu fornecimento é feito em voltagens mais elevadas, que demandam menor utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos Consumidores Finais são determinadas segundo nossos contratos de concessão e regras ratificadas pela ANEEL. Esses contratos de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e extraordinários. Para maiores informações sobre o regime regulatório aplicável as nossas tarifas e respectivos reajustes, consulte "O Setor Elétrico Brasileiro" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

Os consumidores do Grupo A recebem energia elétrica em tensões iguais ou superiores a 2,3 kV. As tarifas para os consumidores do Grupo A têm por base os níveis de tensão de fornecimento de energia elétrica no horário do dia em que a energia elétrica é fornecida. Os consumidores podem optar por uma tarifa diferente nos períodos de pico a fim de otimizar o uso da rede elétrica. As tarifas aplicáveis aos consumidores do Grupo A contêm dois componentes: TUSD e a tarifa para consumo de energia, ou TE. A TUSD, expressa em Reais por kW, tem por base (i) a demanda de eletricidade contratada pela parte conectada ao sistema; (ii) certas cobranças regulatórias; e (iii) perdas técnicas e não técnicas de energia nos sistema de distribuição. A TE, expressa em Reais por MWh, tem por base o valor da energia elétrica efetivamente consumida. Esses consumidores poderão optar pela compra de energia no Mercado Livre/Ambiente de Contratação Livre nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Consulte "O Setor Elétrico Brasileiro – Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico".

Os consumidores do Grupo B recebem energia elétrica em tensão inferior a 2,3 kV (220 V e 127 V). As tarifas para os consumidores do Grupo B são cobradas por tarifa para usar o sistema de distribuição e também pelo consumo de energia, ambas cobradas em R\$/MWh.

As tabelas a seguir contêm informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor em 2014 e 2013. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica vendida em 2014 e 2013.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Mococa
	(R\$/MWh)							
Residencial	394,06	378,82	431,13	415,97	374,54	381,50	309,37	437,22
Industrial	364,14	330,51	327,26	384,69	302,95	286,98	237,19	302,98
Comercial	366,82	352,67	419,95	421,79	344,86	356,49	284,17	388,85
Rural	203,82	232,05	220,55	249,83	213,03	225,60	184,13	233,33
Outros	280,68	254,17	186,10	225,00	255,96	257,10	208,68	270,16
Total	357,14	347,00	331,10	346,49	301,75	322,53	252,07	346,54

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2013

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Mococa
	(R\$/MWh)							
Residencial	362,57	351,98	430,59	345,40	391,18	389,56	286,82	478,59
Industrial	311,98	304,74	301,21	320,33	328,00	304,86	241,09	347,11
Comercial	320,44	328,12	416,85	358,88	368,54	365,49	267,43	428,69
Rural	180,39	210,91	221,4	207,09	225,19	228,55	174,64	248,85
Outros	241,97	237,18	183,19	169,24	324,87	269,18	216,20	295,39
Total	317,96	321,24	323,81	286,17	329,32	332,46	248,96	382,16

De acordo com as regras em vigor, consumidores residenciais podem ser elegíveis para pagar a Tarifa Social de Energia Elétrica, ou TSEE. As famílias elegíveis para se beneficiarem da TSEE são: (i) aquelas registradas no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal com renda per capita mensal de ou abaixo da metade do salário mínimo nacional e (ii) aquelas que recebem o Benefício da Prestação Continuada da Assistência Social. Os descontos variam de 10% a 65% no consumo de energia por mês. Além disso, esses consumidores residenciais não necessitam pagar a tarifa do programa PROINFA ou qualquer tarifa extraordinária aprovada pela ANEEL. Comunidades indígenas e quilombolas recebem eletricidade de graça até um consumo máximo de 50 kWh.

TUSD. As tarifas em uso no sistema de distribuição, ou TUSD, são estabelecidas pela ANEEL e consistem de três tarifas descritas em "TUSD", no item 7.9 deste formulário. Em 2014, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres totalizaram R\$ 991 milhões. A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$ 58,97/MWh e R\$ 55,78/MWh em 2014 e 2013, respectivamente, incluindo a TUSD que cobramos de outras distribuidoras conectadas às nossas Redes de Distribuição.

Procedimentos de Faturamento

O procedimento que utilizamos para faturamento e pagamento da energia elétrica fornecida a nossos consumidores é determinado por categorias de consumidor e de tarifas. As leituras de medidores e o faturamento são realizados mensalmente para os consumidores de baixa tensão, com exceção dos consumidores rurais, cuja leitura é realizada em uma periodicidade que varia de um a dois meses (exceto para RGE, cuja periodicidade varia de um a três meses), de acordo com a legislação em vigor. As faturas são emitidas com base nas leituras dos medidores ou se as leituras dos medidores não forem possíveis, a partir da média de consumo mensal. Os consumidores de baixas tensões são faturados no prazo máximo de três dias úteis após a leitura, sendo o respectivo vencimento no prazo de até cinco dias úteis a contar da data da apresentação da fatura. Na hipótese de inadimplência, uma notificação acompanhada da fatura do mês seguinte é encaminhada ao consumidor inadimplente, conforme a qual um prazo de 15 dias é concedido para que o saldo devedor seja quitado pelo consumidor inadimplente. Caso o pagamento não seja recebido em até três dias contados do término do prazo de 15 dias, o fornecimento de energia elétrica do consumidor poderá ser suspenso. Nós também podemos tomar outras medidas, tais como a inclusão dos consumidores nas listas de devedores das agências de informação de crédito, ou cobrança extrajudicial ou judicial através de agências de cobrança.

Os consumidores de alta tensão são lidos e faturados mensalmente, sendo o pagamento devido no prazo de cinco dias úteis após o recebimento da fatura. Na hipótese de inadimplência, uma notificação é enviada ao consumidor inadimplente em até quatro dias úteis, após a data de vencimento, conforme a qual um prazo de

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

15 dias é concedido para o pagamento. Não ocorrendo o pagamento, em até três dias contados do término do prazo de 15 dias, o fornecimento ao consumidor é interrompido.

De acordo com dados da ABRADEE para 2013, o percentual de consumidores inadimplentes para nossas três maiores distribuidoras são favoravelmente comparáveis à média de outras principais distribuidoras brasileiras de energia elétrica. Para este fim, os consumidores inadimplentes são aqueles cujas faturas estão com até 90 dias em atraso. Faturas vencidas e em atraso por mais de 360 dias são consideradas incobráveis.

Atendimento ao Consumidor

Empenhamo-nos em prestar serviços de atendimento de alta qualidade aos nossos consumidores do segmento de distribuição. Prestamos serviço ao consumidor 24 horas por dia, sete dias por semana. Os pedidos são recebidos por meio de várias plataformas, como *call centers*, nosso website, SMS e nosso aplicativo de smartphone. Em 2014, atendemos aproximadamente 29,6 milhões de protocolos. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências as quais atenderam aproximadamente 5,2 milhões de solicitações de consumidores em 2014. O crescimento em solicitações eletrônicas nos permitiu reduzir os custos de atendimento ao consumidor e fornecer assistência através do nosso *call center* a um grande número de consumidores sem acesso à Internet. Após o recebimento de uma solicitação de serviço de consumidor, enviamos nossos técnicos para efetuar os reparos necessários.

Comercialização de Energia Elétrica, Serviços e Outros

Operações de Comercialização

Nossa subsidiária CPFL Brasil realiza nossas operações de comercialização de energia elétrica. Suas principais funções são:

- aquisição de energia para atividades de comercialização, por meio da celebração de contratos bilaterais com empresas de energia (incluindo nossas subsidiárias de geração e terceiros) e compra de energia em leilões públicos;
- revenda de energia elétrica para Consumidores Livres;
- revenda de energia elétrica a empresas de distribuição (inclusive a CPFL Paulista, a CPFL Piratininga e a RGE), além de outros agentes no mercado de energia elétrica, por meio de contratos bilaterais; e
- prestação de serviços de agenciamento aos Consumidores Livres e Geradoras de Energia perante a CCEE e outras agências como, por exemplo, orientação sobre suas exigências operacionais.

Os preços pelos quais a CPFL Brasil compra e vende energia elétrica no mercado livre são determinados por negociações bilaterais com seus fornecedores e clientes. Os contratos com companhias de distribuição são regulados pela ANEEL. Além de vender energia elétrica a partes não relacionadas, a CPFL Brasil revende energia elétrica à CPFL Paulista, à CPFL Piratininga e à RGE. Contudo, as margens de lucro derivadas de vendas a partes relacionadas foram limitadas pela regulamentação da ANEEL. A possibilidade de vender energia elétrica a partes relacionadas foi eliminada nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, com exceção dos contratos aprovados pela ANEEL anteriormente a março de 2004. Entretanto, estamos autorizados a vender energia elétrica para distribuidores por meio de processos licitatórios realizados no ambiente de contratação regulado.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Serviços

Por intermédio da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total, CPFL Esco e Nect, oferecemos aos nossos consumidores uma ampla gama de serviços relacionados à energia elétrica. Esses serviços são projetados para auxiliar nossos clientes a obterem melhora da eficiência, do custo e da confiabilidade dos equipamentos elétricos por eles utilizados. Nossos principais serviços de valor agregado relacionados à energia elétrica incluem:

- **Sistemas de Transmissão:** A CPFL Serviços planeja, constrói, executa e fornece subestações de energia elétrica e linhas de transmissão, levando em consideração as necessidades de cada consumidor e expectativas de crescimento, de acordo com rigorosos padrões de segurança, visando a otimização do uso de recursos.
- **Sistemas de Distribuição:** A CPFL Serviços realiza o planejamento e construção de sistemas de rede de distribuição de energia elétrica, sejam redes aéreas ou subterrâneas, subestações de média tensão e postos de transformação, além de instalações industriais e soluções em iluminação. Possui experiência significativa no mercado e conhecimento das diversas normas técnicas vigentes aplicáveis nas diferentes regiões brasileiras. Como resultado, leva energia com qualidade e soluções de alta tecnologia.
- **Manutenções Elétricas:** A CPFL Serviços oferece serviços de manutenção em instalações de média e alta tensão em um regime pontual ou com programação periódica, sempre com diagnóstico rápido e atendimento preciso. Também realiza serviços de reformas de subestações, manutenção de geradores e manobras em regime de linha viva.
- **Sistemas de Auto-produção e programas de eficiência energética:** Os sistemas de autoprodução, anteriormente oferecidos pela CPFL Serviços, consistem na produção alternativa de energia elétrica. Os sistemas de autoprodução garantem o fornecimento de energia elétrica para os consumidores, diversificam as fontes de insumos e a reduzem custos. São fornecidos geradores à diesel e gás natural que atuam no horário de pico, reduzindo os custos com energia elétrica para nossos clientes. A cogeração de gás natural inclui a produção simultânea e sequencial de energia elétrica e térmica, a partir de um único combustível. Oferece também soluções em climatização e projetos de eficiência energética, bem como a distribuição de energia solar gerada. Após outubro de 2014, todas as atividades de autoprodução foram transferidas para a CPFL ESCO.
- **Recuperação de Equipamentos:** A CPFL Serviços tem experiência em recuperar ativos elétricos para restabelecer sua eficiência. Sua experiência na recuperação de equipamentos a habilita também a fabricar transformadores de distribuição e transformadores de potência. Além disso, produz e fabrica painéis para sistemas de medição, proteção e comando.
- **CPFL Atende:** CPFL Atende é uma Empresa de Relacionamento com Clientes e Centro de Contato criada para prestar serviços tanto para as empresas do nosso grupo como para outras empresas. Entre os serviços oferecidos estão: serviço presencial (face a face com seus clientes), Serviços Back Office, Recuperação de Créditos, Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC), Serviço de Ouvidoria, Service Desk e Vendas.
- **CPFL Total:** CPFL Total é uma empresa de cobrança e repasse de empréstimo com uma rede autorizada que oferece serviços como recebimento de conta de água, energia elétrica, telefone,

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

boletos bancários e faturas de TV a cabo. É também possível emitir a 2ª via das faturas de contas de energia, alterar preferências de faturamento e recarga de telefones celulares. Para Clientes Comerciais, a CPFL Total oferece o "Serviço em Conta", que possibilita cobrar por produtos e serviços nas faturas da conta de energia.

- **Nect:** Nect é uma empresa criada para fornecer serviços administrativos tais como recursos humanos, compras e logística de materiais, manutenção e operação de sistemas de TI e infraestrutura administrativa para as empresas do nosso grupo. A Nect visa padronizar processos e alcançar ganhos de produtividade.

c. características dos mercados de atuação, em especial:

i. participação em cada um dos mercados;

Consumidores

Classificamos nossos consumidores em cinco categorias principais. Consulte a Nota 27 de nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas para um detalhamento de nossas vendas por categoria.

- *Consumidores industriais.* As vendas para consumidores industriais finais responderam por 24,7% de receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2014.
- *Consumidores residenciais.* As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 41,8% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2014.
- *Consumidores comerciais.* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 22,2% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2014.
- *Consumidores rurais.* As vendas para consumidores rurais responderam por 3,2% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2014.
- *Outros consumidores.* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 8,1% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2014.

ii. condições de competição nos mercados;

Concorrência

Enfrentamos concorrência de outras empresas comercializadoras e geradoras na venda de energia elétrica para Consumidores Livres. Empresas de distribuição e transmissão são obrigadas a permitir o uso das suas linhas e instalações auxiliares para a distribuição e transmissão de energia elétrica por outros mediante recebimento de tarifa.

Segundo a legislação brasileira e nossos contratos de concessão, todas as nossas autorizações e concessões hidrelétricas e para distribuição podem ser renovadas uma vez, desde que haja aprovação do Ministério das Minas e Energia ou da ANEEL, na qualidade de poder concedente, contanto que a concessionária solicite renovação e que determinados parâmetros em relação à prestação do serviço público ou exploração de energia hidrelétrica tenham sido atendidos. Pretendemos solicitar a renovação de cada uma das nossas concessões quando da sua expiração. Poderemos enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação dessas concessões ou para obter quaisquer novas concessões. O governo federal brasileiro tem total discricionariedade sobre a renovação das concessões já existentes, e a aquisição de determinadas concessões por concorrentes poderia afetar negativamente os resultados das nossas operações. Além disso, não há nenhuma garantia de que a renovação de certas concessões será concedida com os mesmos fundamentos das concessões relevantes atuais.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

d. eventual sazonalidade;

Distribuição

Do total da quantidade de energia vendida pelas distribuidoras do grupo CPFL em 2014, 21,1% representaram vendas para consumidores industriais, 39,8% para consumidores residenciais, 22,2% para comerciais e 16,9% para as demais classes de consumo, dentre as quais, inclui-se a classe rural.

Cada consumidor apresenta características típicas de consumo, de acordo com as variações climáticas, período do ano, região geográfica e classe de consumo a que pertence, introduzindo assim, períodos de sazonalidade nas vendas de energia.

A área de concessão abrangida pelas empresas de distribuição do grupo CPFL apresenta diversidade, tanto geográfica quanto de classe de consumidores, o que atenua a característica sazonal do consumo de energia e consequentemente dos negócios da Companhia. Nos períodos de férias de verão, por exemplo, o maior fluxo de turistas no litoral resulta em um incremento do consumo de energia na classe residencial dessa região. Já a classe industrial, registra tipicamente um consumo de energia mais alto no 2º semestre, quando a indústria antecipa a produção para as vendas do final do ano. A classe comercial, por sua vez, sofre forte influência da temperatura, apresentando consumo mais elevado no verão.

Geração

A energia gerada pelas usinas hidrelétricas da CPFL Geração sofre influência do regime hidrológico dos rios das regiões onde as mesmas estão implantadas. Dessa forma, as PCH's, que estão localizadas no Estado de São Paulo, assim como a UHE Serra da Mesa, que localiza-se no Estado de Goiás, seguem o regime hidrológico das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, com período úmido compreendido entre os meses de dezembro a abril e período seco de maio a novembro. Já as UHE's Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Castro Alves, PCH's Sul Centrais, 14 de Julho e Foz do Chapecó, localizadas nos Estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, seguem o regime hidrológico da Região Sul, onde as chuvas são bem distribuídas ao longo do ano, com exceção dos meses de junho e julho, mais secos.

Ressalta-se, entretanto, que, de acordo com as normas brasileiras, a receita proveniente da venda de energia não depende da energia efetivamente gerada, e sim da Garantia Física de cada usina, cuja quantidade é fixa, sendo homologada pelo Poder Concedente, constando do respectivo contrato de concessão ou de ato administrativo emitido para esse fim. As diferenças entre a energia gerada e a Garantia Física são tratadas no MRE – Mecanismo de Realocação de Energia. O principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de Garantia Física independentemente da quantidade de energia por elas efetivamente gerada. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Garantias Físicas, para aqueles que geraram abaixo delas. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas do Sistema Interligado Nacional - SIN. A quantidade de energia gerada, acima ou abaixo da Garantia Física, é valorada por uma tarifa denominada "Tarifa de Energia de Otimização" - TEO, que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será mensalmente contabilizada para cada gerador.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

e. principais insumos e matérias primas, informando:

i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável;

Compras de Energia Elétrica

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas, em vez de ser gerada em nossas instalações. Em 2014, 11,3% do total de energia elétrica adquirido por nossas distribuidoras foi adquirido de nossas subsidiárias de geração (incluindo nossas entidades controladas em conjunto).

Em 2014, compramos 10.417 GWh de energia elétrica da Usina de Itaipu, chegando a 17,7% do total da energia elétrica adquirida. Itaipu está localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai e é objeto de um tratado bilateral entre os dois países, por meio do qual o Brasil se comprometeu a comprar quantidades de energia elétrica previamente estabelecida. Este tratado irá expirar em 2023. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica que o Brasil é obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas estão obrigadas a comprar são regidas por contratos take-or-pay, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu. Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa quantidade de energia elétrica ou não por um preço de US\$26,05/kW. Nossas compras representam aproximadamente 17% do fornecimento total de Itaipu para o Brasil. Essa quota-parte foi fixada por lei, de acordo com a quantidade de energia elétrica vendida em 1991. As tarifas pagas são estabelecidas de acordo com o tratado bilateral e fixadas de maneira a cobrir as despesas operacionais de Itaipu, os pagamentos do principal e juros de suas dívidas expressos em dólares norte-americanos e os custos de transmissão da energia a suas áreas de concessão.

A usina de Itaipu tem uma rede de transmissão exclusiva. As companhias de distribuição pagam uma taxa para o uso dessa rede.

Em 2014, pagamos uma média de R\$132,82 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$121,11 em 2013 e R\$104,98 durante 2012. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 48.463 GWh de energia elétrica em 2014 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 82,3% do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$201,79/MWh por compras de energia elétrica de empresas geradoras que não Itaipu, comparado com R\$147,30/MWh em 2013 e R\$121,11/MWh em 2012. Para obter mais informações sobre o mercado regulado e o ambiente de contratação livre, consulte "- O Setor Elétrico Brasileiro - A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A tabela a seguir mostra as quantidades adquiridas de nossos fornecedores no mercado regulado e no ambiente de contratação livre, para os períodos indicados.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2014	2013	2012
	(em GWh)		
Energia comprada para revenda:			
Itaipu	10.417	10.719	10.781
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	5.074	2.974	2.662
PROINFA	1.043	1.019	1.070
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Regulada e por meio de contratos bilaterais	<u>42.345</u>	<u>42.980</u>	<u>48.085</u>
Total	58.879	57.692	62.597

As previsões de nosso fornecimento de energia elétrica são regidas por regulamentação da ANEEL. As principais disposições de cada contrato dizem respeito à quantidade de energia elétrica adquirida, o preço, inclusive os reajustes para os diversos fatores, tais como os índices de inflação e a duração do contrato.

A começar em 2013, todas as companhias distribuidoras do Brasil devem comprar energia elétrica de empresas de geração cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei n. 12.783/13. As tarifas e volumes de energia elétrica a ser adquirida por cada companhia distribuidora, bem como as disposições dos contratos aplicáveis entre companhias distribuidoras e de geração, foram estabelecidos pela ANEEL na lei. Vide Item 4.1.g – Fatores de Risco – “Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas podem afetar nossos resultados de operações”.

Tarifas de Transmissão. Em 2014, pagamos um total de R\$ 485 milhões em tarifas pelo uso da rede de transmissão, inclusive as tarifas da Rede Básica, as tarifas de conexão e transmissão de energia elétrica de alta tensão de Itaipu às taxas estabelecidas pela ANEEL.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores;

Para nossas subsidiárias de distribuição, Itaipu Binacional é o maior fornecedor de energia elétrica, conforme detalhado no item anterior.

Para nossas subsidiárias de geração termelétrica, há dependência de um único fornecedor para combustíveis fósseis.

iii. eventual volatilidade em seus preços.

Eventuais diferenças entre contratos de compra e venda de energia e as energias geradas ou consumidas são liquidadas no curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. O PLD é calculado semanalmente pela CCEE com base nas condições hidrológicas, na projeção da demanda de energia, nos preços de combustível, nos custos de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Para o cálculo é utilizado um modelo computacional que obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado e os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado. O PLD é um valor com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Estes limites são determinados anualmente pela ANEEL.

Assim, grandes variações nos dados de entrada e/ou na situação hidrológica mês a mês, podem fazer o PLD se alterar significativamente, principalmente na persistência de períodos secos, quando há um deplecionamento acima do previsto nos reservatórios, indicando a necessidade do acionamento das térmicas mais caras.

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

7.4 Identificar se há clientes que sejam responsáveis por mais de 10% da receita líquida total do emissor, informando:

a. Montante total de receitas provenientes do cliente

Não há um cliente que, individualmente, seja responsável por mais de 10% da receita líquida da CPFL Energia.

b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Não há um cliente que, individualmente, seja responsável por mais de 10% da receita líquida da CPFL Energia.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

7.5 Descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando:

a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações;

Concessões, Permissões e Autorizações

A Constituição Federal prevê que o desenvolvimento, uso e venda de energia elétrica podem ser efetuados diretamente, pelo Governo Federal, ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor brasileiro de energia elétrica tem sido dominado por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelos governos Federal ou Estadual.

As empresas ou consórcios que pretenderem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil deverão solicitar a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, ao MME ou à ANEEL, na posição de representantes do Governo Federal. Concessões e permissões são concedidas por meio de procedimentos ou licitações, enquanto as autorizações são concedidas por meio de procedimentos administrativos mais simples ou por leilões públicos para compra e venda de energia.

Concessões

As concessões conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica na respectiva área de concessão durante um período determinado (ao contrário das permissões e autorizações, que podem ser revogadas a qualquer tempo a critério do MME, em consulta com a ANEEL). Tal período tem geralmente a duração de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Uma concessão existente pode ser renovada a critério do poder concedente.

A Lei de Concessões estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com as regulações vigentes do setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão descritas de forma resumida abaixo:

Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço.

Servidões. A concessionária poderá utilizar bens públicos ou solicitar ao poder concedente a desapropriação dos bens privados necessários em benefício da concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária.

Responsabilidade Objetiva. A concessionária de serviço público é responsável direta por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de culpa.

Mudanças no controle societário. O poder concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle acionário da concessionária.

Intervenção do poder concedente. Conforme disposto na Lei nº 12.767 de 27 de dezembro de 2012, conforme modificado pela Lei nº 12.839 de julho de 2013, o poder concedente poderá intervir na concessão, por meio da ANEEL, com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais e regulatórias pertinentes. No prazo de 30 dias após a data do decreto, a ANEEL deverá iniciar um procedimento administrativo no qual é assegurado à concessionária direito de contestar a

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

intervenção. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. O procedimento administrativo deverá ser concluído em um ano (que poderá ser prorrogado por mais dois anos). Para que a intervenção cesse e a concessão volte à concessionária, será necessário que o acionista da concessionária apresente um plano de recuperação detalhado à ANEEL e corrija as irregularidades identificadas pela ANEEL.

Extinção da concessão. A extinção do contrato de concessão poderá ser antecipada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação é a rescisão antecipada da concessão, por razões relativas ao interesse público que deverão ser expressamente declaradas por lei autorizadora específica. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente após a ANEEL ou o MME tiverem expedido um ato normativo indicando que a concessionária (i) falhou em prestar serviços de forma adequada ou cumprir a legislação ou regulação aplicável; (ii) não ter mais a capacidade técnica, financeira ou econômica de prestar o serviço de forma adequada; ou (iii) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo poder concedente, entre outras coisas. A concessionária tem o direito à ampla defesa no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão e poderá recorrer judicialmente contra tal ato. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados, descontando-se quaisquer multas contratuais e danos por ela causados. Em 10 de dezembro de 2014, nossas companhias de distribuição assinaram um aditamento ao contrato de concessão, garantindo que ao término da concessão, a companhia receberá ou pagará o saldo de ativos e passivos financeiros setoriais.

Vencimento. Quando do vencimento do prazo de concessão, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica serão revertidos ao Governo Federal. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados.

Renovação. A Lei n^o 12.783 de 11 de janeiro de 2013 especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição outorgadas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da Lei n^o 9.074, de 7 de julho de 1995. Nos termos da Lei n^o 12.783, essas concessões poderão ser prorrogadas uma vez, a critério do governo brasileiro, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e tarifas baixas. Além disso, a Lei n^o 12.783 estabeleceu que os detentores de concessões que expirariam em 2015, 2016 e 2017 poderiam solicitar a renovação no início de 2013, sujeitas a determinadas condições. Com respeito as empresas de distribuição, estas condições ainda não foram divulgadas pelo governo brasileiro. Já a renovação da concessão de geração depende da satisfação das seguintes condições: (i) tarifas calculadas pela ANEEL para cada usina hidrelétrica; (ii) atribuição de quotas de energia para as empresas de distribuição do Sistema Interligado Nacional, e (iii) a observação à padrões de qualidade de serviço estabelecidos pela ANEEL. Para a renovação, os ativos remanescentes não amortizados na data de renovação seriam indenizados e o pagamento de indenização não seria considerado na receita anual. A remuneração relativa a novos ativos ou ativos existentes que não foram indenizados seria considerada na receita anual. A Resolução n^o 521/12 publicada pela ANEEL em 14 de dezembro de 2012 também estabeleceu que as concessões de geração a serem renovadas pela Lei n^o 12.783 deve ser dividida em entidades operacionais separadas quando a Capacidade Instalada das entidades concessionárias originais excedesse 1 MW. A Lei n^o 12.783 também extinguiu dois encargos setoriais (CCC e do Fundo RGR (consulte "Encargos Tarifários – RGR e do Fundo UBP" e "Encargos Tarifários – CDE")).

Penalidades. As regulações da ANEEL regem a imposição de sanções aos participantes do setor elétrico e classificam as penalidades pertinentes com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até 2,0% da receita (líquida de imposto sobre valor agregado e imposto sobre serviços) das concessionárias verificada no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. As infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do concessionário em solicitar aprovação da ANEEL, entre outros, no caso de: (i) celebração de contratos com

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (ii) venda ou cessão dos bens necessários à prestação do serviço público bem como imposição de quaisquer ônus sobre eles (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, penhor e hipoteca) ou sobre outros ativos relacionados à concessão ou à receita dos serviços de energia elétrica; e (iii) alterações no controle do detentor da concessão. No caso de contratos celebrados entre partes relacionadas que sejam submetidos para aprovação da ANEEL, a ANEEL poderá buscar impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato.

Permissões

No setor elétrico brasileiro, as permissões possuem um uso muito restrito. As permissões são concedidas a cooperativas rurais de geração de energia, que fornecem energia aos seus membros e ocasionalmente a consumidores que não fazem parte da cooperativa, em áreas normalmente não atendidas por grandes distribuidoras. As permissões não são uma parte importante da matriz de energia brasileira.

Autorizações

Autorizações são atos unilaterais e discricionários realizados pela autoridade concedente. Diferentemente das concessões, as autorizações normalmente não requerem uma licitação pública. Como exceção à regra geral, autorizações podem também ser outorgadas a produtores de energia potenciais após processos de leilão para a compra de energia, conduzidos pela ANEEL.

No setor de geração de energia, os Produtores de Energia Independentes e autogeradores detêm uma autorização, ao invés de uma concessão. Produtores de Energia Independentes e autogeradores não recebem concessões de serviço público ou permissões para a prestação de serviços públicos. Pelo contrário, à eles são concedidas autorizações ou concessões específicas para explorar os recursos hídricos que meramente lhes permitem produzir, usar ou vender energia elétrica. Cada autorização concedida a um Produtor de Energia Independente ou autogerador de energia estabelece os direitos e deveres da empresa autorizada. As empresas autorizadas têm o direito de pedir à ANEEL que realize desapropriações em seu nome e em seu benefício, estando sujeitas à fiscalização das autoridades reguladoras da aprovação prévia da ANEEL em caso de alteração de controle. Além disso, a rescisão unilateral da autorização garante à empresa autorizada o direito à indenização por parte da autoridade concedente pelos danos incorridos.

Um Produtor Independente de Energia pode vender parte ou a totalidade da sua produção para clientes por seu próprio risco. O autogerador pode vender ou negociar qualquer energia excedente, a qual é incapaz de consumir, mediante autorização específica da ANEEL. Aos Produtores Independentes de Energia e autogeradores não são concedidos os direitos de monopólio e não estão sujeitos a controles de preços, com exceção de casos específicos. Os Produtores Independentes de Energia competem com os serviços públicos e entre si por maiores clientes, grupos de clientes das empresas de distribuição ou qualquer cliente não atendido por uma concessionária.

b) política ambiental do emissor e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental;

Questões Ambientais

A Constituição Federal faculta tanto ao governo federal como aos governos estaduais poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente. Poder semelhante é facultado aos municípios cujos interesses locais possam ser afetados. As leis municipais são consideradas complemento das leis federais e estaduais. O infrator das legislações ambientais aplicáveis poderá ficar sujeito a sanções administrativas e criminais, sendo obrigado a reparar e/ou prestar indenização por danos ambientais. As sanções administrativas poderão incluir

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

multas consideráveis e suspensão de atividades, ao passo que as sanções criminais além de incluir multas, com relação a pessoas físicas (incluindo diretores e empregados de empresas que cometam crimes ambientais) podem incluir prisão.

Nossas instalações de distribuição, transmissão e de geração de energia estão sujeitas a procedimentos de licenciamento ambiental que incluem a elaboração de avaliações de impacto ambiental antes da construção das instalações e a implementação dos programas de redução de impactos ambientais durante a construção e operação destas instalações. Uma vez obtidas as respectivas licenças ambientais, o titular da licença continuará obrigado ao cumprimento de várias exigências específicas.

As questões ambientais relativas à construção de novas unidades geradoras de energia elétrica exigem considerações específicas. Por essa razão, a CPFL Geração administra tais questões a fim de assegurar que as políticas e obrigações ambientais recebam atenção adequada. As decisões são tomadas pelos comitês ambientais, cujos membros incluem representantes de cada parceria do projeto e das divisões de gestão ambiental de cada usina. Nossos comitês ambientais estão em constante interação com órgãos governamentais, de modo a garantir o cumprimento ambiental e a futura geração de energia elétrica. Além disso, ajudamos programas de comunidades locais que realocam famílias rurais de assentamentos coletivos e proveem suporte institucional para famílias envolvidas na conservação da biodiversidade local.

A fim de garantir o cumprimento das leis ambientais, usamos um sistema de gestão ambiental em conformidade com a norma ISO 14.001, que foi implementado em todos os nossos segmentos. Estabelecemos um sistema de identificação, avaliação e atualização com relação a leis ambientais aplicáveis, bem como a outras exigências aplicáveis ao nosso sistema de gestão ambiental. Nossas unidades de geração e distribuição de energia elétrica submetem-se a auditorias internas e externas, as quais verificam se as nossas atividades estão de acordo com a norma ISO 14.001. Nossos projetos de gestão ambiental levam em consideração nossos orçamentos e previsões realistas, objetivando atingir sempre melhores resultados financeiros, sociais e ambientais.

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades.

De acordo com as leis brasileiras aplicáveis, desde junho de 2000, as empresas que detêm concessões, permissões e autorizações para distribuição, geração e transmissão de energia elétrica ficaram obrigadas a dedicar no mínimo 1,0% da sua receita operacional líquida todos os anos em pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética. As pequenas centrais hidrelétricas, os projetos de energia eólica, solar e de biomassa não estão sujeitos a esta exigência. A partir de abril de 2007, nossas concessionárias de distribuição dedicaram 0,5% de sua receita operacional líquida a atividades de pesquisa e desenvolvimento e 0,5% a programas de eficiência energética, ao passo que nossas companhias geradoras dedicaram 1,0% de sua receita operacional líquida a atividades de pesquisa e desenvolvimento.

Nosso programa de eficiência energética é elaborado para promover o uso eficiente da energia elétrica pelos nossos consumidores, reduzir as perdas técnicas e comerciais e oferecer produtos e serviços para melhorar a satisfação, a fidelidade e para aperfeiçoar a imagem da nossa empresa. Nossos programas de pesquisa e desenvolvimento utilizam a pesquisa tecnológica para desenvolver produtos, os quais poderão ser usados internamente, bem como vendidos ao público. Conduzimos alguns desses programas por meio de parcerias estratégicas com universidades e centros de pesquisa nacionais, e grande parte de nossos recursos é dedicada à inovação e ao desenvolvimento de novas tecnologias aplicáveis ao nosso negócio.

Nossos efetivos desembolsos em projetos de pesquisa e desenvolvimento em 2014, 2013 e 2012 totalizaram R\$120 milhões, R\$132 milhões e R\$159 milhões, respectivamente.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

7.6 Em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes, identificar (as informações devem referir às últimas demonstrações financeiras):

a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor;

As Receitas Operacionais Líquidas da CPFL Energia auferidas em território brasileiro em 2014, 2013 e 2012 foram R\$ 17.305.942, R\$ 14.633.856 e R\$ 14.890.875, respectivamente.

b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor;

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor.

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

7.7 Em relação aos países estrangeiros divulgados no item 7.6, informar em que medida o emissor está sujeito à regulação desses países e de que modo tal sujeição afeta os negócios do emissor.

Item não aplicável, em função da CPFL Energia não auferir receitas em países estrangeiros.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

7.8 Descrever relações de longo prazo relevantes do emissor que não figurem em outra parte deste formulário.

Políticas de Responsabilidade Socioambiental

Entendemos que, como empresa de energia, temos um papel central na busca pelo desenvolvimento sustentável. Por isso, o exercício da sustentabilidade vem crescendo gradualmente na companhia, de forma estratégica e transparente.

- O Código de Ética e de Conduta Empresarial é vigente desde 2001 e já foi revisto em 2006 e atualmente está em processo de revisão as quais buscam captar sugestões e propostas dos colaboradores e públicos de relacionamento. As publicações atendem as exigências da Lei Sarbanes-Oxley (SOX). Em 2001, implantamos o Comitê de Ética com o objetivo de afirmar, disseminar, promover, zelar e aperfeiçoar a cultura ética na companhia, acompanhando e monitorando sua implementação e desenvolvimento nas empresas do Grupo CPFL. O Comitê, entre outras atividades, analisa as sugestões, reclamações e denúncias, encaminhadas ao "Canal de Conduta Ética" sobre transgressões ao Código de Ética. O Comitê é formado pelos seguintes representantes:
 - Diretoria de Comunicação Empresarial e Relações Institucionais-
 - Diretoria de Recursos Humanos Estratégico
 - Diretoria Jurídica
 - Assessoria de Auditoria Interna
 - Vice-presidência de Operações
 - Vice-presidência de Administração Vice-presidências Financeira e de Novos Negócios
 - 2 representantes das Comissões Locais de Ética da CPFL
 - Sociedade Civil (à definir)

Acesse o Portal Ética em Rede para mais informações sobre o Sistema de gestão e Desenvolvimento da Ética no grupo CPFL Energia: www.cpfl.com.br/etica

- Desde 2002, publicamos nosso Relatório Anual de acordo com as diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI) . Fomos pioneiros em nosso setor na adoção dessa forma de report.
- Em dezembro de 2003, a CPFL aderiu ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU) e passou a integrar o Board do seu Comitê Brasileiro.
- Somos signatários do Pacto Empresarial pela Integridade e contra a Corrupção desde 2006. E, em 2011, passamos a integrar o Cadastro Empresa Pró-Ética, um sistema desenvolvido pela Controladoria-Geral da União (CGU) e pelo Instituto Ethos.
- Integramos o Fórum Clima – Ação Empresarial sobre Mudanças Climáticas, grupo de trabalho criado para acompanhar os compromissos da Carta Aberta ao Brasil sobre Mudanças Climáticas. A Carta Aberta foi lançada em agosto de 2009 por lideranças empresariais que, por meio do documento, assumiram uma série de compromissos voluntários, dentre os quais o de reduzir suas emissões de carbono.
- Em 2011, a CPFL Energia aderiu ao GHG Protocol, programa coordenado pela GV-CES e WRI que visa a quantificação e o gerenciamento de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Hoje, esta é a metodologia mais utilizada mundialmente pelo setor privado e governos para a realização de inventários de GEE.
- Desde 2012, compomos o Conselho Orientador do Instituto Ethos.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

- Desde 2002, somos considerados empresa destaque em Sustentabilidade – pelo Guia Exame de Sustentabilidade, da editora Abril.
- Compomos o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), da BM&FBovespa, há dez anos consecutivos.
- Em 2007, formamos o Comitê de Sustentabilidade com a finalidade de incorporar o tema da Sustentabilidade na estratégia dos negócios do Grupo CPFL, monitorar as práticas e o desempenho de sustentabilidade nas empresas do Grupo e acompanhar tendências e temas críticos, identificando oportunidades e riscos à sustentabilidade em investimentos e processos do negócio. O comitê conta atualmente com os seguintes membros titulares:
 - Vice-Presidente Institucional
 - Diretor de Estratégia e Inovação
 - Diretor RH Estratégico
 - Diretor de Sustentabilidade
 - Diretor de Desenvolvimento de Negócios
 - Diretor de Suprimentos
 - Diretor de Relações com Investidores
 - Diretor de Gestão de Riscos e Controles Internos
 - Diretor da CPFL Eficiência (CPFL Brasil)
 - Gerente de Governança Corporativa
- Em 2014, o Comitê monitorou a Plataforma de Sustentabilidade, ferramenta de gestão vinculada ao planejamento estratégico do Grupo CPFL que consolida alavancas de valor, iniciativas, indicadores estratégicos e metas relacionados a temas considerados relevantes para a condução dos negócios.
- Em 2013, a CPFL aderiu ao Programa Piloto de Relato Integrado coordenado pelo International Integrated Reporting Council (IIRC). Iniciou o processo interno em 2014, atuando na Comissão Brasileira e no GT Empresas Pioneiras da iniciativa. Em 2015, publicou o primeiro relatório anual seguindo a estrutura de Relato Integrado.
- Em 2014, o Pacto Global criou um grupo de trabalho de Energia e Clima que é coordenado pela CPFL Energia.
- Compomos o Dow Jones Sustainability Index Emerging Markets (DJSI Emerging Markets), há três anos, que reúne 10% das empresas com melhor desempenho em sustentabilidade no mundo, sem seus setores de atuação.

Mais informações estão disponíveis na página energias sustentáveis da CPFL Energia (<http://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis>) e no Relatório Anual publicado nos sites Institucional (www.cpfl.com.br/relatorioanual) e de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

7.9 - Outras informações relevantes

7.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ANEEL, em 31 de dezembro de 2014, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 133.985 MW. Historicamente, aproximadamente 67% do total da Capacidade Instalada no Brasil provém de Usinas Hidrelétricas. Grandes Usinas Hidrelétricas tendem a estarem mais distantes de centros de consumo. Isso requer a construção de grandes linhas de transmissão em alta e extra-alta tensão (230 kV a 750 kV) que frequentemente cruzam o território de vários estados. O Brasil tem um robusto sistema de rede elétrica, com mais de 125.000 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de mais de 301.000 MVA do Estado do Rio Grande do Sul ao longo do Estado do Amazonas.

De acordo com a EPE, o consumo de eletricidade no Brasil cresceu em 2,2% em 2014, alcançando 473,395 GWh. O MME e a EPE estimam que o consumo de eletricidade crescerá em 4% por ano até 2023. De acordo com o Plano de Expansão com duração de dez anos, publicado pelo MME e pela EPE, a Capacidade Instalada do Brasil deve atingir 195,9 GW até 2023, dos quais 116,9 GW (59,7%) corresponderão à geração hidrelétrica, 31,8 GW (16,2%) à geração termelétrica e nuclear e 47,2 GW (24,1%) aos outros recursos renováveis.

Atualmente, cerca de 34% da Capacidade Instalada no Brasil é de propriedade da Eletrobrás, uma sociedade de economia mista e companhia de capital aberto controlada pelo governo brasileiro. Somos o segundo maior concorrente privado no setor de geração de energia, com 2,3% de participação no mercado.

O segmento de distribuição no Brasil permanece fragmentado, com seis empresas controlando aproximadamente 50% do mercado. Somos o maior competidor com 13% do mercado de distribuição de eletricidade.

Principais Autoridades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia - MME

O MME é a principal autoridade do governo brasileiro no setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004, o governo brasileiro, agindo principalmente por meio do MME, assumiu determinadas obrigações que anteriormente constituíam responsabilidade da ANEEL, inclusive a redação das diretrizes que regem a outorga de concessões e a emissão de instruções para o processo de licitação em concessões relacionadas a serviços e ativos públicos.

Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

O CNPE, comitê criado em agosto de 1997, presta assessoria ao Presidente da República do Brasil no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e é composto por oito ministros do Governo Federal, três membros escolhidos pelo Presidente da República do Brasil, um outro representante do MME e o presidente da EPE. O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento nacional de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A ANEEL é uma autarquia federal autônoma cuja principal responsabilidade é regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME, junto com outras questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de atos regulatórios para o setor elétrico; (iii) implementação e regulação da

7.9 - Outras informações relevantes

exploração das fontes de energia, inclusive da utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões; (v) solução de litígios administrativos entre entidades geradoras e compradores de energia elétrica; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS é uma organização sem fins lucrativos que coordena e controla a produção e a transmissão de energia por empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O principal papel do ONS é supervisionar as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional; de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento da operação de geração; (ii) a organização e controle da utilização da rede nacional e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória, a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica; e (vi) proposição de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A CCEE é uma organização sem fins lucrativos sujeita à autorização, fiscalização e regulação da ANEEL. A CCEE substituiu o Mercado Atacadista de Energia. A CCEE é responsável (i) pelo registro de todos os CCEARs e todos os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como da quantidade de energia dos contratos celebrados no ambiente de contratação livre e (ii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo, dentre outras atribuições. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais. O seu conselho de administração é composto por quatro membros indicados pelas referidas partes, e um membro indicado pelo MME. O membro indicado pelo MME atua como Presidente do Conselho de Administração.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Em 16 de agosto de 2004, o governo brasileiro criou a EPE, uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e pesquisas estratégicos no setor elétrico, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural, carvão mineral e fontes energéticas renováveis. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação da política energética pelo MME.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico criou o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, ou CMSE, que atua sob a orientação do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de abastecimento do sistema e pela indicação das medidas a serem tomadas para correção dos problemas.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Desde 1995, o governo brasileiro adotou inúmeras medidas para reformar o Setor Elétrico Brasileiro. Estas culminaram, em 15 de março de 2004, na promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que reestruturou o setor de energia elétrica, com o objetivo final de oferecer aos consumidores um abastecimento seguro de energia elétrica a uma tarifa adequada.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes nas normas do setor elétrico com a intenção de (i) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade geradora, e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, com tarifas adequadas, por

7.9 - Outras informações relevantes

meio de processos de leilão competitivos de eletricidade. Os principais elementos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- Criação de dois "ambientes" para comercialização de energia elétrica, sendo (i) o mercado regulado, mercado mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica, o ambiente de contratação regulada; e (ii) um mercado especificamente destinado a certos participantes (ou seja, Consumidores Livres e agentes comercializadores), que permita certo grau de competição, denominado ambiente de contratação livre.
- Restrições a determinadas atividades de distribuidoras, de forma a exigir que estas se concentrem em seu negócio essencial de distribuição, para promover serviços mais eficientes e confiáveis a Consumidores Cativos.
- Eliminação do direito à chamada auto contratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas.
- Manutenção de contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Desestatização, originalmente criado pelo Governo Federal em 1990 com o objetivo de promover o processo de privatização de empresas estatais.

Regulamentos nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem, entre outras disposições, normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de PPAs e o método de repasse de custos aos Consumidores Finais. Nos termos da regulamentação, todas as partes que comprem energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica segundo as diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As partes que venderem energia elétrica devem apresentar o correspondente lastro físico, por exemplo, a quantidade de energia vendida na CCEE deve ser previamente comprada no âmbito de PPAs e/ou gerada por usinas do próprio vendedor. Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL e CCEE.

A partir de 2005, todo agente gerador, distribuidor e transmissor de energia, Produtores Independentes de Energia ou Consumidores Livres e Especiais deverá notificar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Cada agente de distribuição deverá notificar o MME em até sessenta dias antes de cada leilão de energia, sobre a quantidade de energia que pretende contratar nos leilões. Baseado nessa informação, o MME deve estabelecer a quantidade total de energia a ser contratada no ambiente de contratação regulado e a lista dos projetos de geração que poderão participar dos leilões.

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois diferentes segmentos de mercado: (i) o ambiente de contratação regulada, que prevê a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões, de toda a energia elétrica que for necessária para fornecimento a seus consumidores e, (ii) o ambiente de contratação livre, que compreende a compra de energia elétrica por agentes não regulados (como Consumidores Livres e comercializadores de energia elétrica).

Distribuidoras de energia elétrica cumprem suas obrigações de atender à totalidade de seu mercado principalmente por meio de leilões públicos. As distribuidoras podem também comprar energia elétrica sem a necessidade do processo de leilão público, proveniente: (i) de geradoras conectadas diretamente a tal

7.9 - Outras informações relevantes

distribuidora, com exceção de geradoras hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas geradoras termelétricas; (ii) de projetos de geração de energia elétrica participantes da primeira etapa do Programa PROINFA, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil; (iii) da Usina de Itaipu; (iv) de leilões administrados pelas distribuidoras, se o mercado que elas fornecem não for superior a 500 GWh/ano; e (v) de usinas hidrelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783/13 (nesse último caso, em "cotas de energia" distribuídas entre companhias distribuidoras pelo governo brasileiro, com preço determinado pelo MME/ANEEL). A energia elétrica gerada por Itaipu continua a ser vendida pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição que operam no Sistema Interligado Nacional Sul/Sudeste/Centro-Oeste, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por essas concessionárias. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é denominado em dólar norte-americano e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o Real e o dólar norte-americano. As alterações no preço de venda da energia elétrica gerada em Itaipu estão sujeitas, no entanto, ao mecanismo de recuperação dos custos da Parcela A, exposto abaixo em "- Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica".

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No ambiente de contratação regulada, as distribuidoras compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para distribuição a seus Consumidores Cativos de geradoras por meio de leilões públicos. Os leilões são coordenados pela ANEEL, direta ou indiretamente, por intermédio da CCEE.

As compras de energia elétrica são realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia elétrica e assume o risco de o fornecimento de energia elétrica ser, porventura, prejudicado por condições hidrológicas e baixo nível dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia elétrica, caso em que a unidade geradora é obrigada a comprar a energia elétrica de outra fonte para atender seus compromissos de fornecimento. Nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ambiente de contratação regulada. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico. Em conjunto, esses contratos constituem os CCEARs.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, observados certos limites (conforme abaixo explicado) as distribuidoras de energia elétrica têm o direito de repassar a seus respectivos consumidores o custo relacionado à energia elétrica por elas adquirida por meio de leilões públicos, bem como quaisquer impostos e encargos do setor.

Com relação à outorga de novas concessões, os regulamentos exigem que as licitações para novas Usinas Hidrelétricas incluam, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida ao ambiente de contratação regulada.

Ambiente de Contratação Livre

O ambiente de contratação livre engloba as operações entre concessionárias geradoras, produtores independentes de energia elétrica, autoprodutores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica, Consumidores Livres e Consumidores Especiais. Os Produtores de Energia Independentes são empresas de geração que vendem a totalidade ou parte de sua energia elétrica a Consumidores Livres, concessionárias de distribuição e agentes de comercialização, entre outros. O ambiente de contratação livre também incluirá contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras até a respectiva expiração. Quando de sua expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. No entanto, geradoras normalmente vendem sua geração simultaneamente,

7.9 - Outras informações relevantes

dividindo o total de energia entre o Mercado Regulado e Livre. É possível vender energia separadamente em um ou mais mercados.

Em 31 de dezembro de 2014, tivemos um total de 1.649 Consumidores Livres Potenciais. Consumidores Livres Potenciais representaram, aproximadamente, 12,7% da receita operacional líquida de nosso segmento de distribuição e, aproximadamente, 9,0% do volume total de eletricidade vendida por nosso segmento de distribuição durante 2014.

O Consumidor Livre Potencial terá que cumprir com um contrato com a distribuidora local para tornar-se um Consumidor Livre. Caso um Consumidor Livre opte pelo ambiente de contratação livre, que só poderá ser realizado com seis meses de aviso prévio à distribuidora, somente poderá voltar ao ambiente regulado com cinco anos de aviso prévio à distribuidora regional, embora a distribuidora possa escolher reduzir esse prazo. O prazo de aviso tem por finalidade garantir que, caso necessário, a distribuidora poderá comprar a energia adicional no ambiente regulado sem imposição de custos extras ao seu mercado cativo. Em 31 de dezembro de 2014, fornecemos energia para 46 Consumidores Livres, que representavam, aproximadamente, 1,5% da receita operacional líquida de nosso segmento de distribuição e, aproximadamente, 2,5% do volume total de eletricidade vendida por nosso segmento de distribuição durante 2014. Além dos Consumidores Livres, determinados Consumidores Especiais com capacidade entre 500 kW e 3.000kW, podem optar por adquirir energia em ambiente de contratação livre, sujeitos a determinados termos e condições. Consumidores Especiais somente podem adquirir energia de (i) pequenas centrais hidrelétricas com capacidade superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW; (ii) geradores de hidrelétricas com capacidade superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW; (iii) geradores com capacidade limitada a 3.000 kW; (iv) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou de biomassa) cuja capacidade gerada não exceda 50.000 kW inserida no sistema. As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo, diferente das geradoras privadas, estas unidades só podem fazê-lo por meio de processos de leilão.

Recentes Desenvolvimentos no Mercado Livre

Em 2 de agosto de 2012, o MME promulgou a Lei nº 455, prevendo novas normas a respeito do registro de PPAs no Mercado Livre. Atualmente os PPAs devem estar registrados com antecedência na CCEE mensalmente, mas o volume de eletricidade contratada pode estar ajustado em uma base *ex post* após o consumo ter sido realizado. Sob a Lei nº 455, de 1º de junho de 2014 os PPAs precisam estar registrados na CCEE com antecedência semanal e o ajuste do volume *ex post* será proibido. Como resultado, as partes terão que declarar seu volume de consumo *ex ante* esperado, exceto quando eles indicaram especificamente à CCEE que o PPA em questão se refere ao volume de consumo efetivo. No entanto, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL) obteve uma liminar contra a Lei nº 455, impedindo a aplicação *ex ante* da regra de registro de contrato para comerciantes de energia. A aplicação desta Lei na CCEE foi suspensa para todos os agentes (geradores, comerciantes e consumidores), já que pode não se aplicar apenas a um grupo específico de agentes. O ato se aplica apenas ao Mercado Livre, não afetando os distribuidores.

Essas restrições na liberdade de negociação entre vendedores e compradores podem ter um impacto no custo de energia comprada no Mercado Livre, e podem reduzir o nosso benefício de comercializar no Mercado Livre.

7.9 - Outras informações relevantes

Leilões no Ambiente de Contratação Regulada

Os leilões de compra de energia elétrica para novos projetos de geração em andamento são realizados (i) como leilões A-5; ou (ii) três anos antes da data de início da entrega (denominados leilões "A-3"). Leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes ocorrem (i) no ano anterior ao de início da entrega da energia (denominados leilões "A-1") ou (ii) aproximadamente quatro meses antes da data de entrega (denominados "ajustes de mercado"). Os editais dos leilões são elaborados pela ANEEL com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, tendo como requerimento a utilização do critério de menor tarifa no julgamento do vencedor do leilão.

Cada empresa de geração participante de um leilão firma um contrato para compra e venda de energia elétrica com cada distribuidora, em proporção à respectiva estimativa de necessidade de cada distribuidora. A única exceção a esta regra se refere ao leilão de ajuste de mercado, onde os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição. Os CCEARs provenientes tanto dos leilões "A-5" como "A-3" tem prazo de 15 a 30 anos, enquanto que os CCEARs provenientes dos leilões "A-1" têm prazo de um a 15 anos. Os contratos provenientes do leilão de ajuste de mercado têm o prazo máximo de dois anos. A quantidade total de energia contratada em tais leilões de ajuste de mercado não pode exceder 1,0% da quantidade total de energia contratada por cada distribuidor.

Em relação aos CCEARs decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, existem três possibilidades de redução permanente das quantidades contratadas, quais sejam (i) compensação pela saída de Consumidores Livres Potenciais do ambiente de contratação regulada; (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4,0% ao ano no montante inicial contratado a partir da geração de energia existente, excluindo o primeiro ano de fornecimento, para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra; e (iii) adaptação aos montantes de energia estipulados nos contratos de aquisição de energia firmados anteriormente a 17 de março de 2004.

Desde 2005, a CCEE realizou 20 leilões para novos projetos de geração, 16 leilões especificamente relativos a usinas existentes de geração de energia, dois leilões para projetos de geração de energia alternativa, e seis leilões de biomassa e para a geração de energia eólica, classificada como "energia reserva". Até 1 de agosto de cada ano, as geradoras e distribuidoras devem apresentar suas demandas de geração ou demandas de energia elétrica estimadas para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece o montante total de energia elétrica a ser comercializado no leilão e define as empresas de geração que poderão participar do leilão. O leilão é realizado em duas fases, por meio de um sistema eletrônico. Como regra geral, os contratos celebrados no âmbito do leilão têm os seguintes prazos: (i) de 15 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de novos projetos de geração; (ii) de um a 15 anos contados a partir do ano subsequente ao do leilão em caso de usinas existentes de geração de energia; (iii) de 10 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de projetos de geração de energia alternativa; (iv) 15 anos a partir do início do fornecimento em caso de energia de reserva de biomassa; e (v) 20 anos a partir do início do fornecimento em caso de energia de reserva eólica.

Após a conclusão do leilão, geradoras e distribuidoras firmam o CCEAR, no qual as partes estabelecem o preço e a quantidade de energia contratados no leilão. Grande parte de nossos CCEARs estabelece que o preço será corrigido anualmente pela variação do IPCA. Contudo, fazemos uso de outros indicadores para correção do preço dos nossos CCEARs, tais como o preço dos combustíveis. As distribuidoras oferecem garantias financeiras para as geradoras (principalmente valores a receber do serviço de distribuição) a fim de garantir suas obrigações de pagamento nos termos do CCEAR.

O Valor Anual de Referência

7.9 - Outras informações relevantes

A regulação também estabeleceu um mecanismo, o "Valor Anual de Referência", que limita os montantes de custos que podem ser repassados aos Consumidores Finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços de energia elétrica nos leilões "A-5" e "A-3", calculada para o conjunto de todas as distribuidoras.

O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as distribuidoras contratem suas necessidades de energia elétrica previstas pelo preço mais baixo nos leilões "A-5" e "A-3". A regulação estabelece os seguintes limites à capacidade das distribuidoras de repassar custos aos consumidores: (i) nenhum repasse de custos para as compras de energia elétrica que excedam 105,5% da demanda real; (ii) repasse limitado de custos para compras de energia elétrica em um leilão "A-3", se a quantidade de energia elétrica adquirido exceder 2,0% da demanda de energia elétrica; (iii) repasse limitado dos custos de aquisição de energia elétrica dos novos projetos de geração de energia elétrica, se a quantidade contratada nos termos dos novos contratos relacionados às instalações de geração existentes for inferior a 96,0% da quantidade de energia elétrica previsto no contrato por vencer; (iv) total repasse dos custos relativos às compras de energia elétrica das instalações existentes no leilão "A-1" se a compra for maior do que o limite máximo de 96%. O MME estabelece o preço máximo de aquisição para a energia elétrica gerada pelos projetos existentes que participam dos leilões para venda de energia elétrica a distribuidoras e, se as distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto-prazo será o menor entre o "spot price" (Preço de Liquidação de Diferenças), ou PLD, e o Valor Anual de Referência.

O PLD é utilizado para avaliar a energia comercializada no mercado spot. É calculada para cada nível de submercado e carga, numa base semanal e baseia-se no custo marginal de operação. O valor máximo do PLD está fixado em R\$388,48, de acordo com a Resolução da ANEEL 1.832/2014. Antes de tal resolução, o valor máximo do PLD era de R\$822,23 (Resolução nº 1.667/2013). O seu valor foi reduzido de modo a diminuir os riscos de agentes expostos.

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

As Resoluções da ANEEL nº 109 de 2004, e nº 210 de 2006, conduziram à criação da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Tal Convenção regula a organização e administração da CCEE, assim como as condições para a comercialização de energia elétrica. Também define, entre outros: (i) os direitos e obrigações dos participantes da CCEE; (ii) as penalidades a serem impostas a participantes inadimplentes; (iii) a estrutura para a resolução de controvérsias; (iv) as regras de comercialização tanto no ambiente de contratação regulada como no ambiente de contratação livre e (v) a contabilização e processo de compensação para operações de curto-prazo.

Restrição de Atividades das Distribuidoras

As distribuidoras integrantes do Sistema Interligado Nacional não poderão (i) conduzir negócios relacionados à geração ou transmissão de energia elétrica; (ii) vender energia elétrica aos Consumidores Livres, com exceção dos situados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas que se aplicam a Consumidores Cativos; (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, sociedade anônima ou limitada ou; (iv) conduzir negócios que não tenham relação com suas respectivas concessões, com exceção das permitidas por lei ou no contrato de concessão pertinente. As geradoras não podem deter o controle ou participações societárias significativas nas distribuidoras.

Eliminação do Direito à Autocontratação

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a Consumidores Cativos é atualmente efetuada no ambiente de contratação regulada, a chamada autocontratação (autorização para as distribuidoras atenderem a até 30,0% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica proveniente de

7.9 - Outras informações relevantes

autoprodução ou adquirida de partes relacionadas) não é mais permitida, exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Questionamentos sobre a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Partidos políticos estão atualmente contestando a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico perante o Supremo Tribunal Federal. Em outubro de 2007, o Supremo Tribunal Federal emitiu uma sentença relativa a agravos que foram solicitados no âmbito da ação, negando referidos agravos por maioria de votos. Até o momento, não existe ainda uma decisão final sobre este mérito e não sabemos quando será proferida. Neste ínterim, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico continua em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal Federal, esperamos que certas disposições da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico relacionadas à proibição às distribuidoras que se dediquem a atividades não relacionadas à distribuição de energia elétrica pelas distribuidoras, incluindo vendas de energia elétrica para Consumidores Livres, e a eliminação do direito à autocontratação, continuem em vigor.

Se o Supremo Tribunal Federal considerar toda ou parte relevante da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico como inconstitucional, o esquema regulatório introduzido pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não terá efeitos, o que gerará incerteza quanto à forma como e quando o governo brasileiro conseguirá reformar o setor de energia elétrica.

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

A ANEEL havia estabelecido limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico, os quais foram eliminados através da Resolução nº 378 de 10 de novembro de 2009.

Nos termos da Resolução nº 378, a ANEEL agora apresenta potenciais violações na livre concorrência no setor de energia elétrica para análise do Ministério da Justiça (Secretaria de Direito Econômico), ou SDE. A ANEEL também tem o poder de monitorar a atividade sobre livre concorrência potencial, sejam ao seu próprio critério ou mediante solicitação da SDE, identificando: (i) o mercado relevante; (ii) a influência de partes envolvidas na troca de energia nos submercados em que elas operam; (iii) o exercício real do poder de mercado em relação aos preços do mercado; (iv) a participação das partes no mercado de geração de energia; (v) a transmissão, distribuição e comercialização de energia em todos os submercados; e (vi) os ganhos de eficiência dos agentes de distribuição durante os processos de revisão de tarifária.

Em termos práticos, o papel da ANEEL é limitado a fornecer à SDE as informações técnicas para dar suporte à opinião técnica da SDE. A SDE, por sua vez, considerará os comentários e decisões da ANEEL e somente poderá desconsiderar estes se demonstrar razões para tanto.

Tarifas de Sistema

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas referentes ao uso desses sistemas e consumo de energia. Diferentes tarifas se aplicam a diferentes categorias de consumidores de acordo com a forma como eles se conectam ao sistema e compram energia. As tarifas são: (i) a TUSD; (ii) tarifas cobradas pelo uso do sistema de transmissão, consistindo na Rede Básica e suas instalações auxiliares, ou TUST; e (iii) a TE.

TUSD

A TUSD é paga por geradoras e consumidores pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual a geradora ou consumidor está conectado. A TUSD consiste em três tarifas com objetivos distintos:

7.9 - Outras informações relevantes

- A TUSD Fio, que é definida em R\$/kW, dividida em segmentos de tempo de acordo com a categoria tarifária, é aplicada para a demanda de eletricidade contratada pela parte ligada ao sistema e remunera a concessionária de distribuição e transmissão para os custos de operação, manutenção e renovação do sistema de distribuição. Ele também fornece à concessionária de distribuição uma margem legal.
- A TUSD Encargos, que é definida em R\$/MWh, é aplicada ao consumo de eletricidade (em MWh) e contempla certos encargos regulatórios aplicáveis ao uso da rede local, tais como PROINFA, a conta CDE, o Imposto sobre a Supervisão de Serviços Elétricos (ou TFSEE), ONS e outros. Esses encargos são definidos pelas autoridades regulatórias e vinculados à quantidade de energia realizada pelo sistema.
- A TUSD Perdas compensa perdas técnicas de energia nos sistemas de transmissão e distribuição, bem como perdas não técnicas de energia no sistema de distribuição.

TUST

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres que se conectam diretamente à Rede Básica. Ela se aplica a sua utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais das empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas de transmissão. Os usuários da rede, inclusive geradoras, distribuidoras e Consumidores Livres, diretamente se conectaram à rede de transmissão, assinaram contratos com o ONS e companhias de transmissão (representadas pelo ONS) que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de certas tarifas.

TE

A TE (Tarifa de Energia) é paga por Consumidores Cativos pelo consumo de energia, com base no montante de eletricidade realmente consumida, remunera o custo de energia, determinados encargos regulatórios relacionados ao uso de energia, custos de transmissão relacionados à Itaipu, certas perdas de sistema de transmissão, relacionados ao mercado de Consumidor Cativo, custos com pesquisa e desenvolvimento e Taxa de Inspeção da ANEEL – TFSEE.

Base de Cálculo de Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

A ANEEL tem poderes para reajustar e revisar as tarifas acima em resposta a alterações de custos de compra de energia elétrica e condições de mercado. Ao calcular ou revisar as tarifas de fornecimento de energia elétrica, a ANEEL divide os custos das distribuidoras entre (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela A, e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B. O reajuste de tarifas baseia-se em uma fórmula que leva em consideração a divisão de custos entre as duas categorias.

Os custos da Parcela A incluem, entre outros, os seguintes fatores:

- custos de aquisição mandatória de energia elétrica de Itaipu e das companhias de geração, renovados nos termos da Lei 12.783/13;
- custos de aquisição de energia elétrica conforme contratos bilaterais negociados livremente entre as partes;
- custos de energia elétrica adquirida por meio de CCEARs;
- custos referentes aos encargos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição;

7.9 - Outras informações relevantes

- custos de encargos regulatórios; e
- custos associados à pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética.

Os custos da Parcela B incluem, entre outros, os seguintes fatores:

- taxa de retorno do investimento em ativos necessários para as atividades de distribuição de energia;
- depreciação destes ativos;
- despesas operacionais relacionadas à operação destes ativos, e
- receitas incobráveis;

cada um determinado e periodicamente revisado pela ANEEL.

As tarifas são determinadas, levando-se em consideração os custos da Parcela A e da Parcela B e certos componentes de mercado usados pela ANEEL, como referência no reajuste de tarifas.

As concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a revisões tarifárias periódicas de suas tarifas a cada quatro ou cinco anos. Essas revisões visam:

- assegurar que as receitas serão suficientes para cobrir os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada com relação a investimentos considerados essenciais aos serviços objeto da concessão de cada distribuidora, e
- determinar o fator X, que consiste em três componentes:
 - aumentos potenciais de produtividade, com base nos custos, conforme comparado ao crescimento de mercado;
 - qualidade do serviço; e
 - uma meta de despesas operacionais.

Os aumentos de produtividade e a meta de despesa operacional são determinados a cada revisão periódica. O componente "qualidade do serviço" é determinado em cada reajuste anual após o terceiro ciclo de revisão periódica.

O fator X é usado para ajustar a proporção da mudança no índice IGP-M usado nos reajustes anuais. Assim, após a conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X exige que as distribuidoras dividam os seus ganhos de produtividade com os Consumidores Finais.

Cada contrato de concessão de cada distribuidora também prevê um reajuste anual de tarifa. Em geral, os custos da Parcela A são totalmente repassados aos consumidores. Contudo, os custos da Parcela B são em sua maior parte corrigidos monetariamente em conformidade com o IGP-M e o Fator X.

Ademais, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a revisão tarifária extraordinária, caso a caso, de maneira a assegurar seu equilíbrio financeiro e a compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos, que modifiquem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Com a introdução da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o MME reconheceu que os custos variáveis associados à compra de energia elétrica podem ser incluídos por meio da conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A ou CVA, criada para reconhecer alguns de nossos custos quando do reajuste das tarifas de nossas subsidiárias de distribuição pela ANEEL.

Em dezembro de 2011, a ANEEL estabeleceu a metodologia e procedimentos aplicáveis às novas revisões periódicas do mesmo ano. No entanto, uma nova metodologia, em discussão pela Audiência Pública 023/2014 está prevista para ser concluída no primeiro semestre de 2015. Para informações sobre a nova metodologia

7.9 - Outras informações relevantes

aplicável para o quarto ciclo de revisão periódica, consulte o Item 4.1.d - Fatores de Riscos – “As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de Consumidores Livres e Especiais são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional caso a ANEEL estabeleça tarifas de maneira que não nos seja favorável”.

A partir de 2013, as questões conjunturais, como o despacho de usinas térmicas e a exposição involuntária de distribuidoras, têm gerado custos extraordinários que excederam a capacidade de pagamento das distribuidoras. Para cobrir a exposição involuntária das distribuidoras, parte dos custos de energia foi reembolsado pelo CDE e pela ACR. O reembolso por parte do CDE, criado pelo Decreto nº 7945/2013, e a conta da ACR, criada pelo Decreto nº 8.221/2014, destina-se a cobrir a totalidade ou parte dos custos incorridos pelas concessionárias de distribuição no período de janeiro 2013 a dezembro de 2014, devido a: (i) a exposição involuntária no mercado spot; e (ii) expedição termoeletrica sobre CCEAR. A CCEE gerencia a conta ACR, e crédito contratado com 13 bancos para fornecer a quantidade necessária para cobrir os altos custos de energia. A partir de 2015, o custo total dos reembolsos do CDE e dos empréstimos contratados serão amortizados em 5 anos e 24 meses, respectivamente, mediante o repasse por todas as empresas de distribuição na proporção de seus mercados cativos e para inclusão na tarifa de energia elétrica. Além disso, como os custos permaneceram altos, a ANEEL aumentou suas taxas por meio de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) para todas as companhias de distribuição, de acordo com a Portaria nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015. O objetivo da RTE é repassar os custos projetados a partir de março de 2015 para o próximo reajuste tarifário das distribuidoras.

Em janeiro de 2015, o setor elétrico começou a implementar um mecanismo de "bandeiras tarifárias" mensais, em que as faturas do consumidor podem estar sujeitas a acréscimos tarifários em uma base mensal, quando os custos de fornecimento de energia chegar a certos níveis, permitindo que os consumidores adaptem o seu uso para os custos de energia atuais. Anteriormente, o repasse de custos de energia nas tarifas era fixado anualmente. O sistema de bandeira tarifária foi inicialmente aprovado em 2011 e testado durante 2013 e 2014. Trata-se de uma bandeira tarifária verde (normal), amarelo (elevado) ou vermelha (crítico), determinada pela ANEEL com base nas condições de geração de eletricidade por fonte de combustível, nos termos do Decreto 8.401, de 4 de fevereiro de 2015. As receitas cobradas no âmbito do sistema de bandeira tarifária são cobradas pelas empresas de distribuição e transferidas para uma Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pela CCEE, cujos rendimentos são pagos para as distribuidoras com base nos seus custos de energia relativa do período.

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis que têm sido observadas desde 2013, as bandeiras tarifárias vermelhas têm sido aplicadas desde a introdução deste sistema em janeiro de 2015. Embora esse mecanismo reduza o fluxo de caixa em parte, pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termelétrica, além dos distribuidores ainda suportarem o risco de descasamento de fluxo de caixa no curto prazo.

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termelétricidade, ou PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os incentivos conferidos às usinas termelétricas nos termos do PPT incluem (i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos, de acordo com regulamentação do MME; (ii) garantia do repasse dos custos referentes à aquisição da energia elétrica produzida por usinas termelétricas até o limite do valor normativo de acordo com a regulamentação da ANEEL; e (iii) acesso garantido ao programa de financiamento especial do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES para o setor elétrico.

Em 2002, o governo brasileiro estabeleceu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, ou Programa PROINFA. Nos termos do Programa PROINFA, a Eletrobrás comprou a energia gerada por essas

7.9 - Outras informações relevantes

fontes de energia alternativa durante o período de até 20 anos, sendo a energia adquirida por empresas de distribuição para entrega aos Consumidores Finais. Em sua fase inicial, o PROINFA estava limitado a uma capacidade contratada total de 3.299 MW. O objetivo dessa iniciativa era atingir uma capacidade contratada de até 10% do consumo anual total de energia elétrica do Brasil em 20 anos a partir de 2002. O encargo do Programa PROINFA é cobrado mensalmente dos Consumidores Finais. Apesar de previsto na Lei nº 10.438 de 2002, ainda não há certeza se o governo brasileiro regulará e implementará a segunda fase do Programa PROINFA.

Visando criar incentivos para geradores de energia alternativa, o governo brasileiro estabeleceu que uma redução não inferior a 50% se aplica aos valores da TUSD devida por (i) pequenas centrais hidrelétricas com capacidade superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW; (ii) usinas hidrelétrica com capacidade igual ou inferior a 3.000 kW; e (iii) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou de biomassa) com capacidade de até 30.000 kW. A redução é aplicável à TUSD devida pela entidade de geração e também por seu consumidor. O valor da redução da TUSD é revisto e aprovado pela ANEEL e reembolsado mensalmente através da CDE por meio de depósitos realizados pela Eletrobrás.

Encargos Tarifários

EER

O Encargo de Energia de Reserva, EER, é uma taxa regulatória cobrada mensalmente, criada para arrecadar fundos para energia de reserva contratadas pela CCEE. Essas reservas de energia serão utilizadas para aumentar a segurança do suprimento de energia no Sistema Interligado Nacional. O EER é arrecadado mensalmente dos Consumidores Finais do Sistema Interligado Nacional registrado junto à CCEE.

Fundo RGR e UBP

Em certas circunstâncias, empresas de energia elétrica são indenizadas com relação a certos ativos usados em função de uma concessão, em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1957, o governo brasileiro criou um fundo de reserva destinado a prover fundos para tal indenização, conhecido como Fundo RGR. As empresas operam em regimes de serviço público são obrigadas a efetuar a título de contribuição mensal ao Fundo RGR, a uma alíquota anual igual a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operação, sem exceder, contudo, 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer exercício. A Lei nº 12.431 de 2011 estendeu a vigência desta taxa até 2035. Entretanto, a Lei n.º 12.783/13 estabeleceu que, a partir de 1º de janeiro de 2013, esse encargo não mais incide sobre as companhias de distribuição, geração ou transmissão cujas concessões foram estendidas nos termos da referida lei, ou as novas concessionárias de geração e transmissão.

Os Produtores Independentes de Energia Elétrica que utilizam fontes hidrelétricas devem também pagar uma taxa similar cobrada de empresas de serviço público com relação ao Fundo RGR. Os Produtores Independentes de Energia Elétrica são obrigados a efetuar pagamentos ao Fundo de Uso de Bem Público, ou UBP, de acordo com as regras estabelecidas no processo licitatório referente à concessão correspondente. A Eletrobrás recebeu pagamentos referentes ao Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os encargos relativos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 foram pagos diretamente ao governo brasileiro.

CDE

Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e as taxas anuais pagas por agentes que fornecem energia elétrica a Consumidores Finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi originalmente criada para dar suporte: (i) ao

7.9 - Outras informações relevantes

desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país; (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia; e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil. Além disso, a CDE subsidia as operações de companhias de geração de energia termelétrica para a compra de combustível em áreas isoladas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional, cujos custos são arcados pela (Conta de Consumo de Combustível), ou CCC, antes da promulgação da Lei n.º 12.783/13. Em 23 de janeiro de 2013 (Decreto nº 7.891/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela lei 12.783/13 de 2013; (iii) sub contratação de energia involuntária em função de alguns geradores não renovarem seus contratos e a energia produzida destas concessões não ser realocada entre os distribuidores; (iv) parte do ESS e da CVA, de forma que o impacto destes reajustes tarifários em conexão com estes dois componentes foi limitado a 3% de reajuste de 8 de março de 2013 a 7 de março de 2014. A CDE está em vigor por 25 anos a partir de 2002. É regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

ESS

A Resolução Nº 173 de 28 de novembro de 2005 estabeleceu o ESS, que, desde janeiro de 2006, tem sido incluído nas correções de preço e taxas para concessionárias de distribuição que fazem parte do Sistema Interligado Nacional. Este encargo é baseado nas estimativas anuais feitas pelo ONS em 31 de outubro de cada ano.

Em 2013, devido às condições hidrológicas adversas, o ONS despachou um número de Usinas Termelétricas, levando a um aumento dos custos. Estes despachos causaram um aumento significativo no Encargo do Serviço do Sistema Relacionados à Segurança Energética, ou ESS-SE. Uma vez que o encargo ESS-SE se aplica apenas a distribuidoras (embora possa posteriormente ser transferido aos consumidores) e para Consumidores Livres, o CNPE decidiu, através da Resolução nº 03/2013, repartir os custos, ampliando o encargo ESS-SE a todos os participantes do setor de energia elétrica. Essa decisão aumentou a base de custo de nossas subsidiárias em negócios exceto as distribuidoras (já que elas não podem transferir o custo para os consumidores), principalmente nosso segmento de Geração. No entanto, alguns participantes da indústria, incluindo nossas subsidiárias de geração, estão contestando a validade da Resolução nº 03/2013 e obtiveram uma liminar judicial, que foi confirmada pelo Supremo Tribunal Federal, o STF, isentando-os do ESS-SE.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que os detentores de uma concessão e autorização de uso de recursos hídricos paguem uma taxa de 6,75% do valor da energia que geram pela utilização de tais instalações. Esse encargo deve ser pago ao distrito federal, estados e municípios nos quais a usina ou seu reservatório esteja localizado.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

A TFSEE é uma taxa anual devida pelos detentores de concessões, permissões ou autorizações na proporção de seu porte e atividades.

Inadimplemento no Pagamento de Encargos Regulatórios

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabeleceu que a falta de pagamento das contribuições ao agente regulatório, ou a não realização de outros pagamentos, tais como os devidos em função da compra de energia elétrica no ambiente de contratação regulada ou de Itaipu, impedirá a parte inadimplente de proceder com

7.9 - Outras informações relevantes

reajustes ou revisões de sua tarifa (exceto por revisões extraordinárias) e que receba recursos oriundos do Fundo RGR e da CDE.

Mecanismo de Realocação de Energia

Proteção contra certos riscos hidrológicos para geradores hidrelétricos com despacho centralizado é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica determinando que geradores hidrelétricos compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Interligado Nacional. De acordo com a legislação brasileira, a cada usina hidrelétrica é atribuída uma Energia Assegurada, determinada em cada contrato de concessão pertinente, independentemente da quantidade de energia elétrica gerada pela usina. O MRE transfere a energia excedente daqueles que geraram além de sua Energia Assegurada para aqueles que geraram abaixo. O despacho efetivo de geração é determinado pelo ONS tendo em vista a demanda de energia em âmbito nacional e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, seja ela acima ou abaixo da energia assegurada, é precificada por uma tarifa denominada tarifa de energia de otimização, que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional deve ser contabilizada mensalmente para cada gerador.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

8. Grupo econômico

8.1 Descrever o grupo econômico em que se insere o emissor, indicando:

a) controladores diretos e indiretos;

A Companhia possui as seguintes empresas como acionistas controladores diretos:

- ESC Energia S.A.:
Companhia controlada pelo grupo Camargo Corrêa.
- Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações:
Companhia controlada pelos seguintes fundos de pensão: (a) Fundação CESP, (b) Fundação SISTEL de Seguridade Social, (c) Fundação Petrobras de Seguridade Social - PETROS, e (d) Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV.
- Bonaire Participações S.A.:
Companhia controlada pela Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações.
- Fundo BB Carteira Livre I - Fundo de Investimento em Ações:
Fundo controlado pela PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil.

Mais informações sobre a composição acionária da Companhia, bem como a indicação de todos os nossos controladores diretos e indiretos, estão informados nos itens 15.1 e 15.2 deste Formulário de Referência.

b) controladas e coligadas;

Apresentamos abaixo as controladas da CPFL Energia, por segmento de atuação, em 31 de dezembro de 2014:

Distribuidoras

- ✓ Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista
- ✓ Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga
- ✓ Rio Grande Energia S.A. – RGE
- ✓ Companhia Luz e Força Santa Cruz – CPFL Santa Cruz
- ✓ Companhia Leste Paulista de Energia – CPFL Leste Paulista
- ✓ Companhia Jaguari de Energia – CPFL Jaguari
- ✓ Companhia Sul Paulista de Energia – CPFL Sul Paulista
- ✓ Companhia Luz e Força de Mococa – CPFL Mococa

Geradoras

- ✓ CPFL Geração de Energia S.A. – CPFL Geração
- ✓ Paulista Lajeado Energia S.A. – Paulista Lajeado
- ✓ Companhia Energética Rio das Antas – CERAN
- ✓ Energética Barra Grande S.A. – BAESA (controlada em conjunto)
- ✓ Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN (controlada em conjunto)
- ✓ Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)
- ✓ Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Energias Renováveis S.A. – CPFL Renováveis (subsidiárias da CPFL Renováveis podem ser verificadas em seu Formulário de Referência)
- ✓ CPFL Centrais Geradoras Ltda. – CPFL Centrais Geradoras

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

Comercializadoras

- ✓ CPFL Comercialização Brasil S.A. – CPFL Brasil
- ✓ Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. – CPFL Meridional
- ✓ CPFL Comercialização Cone Sul S.A. – CPFL Cone Sul
- ✓ CPFL Planalto Ltda. – CPFL Planalto
- ✓ CPFL Brasil Varejista S.A. – CPFL Brasil Varejista

Serviços

- ✓ CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. – CPFL Serviços
- ✓ CPFL Atende Centro de Contratos e Atendimento Ltda. – CPFL Atende
- ✓ NECT Serviços Administrativos Ltda. – Nect
- ✓ CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. – CPFL Total
- ✓ CPFL Telecom S.A. – CPFL Telecom
- ✓ CPFL Transmissão Piracicaba S.A. – CPFL Transmissão
- ✓ CPFL Eficiência Energética S.A. – CPFL ESCO

Outras

- ✓ CPFL Jaguariúna Participação Ltda. – CPFL Jaguariúna
- ✓ CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda. – CPFL Jaguari Geração
- ✓ Chapecoense Geração S.A – Chapecoense (controlada em conjunto)
- ✓ Sul Geradora Participações S.A. – Sul Geradora

c) participações do emissor em sociedades do grupo;

Distribuição de energia	Tipo de sociedade	societária
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de sociedade	Participação societária
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%
Centrais Elétricas da Paraiba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 57,13%
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93%
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,61%
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%

Comercialização de energia	Tipo de sociedade	Participação societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

Prestação de serviços	Tipo de sociedade	Participação societária
CPFL Serviços, Equipamentos, Industria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda ("Nect")	Sociedade Limitada	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Sociedade Limitada	Direta 100%
CPFL Telecom S.A ("CPFL Telecom")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A ("CPFL Transmissão")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 100%
CPFL Eficiência Energética S.A ("CPFL ESCO")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%
Outras	Tipo de Sociedade	Participação Societária
CPFL Jaguariúna Participações Ltda ("CPFL Jaguariuna")	Sociedade Limitada	Direta 100%
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda ("Jaguarí Geração")	Sociedade Limitada	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 99,95%

d) participações de sociedades do grupo no emissor;

Além dos acionistas controladores descritos no item 8.1.a deste Formulário de Referência, a Companhia possui os seguintes acionistas diretos, na data-base 30/04/2015:

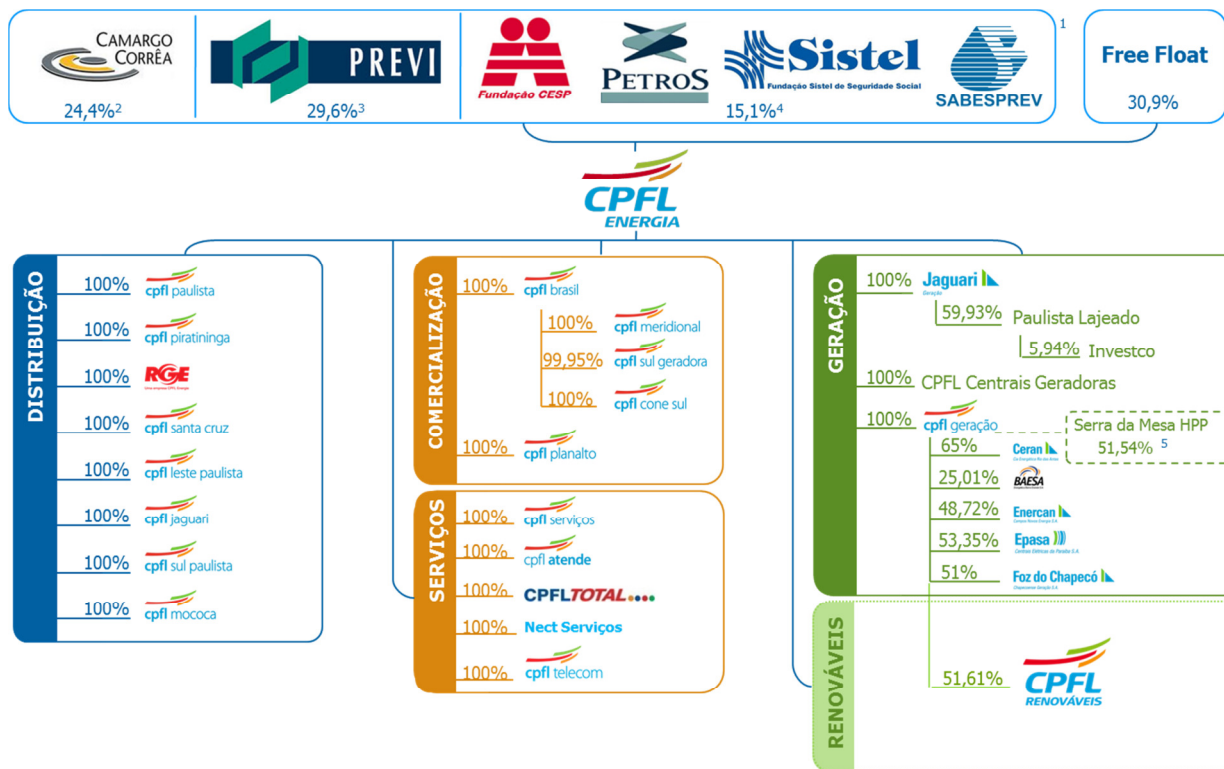
Acionistas	Quantidade de ações	
	Ordinárias	Participação %
BNDES Participações S.A.	66.914.177	6,74
Antares Holdings Ltda.	16.552.110	1,67
Brumado Holdings Ltda.	35.604.273	3,59

e) sociedades sob controle comum.

As sociedades sob controle comum são aquelas controladas direta ou indiretamente por nossos acionistas controladores. Eventuais transações com estas empresas estão divulgadas no item 16.2 deste Formulário de Referência.

8.2 - Organograma do Grupo Econômico

8.2 Caso o emissor deseje, inserir organograma do grupo econômico em que se insere o emissor, desde que compatível com as informações apresentadas no item 8.1.



Data base: 31/03/2015

Notas:

(1) Acionistas controladores;

(2) Inclui 0,1% de ações detidas pela Camargo Corrêa S.A.;

(3) Inclui 0,5% de ações detidas pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil;

(4) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Sistel;

(5) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Geração e Furnas.

8.3 - Operações de reestruturação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Para informações envolvendo os eventos societários relevantes da Companhia ou quaisquer de nossas controladas ou coligadas, consulte o item 6.5 deste Formulário de Referência.

8.4 - Outras informações relevantes

8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações relevantes sobre Grupo Econômico foram divulgadas anteriormente.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

9. Ativos relevantes

9.1 Descrever os bens do ativo não circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades do emissor, indicando em especial:

Nossas principais propriedades consistem em usinas hidrelétricas. Devido à adoção do IFRS, reclassificamos os imobilizados das nossas empresas de distribuição, compostos principalmente de subestações e redes de distribuição, parcialmente como ativos intangíveis e parcialmente como ativos financeiros de concessão. O valor contábil líquido de nosso imobilizado total em 31 de dezembro de 2014 era de R\$ 8.878 milhões. Nenhum de nossos ativos, individualmente, gera mais do que 10% de nossas receitas totais. De modo geral, as nossas instalações são adequadas às nossas atuais necessidades e são apropriadas aos fins a que se destinam.

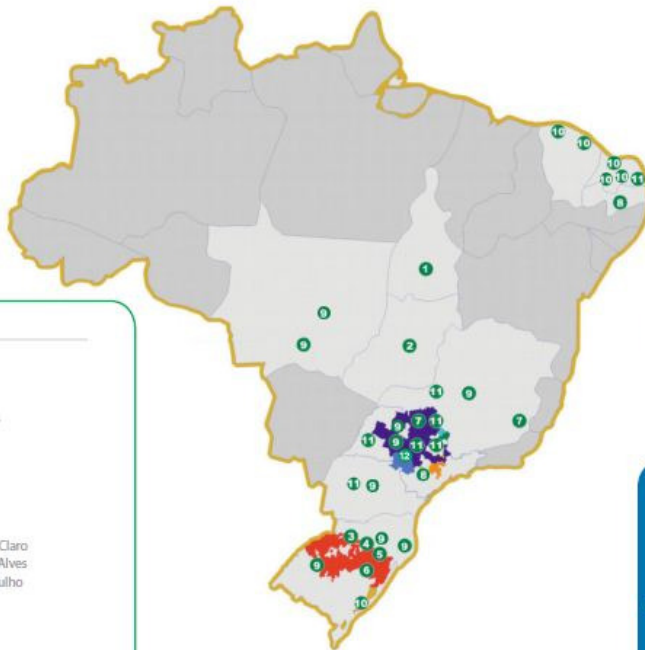
De acordo com a lei brasileira, imóveis e instalações essenciais que utilizamos para cumprir nossas obrigações nos termos de nossos contratos de concessão não podem ser transferidos, cedidos, onerados ou vendidos a quaisquer de nossos credores ou por eles penhorados sem a prévia aprovação da ANEEL.

Para mais informações sobre nossas atividades, consulte os itens 7.1, 7.2 e 7.3 deste Formulário de Referência.

O mapa abaixo demonstra a localização dos ativos relacionados às atividades de distribuição (registrados contabilmente como "ativo intangível" ou "ativo financeiro da concessão"), geração, comercialização e serviços.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Mapa de atuação



COMERCIALIZAÇÃO

- cpfl brasil
- cpfl serviços
- cpfl atende
- cpfl planalto
- CPFLTOTAL**...
- Nect Serviços

GERAÇÃO

Geração

cpfl geração

- 1 UHE Luis Eduardo Magalhães
- 2 UHE Serra da Mesa
- 3 UHE Foz do Chapecó
- 4 UHE Campos Novos
- 5 UHE Barra Grande
- 6 Complexo Geran UHE Monte Claro
UHE Castro Alves
UHE 14 de Julho
- 7 9 PCHs
7 (SP), 2 (MG)
- 8 3 UTEs
2 (PB), 1 (SP)

CPFL RENOVÁVEIS

- 9 39 PCHs
17 (SP), 9 (MG), 2 (MT), 6 (SC), 4 (RS), 1 (PR)
- 10 40 Parques Eólicos
para 12 (CE), 24 (RN) e 4 (RS)
- 11 8 Biomassas
5 (SP), 1 (RN), 1 (MG) e 1 (PR)
- 12 1 Usina Solar (SP)

DISTRIBUIÇÃO

- cpfl paulista
- cpfl mococa
- cpfl leste paulista
- cpfl jaguari
- cpfl piratininga
- cpfl sul paulista
- cpfl santa cruz
- RGE**

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Sede e fábrica - CPFL Serviços	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Manutenção e equipamentos - CPFL Serviços	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Usina Termelétrica Carioba - CPFL Geração	Brasil	SP	Americana	Própria
Usina Hidrelétrica Cariobinha - CPFL Geração	Brasil	SP	Americana	Própria
Escritório Mococa - CPFL Mococa	Brasil	SP	Mococa	Própria
Subestação - CPFL Mococa	Brasil	MG	Monte Santo de Minas	Própria
Subestação - CPFL Mococa	Brasil	MG	Arceburgo	Própria
SE - Casca - RGE	Brasil	RS	CASCA	Própria
SE - Caxias 1 - RGE	Brasil	RS	Caxias do Sul	Própria
SE - Erechim 2 - RGE	Brasil	RS	ERECHIM	Própria
SE - Antonio Prado - RGE	Brasil	RS	ANTONIO PRADO	Própria
SE - Parobé - RGE	Brasil	RS	PAROBÉ	Própria
SE - Passo Fundo 1 - RGE	Brasil	RS	PASSO FUNDO	Própria
SE - São Fco. Paula - RGE	Brasil	RS	São Francisco de Paula	Própria
SE - Santo Augusto - RGE	Brasil	RS	SANTO AUGUSTO	Própria
SE - São Luiz Gonzaga - RGE	Brasil	RS	SÃO LUIZ GONZAGA	Própria
SE - Soledade - RGE	Brasil	RS	SOLEDADE	Própria
SE - Tapejara 2 - RGE	Brasil	RS	TAPEJARA	Própria
SE - Vacaria - RGE	Brasil	RS	VACARIA	Própria
SE - Cruz Alta - RGE	Brasil	RS	CRUZ ALTA	Própria
SE - Constantina - RGE	Brasil	RS	CONSTANTINA	Própria
Sede da Empresa - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Campinas	Própria
Subestação - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Campinas	Própria
Escritório de Bauru - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Bauru	Própria
Escritório de Araraquara - subestação - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Araraquara	Própria
Escritório de Ribeirão Preto - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Ribeirão Preto	Própria
Escritório Jundiaí - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	JUNDIAI	Própria
Escritório Salto - subestação - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	SALTO	Própria
Escritório Sorocaba - subestação - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	Sorocaba	Própria
Usina Hidrelétrica Salto do Pinhal - CPFL Geração	Brasil	SP	Espírito Santo do Pinhal	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Usina Hidrelétrica Serra da Mesa - CPFL Geração	Brasil	GO	Minaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Ponte do Silva - CPFL Geração	Brasil	GO	Manhuaçu	Própria
SE Ourinhos II - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Ourinhos	Própria
Escritório São Sebastião da Grama - subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São Sebastião da Grama	Própria
Escritório Casa Branca - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	Casa Branca	Própria
Subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Almoxarifado - subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	São Miguel Arcanjo	Própria
Escritório Guarei - subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Guarei	Própria
Sede da Empresa - CPFL Jaguari	Brasil	SP	Jaguariuna	Própria
Escritório São José do Rio Pardo - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Escritório Monte Santo de Minas - CPFL Mococa	Brasil	MG	Monte Santo de Minas	Própria
Sede da Empresa - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Pirajú	Própria
Escritório Avaré - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Avaré	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Avaré	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Itaí	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Paranapanema	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Morro Agudo - Concessão nº 006/2015	São Paulo	30 anos a partir de Março/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	RGE - Concessão nº 013/1997	Rio Grande do Sul	30 anos a partir de nov'1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Ventos de Santo Dimas Energias Renováveis Ltda. - Ventos de Santo Dimas - Resolução 4.562/2014	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 07/03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Ventos de São Martinho Energias Renováveis - Vento de São Martinho - Resolução 4.572/2014	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 21/03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	SPE CPFL Solar I Energia S.A - Tanquinho - Ofício 961/2012	São Paulo	Inderminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Santa Cruz - Concessão nº 021/1999	São Paulo e Paraná	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Andorinhas - Concessão Despacho nº 1.990/1997	Rio Grande do Sul	Indeterminado	Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente. Ressalta-se que os ativos dessas centrais geradoras não são passíveis de reversão à União, cabendo indenização por terceiros no caso da implantação de aproveitamento ótimo dos recursos hídricos disponíveis que venha prejudicar total ou parcialmente a produção de energia da usina.	N/A
Concessões	CPFL Renováveis - Guaporé - Concessão Despacho nº 1.987/1997	Rio Grande do Sul	Indeterminado	Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente. Ressalta-se que os ativos dessas centrais geradoras não são passíveis de reversão à União, cabendo indenização por terceiros no caso da implantação de aproveitamento ótimo dos recursos hídricos disponíveis que venha prejudicar total ou parcialmente a produção de energia da usina.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Pirapó - Concessão Despacho nº 1.989/1997	Rio Grande do Sul	Indeterminado	Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente. Ressalta-se que os ativos dessas centrais geradoras não são passíveis de reversão à União, cabendo indenização por terceiros no caso da implantação de aproveitamento ótimo dos recursos hídricos disponíveis que venha prejudicar total ou parcialmente a produção de energia da usina.	N/A
Concessões	CPFL Renováveis - Saltinho - Concessão Despacho nº 1.988/1997	Rio Grande do Sul	Indeterminado	Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente. Ressalta-se que os ativos dessas centrais geradoras não são passíveis de reversão à União, cabendo indenização por terceiros no caso da implantação de aproveitamento ótimo dos recursos hídricos disponíveis que venha prejudicar total ou parcialmente a produção de energia da usina.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Buritis - Concessão nº 002/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Capão Preto - Concessão nº 002/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Chibarro - Concessão nº 002/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Dourados - Concessão nº 002/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Eloy Chaves - Concessão nº 004/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Esmeril - Concessão nº 002/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Jaguari - Concessão nº 004/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Gavião Peixoto - Concessão nº 002/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Costa Branca - Autorização Portaria nº 585/2011	Rio Grande do Norte	35 anos a partir 14/10/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Piratininga - Concessão nº 09/2002	São Paulo	30 anos a partir de out'1998	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Lençóis - Concessão nº002/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Monjolinho - Concessão nº 004/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Pinhal - Concessão nº 004/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Salto Grande - Concessão nº 003/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Socorro - Concessão nº004/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis - Santana - Concessão nº 003/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Tres Saltos - Concessão nº 003/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - São Joaquim - Concessão nº 002/2011	São Paulo	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica I - Autorização Portaria nº 134/2011	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 28/02/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Atlântica II - Autorização Portaria nº 148/2011	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 04/03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Atlântica IV - Autorização Portaria nº 147/2011	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 04/03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica V - Autorização Portaria nº 168/2011	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 22/03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Bons Ventos - Enacel - Autorização Portaria nº 625/2002	Ceará	30 anos a partir de 13/11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Bons Ventos - Canoa Quebrada - Autorização Portaria nº 680/2002	Ceará	30 anos a partir de 11/12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Bons Ventos - Taíba Albatroz - Autorização Portaria nº 778/2002	Ceará	30 anos a partir de 24/12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Bons Ventos - Autorização Portaria nº 093/2003	Ceará	30 anos a partir de 10/03/2003	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Campo dos Ventos II - Autorização Portaria nº 257/2011	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 18/04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Bio Alvorada - Autorização - Resolução 3.714/2012	Minas Gerais	30 anos a partir de 29/10/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	SPE Bio Coopcana - Autorização - Resolução 3.328/2012	Paraná	30 anos a partir de 14/02/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	SPE Salto Góes - Autorização - Resolução 2.510/2010	Santa Catarina	30 anos a partir de 19/08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras - Lavrinha - Concessão	São Paulo	Indeterminado	Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente. Ressalta-se que os ativos dessas centrais geradoras não são passíveis de reversão à União, cabendo indenização por terceiros no caso da implantação de aproveitamento ótimo dos recursos hídricos disponíveis que venha prejudicar total ou parcialmente a produção de energia da usina. A CPFL Centrais Geradoras, conforme descrito anteriormente em "Visão Geral", trata-se de uma subsidiária criada para consolidar as atividades de geração das concessões de geração renovadas e desverticalizadas.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras - São José - Concessão	São Paulo	Indeterminado	Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente. Ressalta-se que os ativos dessas centrais geradoras não são passíveis de reversão à União, cabendo indenização por terceiros no caso da implantação de aproveitamento ótimo dos recursos hídricos disponíveis que venha prejudicar total ou parcialmente a produção de energia da usina. A CPFL Centrais Geradoras, conforme descrito anteriormente em "Visão Geral", trata-se de uma subsidiária criada para consolidar as atividades de geração das concessões de geração renovadas e desverticalizadas.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras - Turvino - Concessão	São Paulo	Indeterminado	Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente. Ressalta-se que os ativos dessas centrais geradoras não são passíveis de reversão à União, cabendo indenização por terceiros no caso da implantação de aproveitamento ótimo dos recursos hídricos disponíveis que venha prejudicar total ou parcialmente a produção de energia da usina. A CPFL Centrais Geradoras, conforme descrito anteriormente em "Visão Geral", trata-se de uma subsidiária criada para consolidar as atividades de geração das concessões de geração renovadas e desverticalizadas.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras - Pinheirinho - Concessão	São Paulo	Indeterminado	Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente. Ressalta-se que os ativos dessas centrais geradoras não são passíveis de reversão à União, cabendo indenização por terceiros no caso da implantação de aproveitamento ótimo dos recursos hídricos disponíveis que venha prejudicar total ou parcialmente a produção de energia da usina. A CPFL Centrais Geradoras, conforme descrito anteriormente em "Visão Geral", trata-se de uma subsidiária criada para consolidar as atividades de geração das concessões de geração renovadas e desverticalizadas.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras - São Sebastião - Concessão	São Paulo	Indeterminado	Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente. Ressalta-se que os ativos dessas centrais geradoras não são passíveis de reversão à União, cabendo indenização por terceiros no caso da implantação de aproveitamento ótimo dos recursos hídricos disponíveis que venha prejudicar total ou parcialmente a produção de energia da usina. A CPFL Centrais Geradoras, conforme descrito anteriormente em "Visão Geral", trata-se de uma subsidiária criada para consolidar as atividades de geração das concessões de geração renovadas e desverticalizadas.	N/A
Concessões	CPFL Bio Buriti - Autorização - Resolução 2.643/2010	São Paulo	30 anos a partir de 16/12/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Pedra - Autorização - Portaria 129/2011	São Paulo	35 anos a partir 24/02/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Santa Clara I Energias Renováveis - Portaria 609/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 02/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Santa Clara II Energias Renováveis - Portaria 683/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 05/08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara V Energias Renováveis - Portaria 838/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 11/10/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Santa Clara VI Energias Renováveis - Portaria 670/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 30/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Jaguari - Concessão nº 015/1999	São Paulo	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eurus VI Energias Renováveis - Portaria 749/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 25/08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Americana - Concessão 03/2011	São Paulo	Até 20/11/2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Investco - Concessão nº 005/1997	Tocantins	35 anos a partir de 12/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara III Energias Renováveis - Portaria 610/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 02/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Renováveis - Diamante - Concessão Portaria n° 475/1997	Mato Grosso	30 anos a partir de Nov/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	SPE Arvoredo - Autorização Resolução n° 606/2002	Santa Catarina	30 anos a partir de 07/11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Alto Irani - Autorização Resolução nº 587/2002	Santa Catarina	30 anos a partir de 30/10/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	SPE Plano Alto - Autorização Resolução nº 607/2002	Santa Catarina	30 anos a partir de 07/11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	SPE Barra da Paciência - Autorização - Resolução 348/1999	Minas Gerais	30 anos a partir de 20/12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Cocais Grande - Autorização Resolução nº 349/1999	Minas Gerais	30 anos a partir de 23/12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	SPE Corrente Grande - Autorização Resolução nº 17/2000	Minas Gerais	30 anos a partir de 17/01/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	SPE Ninho da Águia - Autorização Resolução nº 370/1999	Minas Gerais	30 anos a partir de 30/12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Paiol - Autorização Resolução n° 406/2002	Minas Gerais	30 anos a partir de 07/08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	SPE São Gonçalo - Autorização Resolução n° 13/2000	Minas Gerais	30 anos a partir de 14/01/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	SPE Varginha - Autorização Resolução n° 355/1999	Minas Gerais	30 anos a partir de 23/12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Varzea Alegre - Autorização Resolução nº 367/1999	Minas Gerais	30 anos a partir de 30/12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Transmissão - Concessão nº 003/2013	São Paulo	30 anos a partir de fev/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras - Macaco Branco - Concessão nº 009/1999	São Paulo	30 anos a partir de dez/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada superior a 1.000kW que foram concedidos através de processo junto às autoridades regulatórias e ao Poder Concedente. A CPFL Centrais Geradoras, conforme descrito anteriormente em "Visão Geral", trata-se de uma subsidiária criada para consolidar as atividades de geração das concessões de geração renovadas e desverticalizadas.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras - Rio do Peixe I e II - Concessão n° 010/1999	São Paulo	30 anos a partir de dez/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Projetos hidroelétricos com Capacidade Instalada superior a 1.000kW que foram concedidos através de processo junto às autoridades regulatórias e ao Poder Concedente. A CPFL Centrais Geradoras, conforme descrito anteriormente em "Visão Geral", trata-se de uma subsidiária criada para consolidar as atividades de geração das concessões de geração renovadas e desverticalizadas.	N/A
Concessões	Aiuruoca - Autorização Resolução n° 357/1999	Minas Gerais	30 anos a partir de 23/12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Desa Morro dos Ventos III S.A - Morro dos Ventos III - Autorização - Portaria 685/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 04/08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Desa Morro dos Ventos IV S.A - Morro dos Ventos IV - Autorização - Portaria 686/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 04/08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão
Concessões	Desa Morro dos Ventos VI S.A - Morro dos Ventos VI - Autorização - Portaria 663/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 27/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Larajinha Energética S.A. - Larajinha - Autorização - Resolução 440/2006	Paraná	30 anos a partir de 06/02/2006	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Novo Horizonte Energética S.A. - Novo Horizonte - Autorização - Resolução 652/2002	Paraná	30 anos a partir de 26/11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Cachoeira Grande - Autorização - Resolução nº 540/2003	Minas Gerais	30 anos a partir de 15/10/2003	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Cruz - Autorização Resolução nº 718/2002	Minas Gerais	30 anos a partir de 18/12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Lacenas Participações - Usina Ester - Autorização Resolução nº 117/1999	São Paulo	30 anos a partir de 21/05/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Campos dos Ventos I - Autorização Resolução nº 3.967/2013	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 26/03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Campos dos Ventos III - Autorização Resolução nº 3.968/2013	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 26/03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Campos dos Ventos V - Autorização nº 3.969/2013	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 26/03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Mococa - Concessão nº 017/1999	São Paulo e Minas Gerais	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul Paulista - Concessão nº 019/1999	São Paulo	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Centrais Geradoras - Santa Alice - Concessão	São Paulo	Indeterminado	Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente. Ressalta-se que os ativos dessas centrais geradoras não são passíveis de reversão à União, cabendo indenização por terceiros no caso da implantação de aproveitamento ótimo dos recursos hídricos disponíveis que venha prejudicar total ou parcialmente a produção de energia da usina. A CPFL Centrais Geradoras, conforme descrito anteriormente em "Visão Geral", trata-se de uma subsidiária criada para consolidar as atividades de geração das concessões de geração renovadas e desverticalizadas.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Santa Luzia - Autorização Portaria n° 352/2007	Santa Catarina	35 anos a partir de 21/12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Eólica Formosa Geração e Comercialização - Autorização Resolução n° 307/2002	Ceará	30 anos a partir de 05/06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização - Autorização Resolução n° 454/2002	Ceará	30 anos a partir de 28/08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SIIF Cinco Geração e Comercialização - Autorização Resolução nº 306/2002	Ceará	30 anos a partir de 05/06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Foz do Chapecó - Concessão nº 128/2001	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	35 anos a partir de nov'2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Desa Morro dos Ventos IX S.A - Morro dos Ventos IX - Autorização - Portaria 665/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 27/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Mônica Energias Renováveis Ltda. - Santa Mônica - Autorização - Resolução 4.592/2014	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 01/04/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Santa Úrsula Energias Renováveis - Santa Úrsula - Autorização - Resolução 4.591/2014	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 31/03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	São Benedito Energias Renováveis S.A - Ventos de São Benedito - Resolução 4.563/2014	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 07/03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eólica Paracuru Geração e Comercialização - Autorização Resolução nº 460/2002	Ceará	30 anos a partir de 28/08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Pedra Preta - Autorização Portaria nº 584/2011	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 14/10/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Bio Formosa - Autorização - Resolução 259/2002	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 15/05/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Paulista - Concessão nº 014/1997	São Paulo	30 anos a partir de nov'1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Leste Paulista - Concessão nº 018/1999	São Paulo	16 anos de fev'1999 a jul'2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Bio Ipê - Autorização - Resolução 2.375/2010	São Paulo	30 anos a partir de 03/05/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Macacos - Autorização Portaria n° 557/2011	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 29/09/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Juremas - Autorização Portaria n° 556/2011	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 29/09/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Barra Grande - Concessão n° 036/2001	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de mai'2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CERAN - Concessão nº 008/2001	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de mar'2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Enercan - Concessão nº 043/2000	Santa Catarina	35 anos a partir de mai'2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Geração - Cariobinha Concessão nº 015/1997	São Paulo	30 anos a partir de nov'1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Geração - Serra da Mesa - Concessão Decreto nº 85.983/1981	Goiás	Até 12/11/2039	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Temos direito contratual a 51,54% da energia assegurada desta instalação nos termos de um contrato de arrendamento de 30 anos, que expira em 2028. A concessão para a Serra da Mesa é detida por Furnas tendo sido recentemente prorrogada para 12 de novembro de 2039. Em 27 de abril de 2012 o MME publicou a Portaria nº aprovando a renovação da concessão da usina de Serra da Mesa.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	CPFL Bioenergia S.A. - Autorização nº 2.106/2009	São Paulo	30 anos a partir de 24/09/2009	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Centr.Elétr.da Paraíba S.A.- EPASA UTE Termonordeste - Autorização nº 2.277/2010	Paraíba	35 anos a partir 12 dez'2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Bonanza Energética S, A - Bonanza- Autorização Resolução Nº 425/2006	Paraná	30 anos a partir de 30/01/2006	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Figueirópolis Energética S.A - Figueirópolis- Autorização Resolução nº 198/2004	Mato Grosso	30 anos a partir de 04/05/2004	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Ludesa Energética S.A. - Ludesa - Autorização Resolução n° 705/2002	Santa Catarina	30 anos a partir de 17/12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Mata Velha Energética S.A. - Mata Velha - Autorização Resolução n° 262/2002	Minas Gerais	30 anos a partir de 15/05/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A - Canoa Quebrada - Autorização n° 329/2002	Ceará	30 anos a partir de 19/06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Eurus I S.A - Eurus I - Autorização - Portaria 264/2011	Rio Grande Do Norte	35 anos a partir de 19/04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Cent. Elétr. da Paraíba S.A.- EPASA UTE Termoparaíba - Autorização nº 2.277/2010	Paraíba	35 anos a partir de 07/12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Santa Clara IV Energias Renováveis - Autorização nº 672/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 30/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Geração - Carioba Concessão nº 015/1997	São Paulo	30 anos a partir de nov'1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	DESA Eurus III S.A - Eurus III - Autorização - Portaria 266/2011	Rio Grande Do Norte	35 anos a partir de 27/04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A - Lagoa do Mato - Resolução 340/2002	Ceará	30 anos a partir de 26/06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Desa Morro dos Ventos I S.A - Morro dos Ventos I - Autorização - Portaria 664/2010	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 27/07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.
Concessões	Desa Morro dos Ventos II S.A - Morro dos Ventos II - Autorização - Portaria 373/2012	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 12/06/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e extinção da concessão.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari")	53.859.112/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	10,200000	0,000000	10.752.000,00	Valor contábil	31/12/2014	25.627.000,00		
31/12/2013	-47,080000	0,000000	0,00					
31/12/2012	1,200000	0,000000	17.586.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Jaguari Geração de Energia ("CPFL Jaguari Geração")	07.137.154/0001-79	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Geradora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	-28,300000	0,000000	9.683.000,00	Valor contábil	31/12/2014	34.685.000,00		
31/12/2013	0,530000	0,000000	4.000.000,00					
31/12/2012	0,400000	0,000000	9.991.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	61.015.582/0001-74	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	-37,200000	0,000000	39.587.000,00	Valor contábil	31/12/2014	38.066.000,00		
31/12/2013	-9,790000	0,000000	0,00					
31/12/2012	-2,100000	0,000000	10.738.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	52.503.802/0001-18	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)		
31/12/2014	-23,100000	0,000000	32.881.000,00	Valor contábil	31/12/2014	26.260.000,00		
31/12/2013	-10,950000	0,000000	0,00					
31/12/2012	1,890000	0,000000	6.131.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	61.116.265/0001-44	-	Controlada	Brasil	SP	São Paulo	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	31,900000	0,000000	26.007.000,00	Valor contábil	31/12/2014	132.353.000,00		
31/12/2013	-6,780000	0,000000	0,00					
31/12/2012	-7,690000	0,000000	15.936.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	33.050.196/0001-88	382-4	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	-38,600000	0,000000	424.751.000,00	Valor contábil	31/12/2014	728.213.000,00		
31/12/2013	183,470000	0,000000	0,00					
31/12/2012	-57,360000	0,000000	305.920.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	04.172.213/0001-51	1927-5	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	24,700000	0,000000	246.693.000,00	Valor contábil	31/12/2014	479.686.000,00		
31/12/2013	78,110000	0,000000	0,00					
31/12/2012	-48,920000	0,000000	116.634.000,00					

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	60.855.608/0001-20	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguaruna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	-13,700000	0,000000	39.883.000,00	Valor contábil	31/12/2014	44.375.000,00		
31/12/2013	-25,320000	0,000000	0,00					
31/12/2012	6,830000	0,000000	16.681.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimentos Ltda. ("CPFL Atende")	09.606.475/0001-09	-	Controlada	Brasil	SP	Ourinhos	Serviços de teleatendimento	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	27,300000	0,000000	5.006.000,00	Valor contábil	31/12/2014	17.496.000,00		
31/12/2013	-9,490000	0,000000	1.459.000,00					
31/12/2012	5,990000	0,000000	337.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	17.578.855/0001-05	-	Controlada	Brasil	SP	São Paulo	Geradora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	39,900000	0,000000	3.776.000,00	Valor contábil	31/12/2014	22.439.000,00		
31/12/2013	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2012	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
31/12/2013	14,860000	0,000000	0,00					
31/12/2012	10,620000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	02.150.562/0001-47	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Comercializadora de energia	100,000000
Valor mercado								
31/12/2014	-1519,400000	0,000000	5.591.000,00	31/12/2014	1.633.000,00			
31/12/2013	-119,590000	0,000000	0,00					
31/12/2012	-92,860000	0,000000	7.595.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	58.635.517/0001-37	-	Controlada	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Prestadora de serviços em atividades de comercialização de energia	100,000000
Valor mercado								
31/12/2014	-70,100000	0,000000	0,00	31/12/2014	23.013.000,00			
31/12/2013	5,510000	0,000000	0,00					
31/12/2012	188,420000	0,000000	3.648.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	12.116.119/0001-03	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Prestação e exploração de serviço na área de telecomunicação.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2014	-77,600000	0,000000	0,00	31/12/2014	-293.000,00			
31/12/2013	-65,383000	0,000000	0,00					
31/12/2012	100,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda ("CPFL Total")	12.116.118/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariuna	Serviços de assessoria administrativa de arrecadação e cobranças, e outros.	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	16,900000	0,000000	7.999.000,00	Valor contábil	31/12/2014	24.417.000,00		
31/12/2013	-3,070000	0,000000	2.549.000,00					
31/12/2012	100,000000	0,000000	1.142.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Nect Serviços Administrativos Ltda ("Nect")	08.971.542/0001-13	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Prestação de serviços administrativos	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	57,700000	0,000000	11.256.000,00	Valor contábil	31/12/2014	9.458.000,00		
31/12/2013	29,120000	0,000000	0,00					
31/12/2012	20,390000	0,000000	1.710.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	02.016.439/0001-38	1653-5	Controlada	Brasil	RS	Caxias do Sul	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2014	3,700000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2014	1.300.685.000,00		
31/12/2013	-2,730000	0,000000	151.184.000,00					
31/12/2012	3,330000	0,000000	362.471.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.2 - Outras informações relevantes

9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações sobre ativos relevantes da Companhia foram descritos no item 9.1 deste Formulário de Referência.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10. Comentários dos Diretores

10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras consolidadas de 2014, 2013 e 2012 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – “IFRS”), emitidas pelo International Accounting Standard Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

▪ 2014

Em 2014, o setor elétrico passou por mais um ano de volatilidade e grandes desafios. A hidrologia fraca, dentre outros fatores, levou os reservatórios ao menor nível da história ao final do período seco, em novembro. Consequentemente, o Operador Nacional do Sistema (ONS), manteve o pleno despacho térmico e o preço de curto prazo (PLD) bateu seu recorde de alta histórica, ficando a maior parte do ano no teto de R\$ 822,83/MWh.

Além do impacto no fluxo de caixa das distribuidoras, a alta no PLD também teve um efeito nocivo na demanda de energia, já que desestimulou parte da indústria, que já sofria com o cenário macroeconômico adverso, a produzir, devido à alta no custo de energia. A combinação desses dois efeitos foi uma queda de 3,4% no consumo industrial ao longo do ano na área de concessão das oito distribuidoras do grupo CPFL Energia. Por outro lado, a baixa tensão continuou apresentando significativo crescimento no consumo, puxada pelas altas temperaturas do início do ano e resultando em incremento de 7,0% para a classe residencial e 7,9% para a classe comercial, mesmo com os efeitos da crise hídrica, que causaram diminuição no ritmo de crescimento na segunda metade do ano. No consolidado, o consumo na área de concessão cresceu 2,6% em 2014.

No âmbito regulatório, ocorreram vários avanços. A Audiência Pública nº 54/2014 foi concluída com a proposta da redução do preço-teto do PLD para R\$ 388,48/MWh, com a adoção da térmica Macaé como referência e também ficou definido o aumento do piso do PLD para R\$ 30,26/MWh. Além disso, os custos do Encargo de Serviços do Sistema (ESS) continuaram a ser rateados entre os consumidores de energia.

As discussões ao redor do 4º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras progrediram com a abertura da segunda fase da Audiência Pública nº 23/2014, que tratou de itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e outros. É importante destacar avanços por parte do regulador, como a proposta do reconhecimento de um adicional de remuneração para as Obrigações Especiais das distribuidoras entre outros.

O custo médio ponderado de capital das distribuidoras, o WACC, foi definido para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária em 8,09% e será implementado para as concessionárias de distribuição com revisão até dezembro de 2017. Após essa data, as séries históricas serão atualizadas para as empresas com revisões a partir de janeiro de 2018, caso da RGE e CPFL Paulista, do grupo CPFL Energia.

Fato que deve ser comemorado também é a aprovação pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), no início de dezembro, do reconhecimento de ativos e passivos que até 2013 eram denominados “ativos e passivos regulatórios” nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica. A medida, um antigo pleito do setor, permitirá a contabilização das diferenças entre os custos de compra de energia e encargos estimados nas tarifas cobradas dos consumidores e os custos reais incorridos no período e que serão repassadas às tarifas na data de reajuste anual de cada distribuidora. Isso foi possível em função da aprovação pela ANEEL, em 25 de novembro de 2014, Despacho nº 4.621, de aditivo aos contratos de concessão que incluiu cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, serão objeto de indenização e, consequentemente, permitiu o registro de ativos e passivos financeiros setoriais.

Mas há de se destacar a necessidade ainda de mais avanços nas questões regulatórias para que sejam gerados incentivos para a retomada da capacidade de investimentos do setor elétrico.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em termos de operação da Distribuição, é importante destacar que a CPFL Energia encerrou o ano de 2014 com a telemedição de todos os clientes industriais e comerciais do Grupo A (alta tensão), totalizando 24,6 mil pontos nos quais o faturamento não depende de equipes em campo para realização da leitura de consumo. O processo automatizado, aumenta a segurança dos dados dos clientes, identifica possíveis fraudes e dá condições para a companhia aproveitar melhor o tempo das equipes.

A geração convencional sofreu com os efeitos da GSF (Generation Scalling Factor), já que o pleno despacho térmico e a energia de reserva deslocam a geração hidráulica. Assim, a energia assegurada nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) não foi atingida, fazendo-se necessária a compra de energia pelos geradores hidráulicos que precisaram honrar sua energia contratada. Para mitigar a volatilidade no braço de geração da companhia e aumentar a previsibilidade dos fluxos de caixa, recontratamos a energia proveniente da Usina Hidroelétrica Serra da Mesa (Semesa) em abril de 2014 até o final do direito de exploração desta parcela de energia pela CPFL Geração em 2028.

Na geração renovável, os destaques positivos ficam por conta da conclusão da aquisição de Rosa dos Ventos (que detém autorizações outorgadas pela ANEEL para explorar os parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato), do início das operações comerciais dos complexos eólicos de Atlântica e Macacos I, que somaram mais 198,2 MW ao parque gerador da companhia. Considerando também a associação com a Dobrevê Energia S.A. (DESA), que agregou 277,6 MW de capacidade instalada em operação, a CPFL Renováveis conta agora com 1.773 MW de capacidade instalada.

O segmento de Comercialização apresentou expressivos resultados, fruto da estratégia adotada ao longo da maior parte do ano: dado o estresse de preços no mercado de curto prazo, trabalhamos na Comercialização com uma sobrecontratação em relação aos nossos compromissos de entrega de energia, liquidando o excesso no mercado de curto prazo.

O ano de 2015 será novamente um ano de muito trabalho dada à desaceleração econômica do Brasil e as desafiadoras condições hidrológicas. Mas os consistentes resultados operacionais e econômico-financeiros alcançados pela CPFL Energia nos fazem certos de que nossa estratégia sólida e cautelosa tem criado valor para os acionistas e melhorado os serviços e produtos oferecidos para os nossos clientes.

▪ 2013

No início de 2013 houve uma mudança estrutural relevante no setor elétrico: a implantação, em janeiro, da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE nas distribuidoras de energia elétrica em função da homologação das novas tarifas decorrentes da aplicação da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 ("Lei nº 12.783/2013"), que tratou da extensão das concessões de geração e transmissão que venceriam em 2015. Com isso, foi possível reduzir as tarifas de energia elétrica, na média, em 20% para todos os consumidores do País. A atuação do governo federal teve como principal objetivo o aumento da competitividade da indústria brasileira no cenário internacional, além de dar um novo impulso ao crescimento e ao desenvolvimento econômico do País.

No entanto, devido a não adesão de alguns geradores à Lei nº 12.783/2013 e a não realização de um leilão para contratação de energia existente no final de 2012, criou-se uma falha na contratação de energia das distribuidoras em 2013, chamada de exposição involuntária. O montante desta exposição somou aproximadamente 2.000 MW médios de potência, sendo este total liquidado no Mercado de Curto Prazo – MCP. Além disso, dada a hidrologia desfavorável no começo de 2013 e o despacho de usinas termelétricas para garantir o suprimento de energia, os preços no MCP ficaram bastante pressionados, impondo um custo adicional às distribuidoras. Sendo assim, liderado pela CPFL Energia e pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADÉE, o setor elétrico iniciou tratativas com o governo federal com o intuito de mitigar estes custos adicionais para as distribuidoras. Dessa forma, em um prazo bastante expedito, o governo federal anunciou o Decreto 7.945/2013, através do qual os fundos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foram utilizados para cobrir estas despesas consideradas extraordinárias. Este mecanismo preveniu que estes custos adicionais fossem repassados para o consumidor final.

Houve também, durante o ano de 2013, a implementação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 3CRTP

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

de 7 das 8 concessionárias de distribuição da CPFL Energia. O resultado deste processo ficou em linha com as expectativas da administração, sendo que atualmente todas as empresas do Grupo já incorporaram os novos parâmetros deste novo ciclo.

Apesar do cenário setorial adverso, a CPFL Energia obteve resultados importantes. As vendas totais de energia para clientes finais tiveram uma expansão de 4,8% em 2013, totalizando 59.854 GWh. No negócio de distribuição, tivemos uma expansão de 3,1% no consumo dentro da área de concessão do Grupo, atingindo 58.463 GWh. Os segmentos residencial e comercial apresentaram expansão de 5,9% e de 3,6% respectivamente, enquanto que o industrial teve crescimento de 2,0%. Destacam-se também as vendas de energia da subsidiária CPFL Renováveis, que apresentou expansão de 61,5%, fruto da franca expansão do portfólio de ativos e da consolidação da liderança no segmento de energias alternativas renováveis. O conjunto de projetos que iniciou sua operação comercial durante o ano de 2013 totalizou 130MW, dos quais 100MW foram de biomassa e 30MW foram de eólicas.

Outra frente de avanço foi a implantação da tecnologia *smart grid* nas distribuidoras, que deverá propiciar uma melhor qualidade no serviço prestado aos consumidores e com custos mais baixos. Dos 25.000 medidores inteligentes estimados para esta fase do projeto, cerca de 13.000 já foram instalados. Estes medidores deverão promover um expressivo avanço na forma de se medir o consumo pelos clientes (telemedição) e monitorar a estabilidade da rede de distribuição. Além disso, as equipes de atendimento de campo serão dotadas de sistemas de posicionamento GPS e comunicação de dados em tempo real, propiciando mais agilidade no atendimento e reduzindo custos com deslocamento destas equipes. Do total de aproximadamente 1,3 mil equipes de campo, cerca de 400 já trabalham com esta nova tecnologia.

Importante mencionar também os resultados das iniciativas de redução de custos anunciadas em 2011, principalmente o Orçamento Base Zero – OBZ. Em bases nominais, as despesas com pessoal, manutenção, serviços de terceiros e outros foram reduzidas em 3,8% desde 2011, comparado com uma inflação medida pelo IGP-M de 12,2% no período. Em bases reais, a redução das despesas alcançou 14,9%.

É certo que as exigências regulatórias e os desafios de um cenário adverso impõem grandes obstáculos para todo o setor. No entanto, os resultados alcançados pela CPFL Energia nos últimos anos reforçam a estratégia de crescimento do Grupo, calcada principalmente na disciplina financeira sólida e conservadora, no foco nos resultados financeiros e operacionais, na criação de valor para seus acionistas e na excelência do serviço prestado a todos os seus consumidores.

▪ 2012

Em 2012, apesar da economia brasileira ainda ter sido afetada pelo desfavorável cenário internacional e o desempenho industrial ter demonstrado um crescimento moderado, a expansão do emprego e a geração de renda favoreceram o mercado doméstico, apresentando bons resultados. No setor elétrico brasileiro, destacamos a atuação do Governo Federal no que diz respeito à proposta de prorrogação antecipada das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, por meio da Lei nº 12.783/2013, mudando sensivelmente as tarifas de geração e transmissão de energia, conforme anunciado no final do mês de janeiro de 2013.

Os efeitos destas medidas governamentais alcançaram cinco pequenas concessões do nosso segmento de distribuição de energia, correspondentes a 2.575 GWh (4,5% da área da nossa área de concessão) e pequenas centrais hidrelétricas totalizando 24 MW (menos de 1% da potência de nossa capacidade instalada total).

Apesar deste cenário adverso, a CPFL Energia manteve seu crescimento. Em 2012, nossas vendas totais de energia aumentaram 8,5%, totalizando 57.195 GWh, comparado aos 52.710 GWh em 2011. Entre os principais fatores que levaram ao desempenho do grupo, destacamos o crescimento das vendas ao mercado cativo na área de concessão das nossas distribuidoras, que totalizaram 40.645 GWh, com crescimento de 1,8%, dos quais 15.855 GWh foram faturados por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). O consumo de energia na área de concessão do grupo CPFL Energia foi de 56.500 GWh, representando um aumento de 3,5% quando comparado a 2011.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

No segmento de geração, destacamos a atividade de geração de energia por fontes renováveis. Nossa subsidiária CPFL Renováveis manteve a liderança neste segmento, concluindo diversas aquisições: (i) os parques eólicos Bons Ventos e Atlântica, (ii) a usina de cogeração a bagaço de cana Ester, e (iii) início da operação comercial do parque eólico Santa Clara e da PCH Salto Góes. Para a atividade de geração por fontes convencionais, nossa subsidiária CPFL Geração também manteve sua excelência na gestão de usinas hidrelétricas. No segmento de comercialização, nossa subsidiária CPFL Brasil continuou na liderança no ambiente de contratação livre (ACL). Juntos nossos segmentos de comercialização e geração alcançaram 16.550 GWh em vendas, um crescimento de 29,4% quando comparado a 2011. Nosso segmento de Serviços apresentou crescimento de 34,7% na receita líquida, reflexo do aumento no volume de transações e de serviços vendidos a clientes e todo Brasil.

As exigências regulatórias têm crescido a cada ciclo tarifário e continuam pressionando as empresas a aumentarem a eficiência operacional e a qualidade dos serviços prestados aos clientes. Neste contexto, nosso grupo preparou-se para esse novo ciclo, intensificando o investimento em inovação, por meio da incorporação de novas tecnologias, principalmente de redes inteligentes (*smart grid*), além dos investimentos feitos na ampliação e reforço das redes para atender o crescimento sólido do consumo na área de concessão das nossas 08 distribuidoras. Em 2012, os investimentos destas controladas totalizaram R\$ 1.403 milhões.

Também é importante destacar que inauguramos a Usina de Geração Solar Tanquinho, localizada em Campinas/SP, com capacidade instalada de 1,1 MWp. Investimos R\$ 13,8 milhões neste projeto, resultado de uma combinação de várias tecnologias já empregadas no mundo, buscando o domínio das tecnologias já existentes e a avaliação de como a energia solar pode integrar-se ao nosso sistema elétrico de distribuição e do Brasil.

Nossas perspectivas para os próximos anos são otimistas, principalmente pelas expectativas de crescimento da economia brasileira, após as medidas anunciadas pelo Governo Federal visando a redução da tarifa de energia elétrica para os consumidores, por meio de proposta de antecipação de concessões vincendas entre 2015 e 2017.

Nós planejamos manter nossas estratégias que têm sido as principais impulsionadoras do nosso crescimento e fortalecimento, com foco no aproveitamento de oportunidades de consolidação, do investimento em novos empreendimentos de geração, e do aumento da eficiência por meio da inovação dos nossos negócios atuais.

b) estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

Estrutura de Capital	2014	2013	2012
Capital próprio	40%	41%	39%
Capital de terceiros	60%	59%	61%

i. hipóteses de resgate

Não aplicável em relação ao resgate de ações em razão da Companhia não possuir ações resgatáveis.

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Não aplicável em relação ao resgate de ações em razão da Companhia não possuir ações resgatáveis.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Liquidez e Recursos de Capital

▪ 2014

Em 31 de dezembro de 2014, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 1.798 milhões, uma redução de R\$ 561 milhões quando comparado com R\$ 2.359 milhões em 31 de dezembro de 2013.

As principais causas desta redução são:

- transferência do não circulante para o circulante dos saldos de debêntures no valor de R\$ 2.007 milhões em função do vencimento nos próximos 12 meses, compensados por:
- aumento no contas a receber de R\$ 352 milhões de recursos da CDE;
- aumento de contas a receber de R\$ 589 milhões relacionadas aos ativos financeiros setoriais líquidos; e
- transferência do não circulante para o circulante dos saldos de ativo financeiro da concessão em R\$540 milhões (este montante refere-se à indenização das 5 distribuidoras cujas concessões expiram em julho de 2015).

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2014 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2014:	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	2.375	2.375	-	-	-
Empréstimos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos ¹	26.265	4.945	8.008	8.636	4.676
Uso do bem publico ¹	85	4	8	8	65
Entidade de Previdência Privada ²	1.964	125	255	265	1.319
Outros	292	258	16	-	18
Total dos itens do Balanço Patrimonial ¹	30.981	7.707	8.287	8.909	6.078
Contratos de Compra de Energia ³	128.203	10.562	20.541	20.843	76.255
Projetos de construção de usina ⁴	1.049	173	876	-	-
Fornecedores -Suprimentos	2.307	1.262	806	69	170
Total de outros compromissos	131.559	11.997	22.224	20.912	76.425
Total das Obrigações Contratuais	161.541	19.704	30.511	29.821	82.503

(1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.

(2) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.

(3) Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2014. Veja item 10.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário e a nota explicativa 36 à nossas demonstrações financeiras consolidadas.

(4) Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável.

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renováveis;
- Amortizar ou refinaranciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 3.526 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Pagamos R\$ 987 milhões em 2014 e R\$ 816 milhões em 2013.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

▪ 2013

Em 31 de dezembro de 2013, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 2.359 milhões. As causas principais deste superávit foram decorrentes de nossa geração de caixa operacional e de uma redução de nossa dívida em aberto com vencimento nos próximos 12 meses (incluindo juros), bem como por uma redução nos encargos, taxas regulamentares e nos impostos, taxas e contribuições a pagar.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2013 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2013:	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	1.885	1.885	-	-	-
Empréstimos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos ¹	22.788	3.006	7.258	6.784	5.740
Uso do bem público ¹	634	4	16	16	598
Entidade de Previdência Privada ²	1.075	77	160	160	678
Outros	148	130	-	-	18
Total dos itens do Balanço Patrimonial ¹	26.530	5.102	7.434	6.960	7.033
Contratos de Compra de Energia ³	129.977	8.256	16.222	17.869	87.630
Projetos de construção de usina ⁴	964	729	20	215	-
Fornecedores - Suprimentos	1.788	605	575	124	484
Total de outros compromissos	132.729	9.590	16.817	18.208	88.114
Total das Obrigações Contratuais	159.259	14.692	24.251	25.168	95.147

(1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.

(2) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.

(3) Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2013. Veja item 10.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário e a nota explicativa 34 à nossas demonstrações financeiras consolidadas.

(4) Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável.

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renováveis;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2013, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 1.837 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Pagamos R\$ 816 milhões em 2013 e R\$ 1.394 milhões em 2012.

▪ 2012

Em 31 de dezembro de 2012, o capital de giro apresentava um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 576 milhões. A principal causa deste superávit foi em decorrência da geração própria de caixa e dos créditos de consumidores, compensado pelo endividamento a vencer nos próximos 12 meses (incluindo a provisão de encargos) e das obrigações com nossos fornecedores e outras contas a pagar.

As necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os sistemas de distribuição e conclusão dos projetos de geração renovável;
- Amortização ou refinanciamento de dívidas. Em 31 de dezembro de 2012, havia um saldo de dívida não-amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 1.729 milhões (excluindo efeito de encargos e derivativos);
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos pagos nos anos de 2012 e 2011 foi de R\$ 1.394 milhões e R\$ 1.230 milhões, respectivamente;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Financiamentos para aquisições. Pagamos R\$ 879 milhões em 2012 para aquisição de subsidiárias Jantus e Santa Luzia, e do Complexo Eólico Atlântica e Bons Ventos.

d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

As principais fontes de recursos são provenientes da geração de caixa operacional e financiamentos. Durante o ano de 2014, nossas controladas captaram recursos principalmente para (i) financiar os investimentos das nossas companhias distribuidoras e (ii) investir em nosso segmento de geração de energia renovável. Foram contratados novos financiamentos para investimento junto ao BNDES nas modalidades FINEM / FINAME, captações com instituições financeiras para o financiamento do capital de giro e emissões de debêntures.

A CPFL Energia tem adotado, desde o 2º semestre de 2011, uma estratégia de *pre-funding*, com o objetivo de acessar o mercado de capitais em condições mais favoráveis. Isso permite tanto liquidar antecipadamente a dívida ou carregar o caixa para melhorar sua liquidez. A CPFL Energia continuou adotando esta prática em 2014 para os débitos com vencimento em 2015 e continuará a adotar em 2015 para os débitos com vencimento em 2016. Utilizando esta estratégia, buscamos reduzir a exposição de fluxo de caixa da CPFL Energia assim como a exposição ao risco de taxas de juros.

Desta forma, as captações objetivam manter a liquidez do nosso grupo e um bom perfil de endividamento por meio do alongamento do prazo médio da dívida e redução do seu custo.

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 10.1.

Endividamento

2014 em comparação a 2013

O endividamento total apresentou um aumento em R\$ 2.129 milhões, ou 12,5%, de 31 de dezembro de 2013 para 31 de dezembro de 2014, principalmente em decorrência de:

- A emissão de debêntures no total de R\$ 1.005 milhões pela CPFL Geração (R\$ 705 milhões) para refinanciamento de dívida e investimento em projeto de controlada e pela CPFL Renováveis (R\$ 300 milhões) para reforço de capital de giro e investimento em projeto de controlada. Com a aquisição da DESA passamos a consolidar a primeira e segunda emissão de debêntures da DESA no montante de R\$ 262 milhões.
- Empréstimos do BNDES por meio do FINAME (Fundo Financiamento e Aquisições de Máquinas e Equipamentos –) e FINEM (Financiamento e Empreendimentos), no valor total de R\$ 543 milhões basicamente para cumprir o plano de investimento semestral para nossas maiores subsidiárias de distribuição (R\$ 91 milhões), para cumprir o investimento para nossas subsidiárias de geração renováveis (R\$ 389 milhões) bem como para cumprir o investimento para nossa subsidiárias de atividades de outros serviços (R\$ 63 milhões);
- Captação de recursos no valor de R\$ 1.574 milhões (dos quais R\$ 1.313 milhões em dívida expressa em dólares norte-americanos) na maioria de nossas subsidiárias distribuidoras e de geração, para reforçar o capital de giro, alongamento do perfil da dívida.

2013 em comparação a 2012

Nosso total de endividamento aumentou em R\$ 1.548 milhões, ou 10,0%, de 31 de dezembro de 2012 para 31 de dezembro de 2013, principalmente em decorrência de:

- A emissão de debêntures no total de R\$ 3.290 milhões pela (i) CPFL Energia (R\$ 1.290 milhões), (ii) CPFL Paulista (R\$ 505 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 235 milhões) e RGE (R\$ 170 milhões) para refinar dívidas com vencimento e reforçar o capital de giro e (iii) CPFL Geração (R\$ 460 milhões) para pagar antecipadamente notas promissórias;
- Empréstimos do BNDES por meio do FINAME (Fundo Financiamento e Aquisições de Máquinas e Equipamentos –) e FINEM (Financiamento e Empreendimentos), no valor total de R\$ 1.165 milhões

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

basicamente para cumprir o plano de investimento semestral para nossas maiores subsidiárias de distribuição (R\$ 303 milhões), assim como para cumprir o investimento para nossas subsidiárias de geração renováveis (R\$ 850 milhões); e

- Captação de recursos no valor de R\$ 1.261 milhões (dos quais R\$ 718 milhões em dívida expressa em dólares norte-americanos) na maioria de nossas subsidiárias distribuidoras e em nossa subsidiária indireta CPFL Renováveis, para reforçar o capital de giro, pagamentos de dívidas, refinar dívida e para cumprir o investimento em nosso segmento de geração renováveis.

Os principais objetivos destes financiamentos serão: (i) financiar os investimentos das nossas companhias distribuidoras e (ii) investir em nosso segmento de geração de energia renovável.

e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez.

Em 2015 e 2016, esperamos continuar a nos beneficiar das oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado através da emissão de debêntures e dívida para capital de giro, tanto interna como externa, e as oferecidas pelo governo por meio de linhas de financiamento fornecidas pelo BNDES, para expandir e modernizar o sistema de energia, para realizar novos investimentos no segmento de geração e para nos prepararmos para a possível consolidação no setor.

f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

2014

Em 31 de dezembro de 2014, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 19.150 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 3.441 milhões ou 18,0% eram expressos em dólares norte-americanos. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 3.526 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

2013

Em 31 de dezembro de 2013, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 17.021 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 2.008 milhões ou 11,8% eram expressos em dólares norte-americanos. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 1.837 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

2012

Em 31 de dezembro de 2012, nosso endividamento (incluindo encargos) era de R\$ 15.473 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 2.435 milhões ou 15,7% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 2.025 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais Contratos de Financiamentos em 2014 (incluindo encargos):

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 5.331 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a (a) empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.974 milhões), (b) financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 1.269 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e (c) empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Brasil, CPFL Esco, CPFL Telecom e CPFL Transmissão (R\$88 milhões).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2014, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 8.472 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 18 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2014, existia um saldo de R\$ 1.444 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos um saldo devedor de R\$ 482 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. A parte mais significativa desses empréstimos refere-se à CPFL Renováveis (R\$ 359 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 19 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos.* Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 3.441 milhões. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver Notas 17, 18 e 35 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Principais Contratos de Financiamentos em 2013 (incluindo encargos):

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos R\$ 4.973 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a (a) empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.431 milhões), e (b) financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras, principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, (R\$ 1.512 milhões).
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2013, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 7.791 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 17 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2013, existia um saldo de R\$ 1.669 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos um saldo devedor de R\$ 580 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. A parte mais significativa desses empréstimos refere-se à CPFL Renováveis (R\$ 515 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 28 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no IGP-M e têm juros a diversas taxas.
- *Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos.* Em 31 de dezembro de 2013, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 2.009 milhões. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver Notas 16, 17 e 34 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Principais Contratos de Financiamentos em 2012 (incluindo encargos):

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2012, havia R\$ 4.521 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a (i) empréstimos utilizados na construção de usinas de

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

geração de energia, especialmente CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 2.930 milhões) e (ii) financiamento de programas de investimento das subsidiárias, principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE (R\$ 1.536 milhões). Havia também R\$ 37 milhões de financiamentos relativos a capital de giro.

- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2012, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 6.195 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 17 de nossas demonstrações financeiras.
- *Capital de Giro:* Em 31 de dezembro de 2012, existia um saldo R\$ 1.819 milhões de empréstimos de capital de giro indexados ao CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2012, havia um saldo devedor de R\$ 503 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. A parte mais significativa destes empréstimos está relacionada às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 46 milhões) e geração (R\$ 450 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no IGP-M e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em Dólar americano.* CPFL Paulista contraiu empréstimos bilaterais denominados em dólares americanos. Em dezembro de 2012, o saldo devedor era de R\$ 47 milhões. Adicionalmente, havia recebíveis de longo prazo denominados em dólares no valor de R\$ 34 milhões em 31 de dezembro de 2012, que também diminuem a exposição à variação cambial.
- *Outras Dívidas denominadas em dólares americanos.* Em 31 de dezembro de 2012, havia outros financiamentos denominados em dólares cujo saldo devedor era de R\$ 2.388 milhões. Foram contratados *swaps* visando reduzir a exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 16, 17 e 34 de nossas demonstrações financeiras.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Na data deste Formulário de Referência, não há outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas no item (i) acima.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação entre as dívidas da Companhia, observado que determinadas dívidas foram contratadas com garantia real e, portanto, têm preferência sobre outras dívidas da Companhia em caso de falência até o limite da garantia real constituída.

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

Condições Restritivas

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a cláusulas financeiras e operacionais nos termos dos instrumentos financeiros, bem como das subsidiárias. Tais cláusulas incluem limitações relativas à possibilidade de venda ou garantia de ativos ou de realizar investimentos em terceiros.

BNDES

Os financiamentos junto ao BNDES restringem as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE: (i) a somente realizarem o pagamento de Dividendo e Juros sobre Capital Próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE

- Dívida onerosa líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo de 3,5;
- Dívida onerosa líquida dividida pela soma da dívida onerosa líquida e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90

CPFL Geração

Os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada indireta CERAN determina:

- Manutenção de Índice de Cobertura da Dívida em 1,3 vezes, durante o período de amortização;
- Restrições ao pagamento de dividendos à controlada CPFL Geração acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

CPFL Telecom

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Patrimônio líquido / (patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28; e
- Dívidas bancárias líquidas / EBITDA ajustado inferior a 3,75.

CPFL Renováveis

FINEM I e FINEM VI

- Manutenção de Índice de Cobertura da Dívida "ICSD" (Saldo de caixa do ano anterior + geração de caixa do ano corrente) / Serviço da dívida do ano corrente) em 1,2 vezes.
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria maior ou igual a 25%.

Em Dezembro de 2014 a controlada obteve do BNDES a dispensa para apuração do ICSD para o FINEM VI referente ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2014.

FINEM II e FINAME II

- Restrição à distribuição de dividendos caso não sejam atingidos Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,0 e Índice de Endividamento Geral menor ou igual a 0,8.

FINEM III

- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.

Em 2014 foi firmado aditamento contratual, tendo como objetivo a alteração do limite do indicador financeiro, Dívida Líquida/EBITDA (apurados na CPFL Energia), que passou de 4,00 para 3,75, bem como a metodologia de apuração.

FINEM V

- Manutenção de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes;
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria igual ou superior a 30%.

Em dezembro de 2014 a controlada obteve do Banco do Brasil a dispensa para apuração do ICSD referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

FINEM VII e X

- Manutenção anual de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes;
- Distribuição de dividendos limitada ao índice Exigível Total dividido pelo Patrimônio Líquido ex-Dividendos menor que 2,33.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

FINEM VIII e FINAME III

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 7,5 em 2013, 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 em 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2013 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis.

Em dezembro de 2014 as controladas Bio Alvorada e Bio Coopcana obtiveram do BNDES a dispensa para apuração do ICSD e do Índice de Dívida Líquida/EBITDA de cumprimento obrigatório por parte da controladora CPFL Renováveis, referente ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2014.

FINEM IX e FINEM XIII

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3.

FINEM XI e FINAME I

- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,0 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.

Em 30 de dezembro de 2014 a Companhia obteve do BNDES a dispensa para apuração do índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA do FINEM XI e FINAME I, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

FINEM XII

- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida das controladas indiretas Campo dos Ventos II, Energias Renováveis S.A., SPE Macacos Energia S.A., SPE Costa Branca Energia S.A., SPE Juremas Energia S.A. e SPE Pedra Preta Energia S.A. maior ou igual a 1,3, após o início de amortização;
- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Consolidado maior ou igual a 1,3 apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Eólica Holding S.A., após o início de amortização.

FINEM XIV

- Manutenção semestral do Índice de Capital Próprio (ICP), definido pela relação Patrimônio Líquido sobre o Ativo Total, igual ou superior a 30% do investimento total do projeto, bem como Índice de Cobertura do Serviço da dívida igual ou maior a 1,3 durante o período de amortização.

FINEM XV

- Manutenção trimestral do Índice de Capitalização Própria (ICP) igual ou superior a 25% (vinte e cinco por cento), definido como a razão entre o Patrimônio Líquido e o Ativo Total;
- Manutenção trimestral do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida de, no mínimo 1,2, durante o período de amortização.

FINEM XVI

- Manutenção anual do Índice de Cobertura da Dívida igual ou maior a 1,20, durante o período de amortização. Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Consolidado maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Desa Eólicas S.A.

HSBC

- A partir de 2014 há a obrigação de manter a relação entre Dívida Líquida e EBITDA inferior a 4,50 em junho de 2014, 4,25 em dezembro de 2014, 4,00 em junho de 2015 e 3,50 nos demais semestres até a quitação.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

NIB

- Manutenção semestral de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes;
- Manutenção razão entre Dívida Total e Patrimônio Líquido igual ou superior a 30%;
- Manutenção de Índice de Cobertura da Duração do Financiamento maior ou igual a 1,7.

Banco do Brasil

Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida de, no mínimo, 1,2, durante o período de amortização.

Banco do Brasil – Capital de Giro – CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25.

(*) Apenas para as dívidas contratadas em 2010, cujos saldos em 31 de dezembro de 2014 são R\$73.758 para CPFL Paulista, R\$ 6.784 para CPFL Piratininga e R\$ 31.894 para RGE

Captações em moeda estrangeira - Bank of America, J.P Morgan, Citibank, Morgan Stanley, Scotiabank, Bank of Tokyo e Santander

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei nº 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

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

Diversos empréstimos e financiamentos das controladas diretas e indiretas estão sujeitos à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia ou na estrutura societária das controladas que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da Companhia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia, exceto se ao menos um dos acionistas (Camargo Corrêa e Previ) permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle pela Companhia.

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

A Administração da Companhia e de suas controladas monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia e de suas controladas, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2014.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Debêntures

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia e de suas controladas a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Os principais índices são os seguintes:

CPFL Paulista (6ª e 7ª emissões), CPFL Piratininga (3ª, 6ª e 7ª emissões), RGE (6ª e 7ª emissões), CPFL Geração (3ª, 5ª, 6ª, 7ª e 8ª emissões), CPFL Brasil e CPFL Santa Cruz

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75;
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25.

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

CPFL Renováveis

- 1ª emissão CPFL Renováveis:

- Índice de cobertura do serviço da dívida operacional maior ou igual a 1,00;
- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,05;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual a 7,5 em 2013, 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante;
- EBITDA dividido pela Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 1,75

- 2ª emissão CPFL Renováveis

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA inferior ou igual a 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante. Tais índices serão medidos anualmente.

- 1ª emissão controlada indireta PCH Holding 2 S.A:

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida da controlada Santa Luzia maior ou igual a 1,2 a partir de setembro de 2014;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA inferior ou igual a 7,5 em 2013, 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante.

- 2ª emissão – Dobrevê Energia S/A (DESA):

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/Dividendos Recebidos menor ou igual a 5,5 em 2014, 5,5 em 2015, 4,0 em 2016, 3,5 em 2017 e 3,5 em 2018.

Diversas debêntures das controladas e empreendimentos controlados em conjunto estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Companhia ou na estrutura societária das controladas que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da Companhia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia.

O não cumprimento das restrições mencionadas acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato.

A Administração da Companhia e de suas controladas monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia e de suas controladas, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2014.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes aos últimos três exercícios sociais, estão apresentados nas tabelas abaixo:

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2014 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Paulista	67%	33% ¹
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2012	CPFL Piratininga	66%	34% ¹
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	RGE	87%	13% ¹
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Santa Cruz	86%	14%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2014	CPFL Leste Paulista	51%	49%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Sul Paulista	57%	43%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2014	CPFL Jaguari	40%	60%
BNDES / Investimento - CCB Santander	Em 2014	CPFL Mococa	41%	59%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Renováveis	95%	5% ¹
BNDES / Investimento - FINEM XII	Em 2012	CPFL Renováveis	98%	2% ¹
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	91%	9%
BNDES / Investimento - FINEP I	Em 2013	CPFL Renováveis	33%	67%
BNDES / Investimento - FINEP II	Em 2014	CPFL Renováveis	83%	17%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2014	CPFL Renováveis	12%	88%
BNDES / Investimento - FINEME	Em 2014	CPFL Transmissão	55%	45%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Telecom	37%	63%

¹ Saldo remanescente foi cancelado.

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2013 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Paulista	63%	37%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2012	CPFL Piratininga	60%	40%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	RGE	84%	16%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Leste Paulista	87%	13% ¹
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Sul Paulista	84%	16% ¹
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Renováveis	84%	16%
BNDES / Investimento - FINAME III	Em 2012	CPFL Renováveis	70%	30%
BNDES / Investimento - FINEM XII	Em 2013	CPFL Renováveis	85%	15%

¹ Saldo remanescente foi cancelado.

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2012 - % de Limite	
			Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2010	CPFL Renováveis	95%	5% ¹
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Paulista	43%	57%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2012	CPFL Piratininga	38%	62%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	RGE	50%	50%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Santa Cruz	96%	4% ¹
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Leste Paulista	86%	14%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2012	CPFL Sul Paulista	82%	18%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Renováveis	82%	18%
BNDES / Investimento - FINEM VIII	Em 2012	CPFL Renováveis	47%	53%
BNDES / Investimento - FINAME III	Em 2012	CPFL Renováveis	47%	53%

¹ Saldo remanescente foi cancelado.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Nossa administração apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado consolidados referentes aos exercícios sociais encerrados em de 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

ATIVO	Balanço Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)							
	2014	AH%	AV%	2013	AH%	AV%	2012	AV%
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa	4.357	3,6%	12,4%	4.206	72,7%	13,6%	2.435	8,4%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.251	12,1%	6,4%	2.008	-8,9%	6,5%	2.205	7,6%
Dividendo e juros sobre o capital próprio	54	-1,4%	0,2%	55	0,5%	0,2%	55	0,2%
Títulos e valores mobiliários	5	-78,5%	0,0%	25	306,7%	0,1%	6	0,0%
Tributos a compensar	330	25,6%	0,9%	262	4,6%	0,8%	251	0,9%
Derivativos	23	1162,5%	0,1%	2	100,0%	0,0%	1	0,0%
Ativo financeiro setorial	611	100,0%	1,7%	-	-	-	-	-
Estoques	19	-14,4%	0,1%	22	-41,6%	0,1%	37	0,1%
Arrendamentos	12	15,2%	0,0%	11	10,4%	0,0%	10	0,0%
Ativo financeiro da concessão	540	100,0%	1,5%	-	-100,0%	0,0%	34	0,1%
Outros créditos	1.011	50,2%	2,9%	673	31,8%	2,2%	511	1,8%
Total do circulante	9.215	26,8%	26,3%	7.264	31,0%	23,4%	5.545	19,2%
Não circulante								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	123	-19,8%	0,4%	154	-5,0%	0,5%	162	0,6%
Coligadas, controladas e controladora	101	16,2%	0,3%	87	100,0%	0,3%	-	0,0%
Depósitos judiciais	1.162	1,7%	3,3%	1.143	1,6%	3,7%	1.125	3,9%
Tributos a compensar	144	-16,7%	0,4%	173	-16,3%	0,6%	207	0,7%
Ativo financeiro setorial	322	100,0%	0,9%	-	-	-	-	-
Derivativos	585	84,7%	1,7%	317	-34,9%	1,0%	486	1,7%
Créditos fiscais diferidos	938	-19,7%	2,7%	1.169	-7,1%	3,8%	1.258	4,3%
Arrendamentos	35	-7,0%	0,1%	38	19,3%	0,1%	32	0,1%
Ativo financeiro da concessão	2.835	1,7%	8,1%	2.787	19,0%	9,0%	2.343	8,1%
Investimentos ao custo	117	0,0%	0,3%	117	0,0%	0,4%	117	0,4%
Outros créditos	389	31,3%	1,1%	296	-13,9%	1,0%	344	1,2%
Investimentos	1.099	6,4%	3,1%	1.033	1,0%	3,3%	1.022	3,5%
Imobilizado	8.878	15,0%	25,3%	7.717	8,6%	24,9%	7.104	24,6%
Intangível	9.156	4,7%	26,1%	8.748	-4,7%	28,2%	9.180	31,7%
Total do não circulante	25.884	8,9%	73,7%	23.778	1,7%	76,6%	23.379	80,8%
Total do Ativo	35.099	13,1%	100,0%	31.043	7,3%	100,0%	28.924	100,0%

Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 4.357 milhões em 2014, que representa 12,4% do total do ativo, apresentou um aumento de 3,6% (R\$ 151 milhões), comparado a 2013, decorrente: (i) da geração de caixa de R\$ 1.593 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 4.463 milhões) compensado pelo pagamento de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 1.334 milhões) e de imposto de renda e CSLL (R\$ 552 milhões) e dos ativos e passivos setoriais não recebidos (R\$ 911 milhões); (ii) do consumo de caixa de R\$ 933 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 1.062 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração renovável e (iii) do consumo de caixa de R\$ 509 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente do pagamento de dividendos (R\$ 1.017 milhões) compensado das captações de empréstimos e debêntures, líquidas das amortizações (R\$ 507 milhões).

O saldo de R\$ 4.206 milhões em 2013, que representa 13,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 72,7% (R\$ 1.771 milhões), comparado a 2012, decorrente: (i) da geração de caixa de R\$ 2.518 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 4.227 milhões) compensado pelo pagamento de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 1.093 milhões) e de imposto de renda e CSLL (R\$ 560 milhões); (ii) da geração de caixa de R\$ 948 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente da captação de empréstimos e debêntures, líquida das amortizações, e oferta pública de ações (R\$ 1.837 milhões), compensado pelo pagamento de dividendos (R\$ 839 milhões) e (iii) da utilização de caixa de R\$ 1.695 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 1.734 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração renovável.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O saldo de R\$ 2.435 milhões em 2012, que representa 8,4% do total do ativo, apresentou uma redução de 8,6% (R\$ 228 mil), comparado a 2011, decorrente basicamente: (i) da utilização caixa de R\$ 3.361 milhões nas atividades de investimentos, basicamente, pela adição e aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 2.460 milhões) e aquisição de participações societárias (R\$ 879 milhões); compensada (ii) pela geração de R\$ 1.989 milhões de caixa nas atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 3.945 milhões) compensado aumento ou redução de ativos e passivos operacionais (R\$ 321 milhões), pelo pagamento de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 866 milhões) e pelo pagamento de imposto de renda e CSLL (R\$ 769 milhões); e (iii) pela geração R\$ 1.143 milhões de caixa em atividades de financiamentos devido captações de empréstimos e debêntures, líquido das amortizações (R\$ 2.550 milhões) compensado com o pagamento de dividendo (R\$ 1.407 milhões).

Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo de R\$ 2.375 milhões em 2014, que representa 6,8% do total do ativo, apresentou um aumento de 9,8% (R\$ 213 milhões), comparado a 2013, devido basicamente ao aumento nas tarifas médias, das três principais distribuidoras.

O saldo de R\$ 2.008 milhões em 2013, que representa 6,5% do total do ativo, apresentou uma redução de 8,9% (R\$ 197 milhões), comparado a 2012, devido basicamente a redução nas tarifas médias de 16,3%.

O saldo de R\$ 2.205 milhões em 2012 que representa 7,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 18,5% (R\$ 344 milhões), comparado a 2011, devido basicamente ao aumento das vendas (Faturamento do mês de Dez/2012 comparado com Dez/2011).

Créditos e débitos fiscais diferidos:

O saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 447 milhões em 2014, apresentou um aumento R\$ 499 milhões, comparado ao saldo dos créditos fiscais líquidos de R\$ 52 milhões de 2013, em função basicamente das diferenças temporariamente indedutíveis de imposto de renda (R\$ 288 milhões) e contribuição social (R\$ 105 milhões), decorrente principalmente do Intangível - direito de exploração de autorização em controladas indiretas adquiridas e do benefício fiscal do ágio incorporado (R\$ 63 milhões).

O saldo dos créditos fiscais líquidos de R\$ 52 milhões em 2013, apresentou uma redução de R\$ 50 milhões, comparado aos créditos fiscais líquidos de R\$ 102 milhões de 2012, cujo o montante e a variação de 2012 para 2013 não são relevantes para a Companhia.

Ativo Financeiro da Concessão:

O saldo de R\$ 3.375 milhões em 2014, de R\$ 2.787 milhões em 2013, e de R\$ 2.377 milhões em 2012, que representam 9,6%, 9,0% e 8,2% do total do ativo, respectivamente, apresentaram aumento de 21,1% (R\$ 588 milhões), 17,2% (R\$ 410 milhões) e 70,2% (R\$ 966 milhões), respectivamente, devido basicamente dos investimentos na infraestrutura referente serviço de distribuição pelas controladas de distribuição, para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa.

Imobilizado:

O saldo de R\$ 8.878 milhões em 2014, que representa 25,3% do ativo total, apresentou um aumento de 15,0% (R\$ 1.161 milhões) comparado a 2013 decorrente, basicamente, dos ativos adquiridos reconhecidos na data da aquisição de Rosa dos Ventos e da DESA no montante de R\$ 1.346 milhões, investimentos no montante de R\$ 338 milhões, principalmente em projetos em construção da CPFL Renováveis, compensado pela depreciação do exercício de R\$ 421 milhões e baixa de R\$ 97 milhões.

O saldo de R\$ 7.717 milhões em 2013, que representa 24,9% do ativo total, apresentou um aumento de 8,6% (R\$ 613 milhões) comparado a 2012 decorrente, basicamente, dos investimentos no montante de R\$ 931 milhões, principalmente em projetos em construção da CPFL Renováveis no valor de R\$ 826 milhões, compensado pela depreciação do exercício de R\$ 331 milhões.

Intangível:

O saldo de R\$ 9.156 milhões em 2014, que representa 26,1% do total do ativo, apresentou um aumento de 4,7% (R\$ 408 milhões), comparado a 2013, decorrente principalmente: (i) do ativo intangível de combinação de negócios reconhecido na data da aquisição da DESA e de Rosa dos Ventos, pela controlada CPFL Renováveis, no montante de R\$ 860 milhões; (ii) pelos investimentos para ampliação, manutenção,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 729 milhões; compensada (iii) pela amortização do exercício de R\$ 740 milhões, e (iv) pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 436 milhões.

O saldo de R\$ 8.748 milhões em 2013, que representa 28,2% do total do ativo, apresentou uma redução de 4,7% (R\$ 432 milhões), comparado a 2012, decorrente principalmente: (i) da amortização do exercício de R\$ 727 milhões; (ii) transferência para o ativo financeiro da concessão e outros ativos no montante de R\$ 521 milhões e R\$ 43 milhões, respectivamente; compensado (iii) pelos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 861 milhões.

Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)							
	2014	AH%	AV%	2013	AH%	AV%	2012	AV%
Circulante								
Fornecedores	2.374	26,0%	6,8%	1.885	11,6%	6,1%	1.689	5,8%
Encargos de dívidas	98	-22,5%	0,3%	126	-8,8%	0,4%	138	0,5%
Encargos de debêntures	293	80,8%	0,8%	162	70,7%	0,5%	95	0,3%
Empréstimos e financiamentos	1.094	-27,8%	3,1%	1.515	6,7%	4,9%	1.419	4,9%
Debêntures	2.042	5755,9%	5,8%	35	-88,8%	0,1%	310	1,1%
Entidade de previdência privada	85	11,1%	0,2%	77	48,6%	0,2%	52	0,2%
Taxas regulamentares	44	35,3%	0,1%	32	-70,8%	0,1%	111	0,4%
Impostos, taxas e contribuições	436	37,2%	1,2%	318	-26,0%	1,0%	430	1,5%
Dividendo e juros sobre capital próprio	19	-10,1%	0,1%	21	-20,0%	0,1%	27	0,1%
Obrigações estimadas com pessoal	70	3,9%	0,2%	68	-6,1%	0,2%	72	0,2%
Derivativos	0	100,0%	0,0%	-	100,0%	0,0%	0	0,0%
Passivo financeiro setorial	22	100,0%	0,1%	-	-	-	-	-
Uso do bem público	4	7,0%	0,0%	4	24,6%	0,0%	3	0,0%
Outras contas a pagar	836	26,0%	2,4%	664	6,5%	2,1%	623	2,2%
Total do circulante	7.417	51,2%	21,1%	4.906	-1,3%	15,8%	4.968	17,2%
Não circulante								
Fornecedores	1	100,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	4	0,0%
Encargos de dívidas	61	39,9%	0,2%	43	-30,3%	0,1%	62	0,2%
Encargos de Debêntures	-	-100,0%	0,0%	32	100,0%	0,1%	-	0,0%
Empréstimos e financiamentos	9.427	24,9%	26,9%	7.546	-1,5%	24,3%	7.658	26,5%
Debêntures	6.136	-18,9%	17,5%	7.562	30,6%	24,4%	5.790	20,0%
Entidade de previdência privada	518	47,8%	1,5%	351	-57,8%	1,1%	831	2,9%
Impostos, taxas e contribuições	-	-100,0%	0,0%	33	100,0%	0,1%	-	0,0%
Débitos fiscais diferidos	1.385	24,0%	3,9%	1.117	-3,4%	3,6%	1.156	4,0%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	491	4,9%	1,4%	468	34,1%	1,5%	349	1,2%
Derivativos	13	351,5%	0,0%	3	100,0%	0,0%	-	0,0%
Uso do bem público	81	2,0%	0,2%	79	4,2%	0,3%	76	0,3%
Outras contas a pagar	184	76,7%	0,5%	104	-23,4%	0,3%	136	0,5%
Total do não circulante	18.297	5,5%	52,1%	17.339	7,9%	55,9%	16.063	55,5%
Patrimônio líquido								
Capital social	4.793	0,0%	13,7%	4.793	0,0%	15,4%	4.793	16,6%
Reservas de capital	468	62,7%	1,3%	288	26,0%	0,9%	228	0,8%
Reserva legal	651	7,9%	1,9%	603	8,4%	1,9%	556	1,9%
Reserva de retenção de lucros para investimento	555	409,2%	1,6%	109	-66,7%	0,4%	327	1,1%
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	330	24,7%	0,9%	265	100,0%	0,9%	-	0,0%
Dividendo	(0)	-100,0%	0,0%	568	24,5%	1,8%	456	1,6%
Resultado abrangente acumulado	146	-63,3%	0,4%	398	100,0%	1,3%	(37)	-0,1%
Lucros acumulados	(0)	100,0%	0,0%	(0)	-100,0%	0,0%	56	0,2%
	6.944	-1,1%	19,8%	7.024	10,1%	22,6%	6.381	22,1%
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.441	37,5%	7,0%	1.775	17,5%	5,7%	1.510	5,2%
Total patrimônio líquido	9.385	6,7%	26,7%	8.799	11,5%	28,3%	7.891	27,3%
Total do passivo e patrimônio líquido	35.099	13,1%	100,0%	31.043	7,3%	100,0%	28.923	100,0%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Fornecedores:

O saldo de R\$ 2.375 milhões em 2014, que representa 6,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 26,0% (R\$ 489 milhões) comparado a 2013, decorrente basicamente do (i) aumento no custo com energia comprada no montante de R\$ 595 milhões, (ii) compensado parcialmente pela redução com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 88 milhões.

O saldo de R\$ 1.885 milhões em 2013, que representa 6,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 11,6% (R\$ 196 milhões) comparado a 2012, decorrente basicamente do (i) aumento no custo com energia comprada no montante de R\$ 329 milhões, e (ii) compensado parcialmente pela redução de encargos de uso de sistemas de Transmissão e Distribuição de R\$ 152 milhões.

Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 19.150 milhões em 2014, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 54,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 12,5% (R\$ 2.129 milhões) comparado a 2013, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 3.186 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios de geração e distribuição de energia elétrica; pelos encargos e atualizações monetárias incorridos de R\$ 612 milhões; pela dívida reconhecida na data da aquisição de Rosa dos Ventos e da DESA no montante de R\$ 1.010 milhões, compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 2.679 milhões.

O saldo de R\$ 17.021 milhões em 2013, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 54,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 10,0% (R\$ 1.548 milhões) comparado a 2012, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 5.958 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios, como por exemplo, para financiamento dos projetos em fase de construção na controlada CPFL Renováveis, compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 4.449 milhões.

As principais captações de 2014, 2013 e 2012 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras.

Reserva de Capital:

O saldo de R\$ 468 milhões em 2014, que representa 1,3% do total do passivo e patrimônio líquido, foi constituído em decorrência: : (i) da combinação de negócios da DESA pela controlada CPFL Renováveis, em 2014, de R\$ 180 milhões; (ii) do efeito da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis, em 2013, de R\$ 60 milhões e (iii) da combinação de negócios da CPFL Renováveis em 2011 de R\$ 228 milhões.

Reserva Legal:

A variação refere-se à constituição da Reserva Legal, correspondente a 5% do Lucro Líquido do Exercício.

Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão:

Refere-se ao efeito do registro, pelas controladas de distribuição, da atualização do ativo financeiro da concessão no resultado do exercício e, por se tratar de resultado cuja realização financeira se dará apenas no momento da indenização (ao final da concessão), estes montantes são retidos.

O saldo de R\$ 327 milhões em 2012 estava registrado como reserva de retenção de lucros para investimento. Em 2013, com a criação da reserva estatutária – ativo financeiro da concessão, o saldo de 2012 da reserva de retenção de lucros para investimento foi reclassificado para a reserva estatutária de ajustes do ativo financeiro da concessão.

Reserva estatutária – reforço de capital de giro:

Para este exercício, tendo em vista que já foram distribuídos, a título de dividendo o montante de R\$ 422 milhões, valor superior ao dividendo obrigatório, e considerando (i) o atual cenário econômico, (ii) a falta de previsibilidade da situação hidrológica e, (iii) as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras devido a campanhas de eficiência energética e aumentos extraordinários de tarifas, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 555 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

	Demonstração do Resultado Consolidado (em milhões de reais)							
	2014	AH%	AV%	2013	AH%	AV%	2014	AV%
Receita operacional	22.796	17,9%	131,7%	19.339	-9,7%	132,2%	21.422	142,3%
Fornecimento de energia elétrica	10.246	19,3%	59,2%	8.591	1,2%	58,7%	8.493	56,4%
Suprimento de energia elétrica	3.145	24,7%	18,2%	2.522	11,4%	17,2%	2.264	15,0%
Receita de construção de infraestrutura da concessão	945	-5,9%	5,5%	1.004	-25,7%	6,9%	1.352	9,0%
Outras receitas operacionais	8.460	17,1%	48,9%	7.222	-22,5%	49,3%	9.314	61,9%
Deduções da receita operacional	(5.490)	16,7%	-31,7%	(4.706)	-26,1%	-32,2%	(6.367)	-42,3%
Receita operacional líquida	17.306	18,3%	100,0%	14.634	-2,8%	100,0%	15.055	100,0%
Custo com energia elétrica	(10.643)	29,8%	-61,5%	(8.197)	6,1%	-56,0%	(7.726)	-51,3%
Energia comprada para revenda	(10.158)	36,0%	-58,7%	(7.469)	21,4%	-51,0%	(6.152)	-40,9%
Encargo de uso do sist transm distrib	(485)	-33,3%	-2,8%	(728)	-53,8%	-5,0%	(1.574)	-10,5%
Despesa operacional	(4.123)	1,4%	-23,8%	(4.067)	-10,8%	-27,8%	(4.558)	-30,3%
Pessoal	(852)	17,8%	-4,9%	(724)	2,2%	-4,9%	(708)	-4,7%
Entidade de previdência privada	(48)	-21,9%	-0,3%	(62)	-477,4%	-0,4%	16	0,1%
Material	(118)	11,0%	-0,7%	(106)	-51,2%	-0,7%	(218)	-1,4%
Serviço de terceiros	(526)	8,0%	-3,0%	(487)	-12,2%	-3,3%	(555)	-3,7%
Depreciação/amortização	(875)	15,4%	-5,1%	(758)	-9,8%	-5,2%	(840)	-5,6%
Amortização de intangível de concessão	(285)	-4,0%	-1,6%	(297)	3,8%	-2,0%	(286)	-1,9%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(942)	-6,2%	-5,4%	(1.004)	-25,7%	-6,9%	(1.352)	-9,0%
Outros	(476)	-24,4%	-2,8%	(629)	2,1%	-4,3%	(616)	-4,1%
Resultado do serviço	2.540	7,2%	14,7%	2.370	-14,5%	16,2%	2.771	18,4%
Resultado financeiro	(1.089)	12,1%	-6,3%	(971)	26,6%	-6,6%	(768)	-5,1%
Receitas financeiras	890	27,3%	5,1%	699	-2,9%	4,8%	720	4,8%
Despesas financeiras	(1.980)	18,5%	-11,4%	(1.671)	12,3%	-11,4%	(1.488)	-9,9%
Equivalência patrimonial	60	-50,7%	0,3%	121	100,0%	0,8%	-	0,0%
Resultado antes dos tributos	1.510	-0,6%	8,7%	1.519	-24,2%	10,4%	2.003	13,3%
Contribuição social	(169)	7,8%	-1,0%	(157)	-21,2%	-1,1%	(199)	-1,3%
Imposto de renda	(455)	10,0%	-2,6%	(413)	-24,5%	-2,8%	(548)	-3,6%
Lucro Líquido	886	-6,6%	5,1%	949	-24,5%	6,5%	1.257	8,3%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	949	1,3%	5,5%	937	-23,5%	6,4%	1.226	8,1%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	-	63	-640,0%	12	-62,3%	0,1%	31	0,2%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Receita operacional líquida:

A receita operacional líquida corresponde a receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos quadro comparativo das receitas em 2014, 2013 e 2012.

	2014			2013			2014	
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh
Receita Operacional Líquida								
Residencial	6.534	16.501	14,4%	5.710	15.426	-13,9%	6.632	14.567
Industrial	3.872	14.144	7,4%	3.605	14.691	-11,8%	4.086	14.536
Comercial	3.471	9.437	17,4%	2.956	8.837	-12,8%	3.389	8.714
Rural	497	2.326	19,7%	415	2.081	-15,7%	493	2.093
Poderes Públicos	477	1.295	17,1%	407	1.234	-9,8%	451	1.220
Iluminação Pública	315	1.622	10,8%	284	1.586	-17,6%	345	1.525
Serviço Público	567	1.861	16,5%	487	1.820	-10,4%	543	1.864
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(84)	-	40,7%	(60)	-	142,4%	(25)	-
Fornecimento Faturado	15.648	47.187	13,4%	13.805	45.675	-13,3%	15.914	44.519
Consumo Próprio	-	34	0,0%	-	34	0,0%	-	33
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	63		-14,1%	74		-46,3%	137	
Encargos Emergenciais - ECE/EAEE	-		0,0%	-		0,0%	-	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	(5.465)		3,4%	(5.287)		-30,0%	(7.558)	
Fornecimento de Energia Elétrica	10.246	47.221	19,3%	8.591	45.709	1,2%	8.493	44.552
Furnas Centrais Elétricas S.A.	478	3.026	8,1%	442	3.026	7,3%	412	3.034
Outras Concessionárias e Permissonárias	1.691	9.628	-9,8%	1.874	10.918	15,8%	1.619	9333
Energia Elétrica de Curto Prazo	976	2.334	374,0%	206	1.031	-11,6%	233	2.062
Suprimento de Energia Elétrica	3.145	14.988	24,7%	2.522	14.975	11,4%	2.264	14.428
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	5.465		3,4%	5.287		-30,0%	7.558	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	991		2,6%	966		-31,6%	1.412	
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(18)		23,7%	(15)		94,8%	(7)	
Receita de construção da infraestrutura de concessão	945		-5,9%	1.004		-25,7%	1.352	
Ativo e passivo financeiro setorial	911		100,0%	-		0,0%	-	
Aporte CDE	771		22,8%	628		1105,2%	52	
Outras receitas e rendas	341		-4,2%	356		18,9%	299	
Outras Receitas Operacionais	9.405		14,3%	8.226		-22,9%	10.666	
Receita Operacional Bruta	22.796		17,9%	19.339		-9,7%	21.422	
ICMS	(3.107)		11,9%	(2.777)		-12,6%	(3.179)	
PIS	(336)		23,8%	(271)		-8,9%	(298)	
COFINS	(1.548)		24,1%	(1.247)		-8,9%	(1.369)	
ISS	(8)		36,8%	(6)		12,5%	(5)	
Reserva Global De Reversão - RGR	(2)		-37,7%	(4)		-96,3%	(101)	
Conta Cons Combustível - CCC	-		-100,0%	(34)		-94,2%	(598)	
Conta Desenv Energético - CDE	(272)		74,9%	(155)		-73,4%	(584)	
Programa de P & D e Eficiência Energética	(118)		5,8%	(111)		-28,3%	(155)	
PROINFA	(101)		1,3%	(99)		27,4%	(78)	
Encargos Emergenciais - ECE/EAEE	-		0,0%	-		0,0%	-	
IPI	-		0,0%	-		0,0%	-	
Deduções das Receitas	(5.490)		16,7%	(4.706)		-26,1%	(6.367)	
Receita Operacional Líquida	17.306		18,3%	14.634		-2,8%	15.055	

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2014, comparado com 2013:

Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2014 foi de R\$ 22.796 milhões, representando um aumento de 17,9% (R\$ 3.457 milhões) quando comparado com 2013.

Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 13,4% (R\$ 1.843 milhões) no fornecimento faturado, justificado pela: (i) aumento de 9,7% (R\$ 1.342 milhões) nas tarifas médias praticadas, bem como pelo aumento de 3,3% (R\$ 501 milhões) na quantidade de energia vendida;
- Aumento de 24,7% (R\$ 623 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente pelo (i) aumento de R\$ 770 milhões na venda de energia de curto prazo devido ao aumento do preço médio em 109,4% (R\$ 225 milhões) e pelo aumento na quantidade energia vendida em 126,4% (R\$ 545 milhões); (ii) Aumento de R\$ 36 milhões na venda à Furnas - efeito do IGP-M; compensado pela (iii) redução de R\$ 184 milhões em outras concessionárias, permissonárias e autorizadas, basicamente pela redução na quantidade de energia vendida de 11,8% (R\$ 227 milhões) e aumento do preço médio de 2,3% (R\$ 43 milhões).
- Aumento de R\$ 911 milhões referente ao reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota 3.14 e 8 de nossas demonstrações financeiras).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento de 3,3% (R\$ 268 milhões) em outras receitas operacionais devido principalmente: (i) aumento em subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE (R\$ 143 milhões), (ii) aumento na receita de TUSD consumidor cativo (R\$ 177 milhões) em virtude, principalmente, do aumento da tarifa, compensado parcialmente pela (iii) redução de 5,9% (R\$ 59 milhões) de receita com relação à construção de infraestrutura de concessão, como resultado de menores investimentos.

Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2014 foram de R\$ 5.490 milhões, apresentando um aumento de 16,7% (R\$ 784 milhões) comparado com 2013. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 11,9% (R\$ 329 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência do aumento do fornecimento faturado;
- Aumento de 24,0% (R\$ 365 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do fornecimento e suprimento de energia elétrica e outras receitas; e
- Aumento de 21,9% (R\$ 88 milhões) referente os encargos setoriais, sendo decorrente basicamente da (i) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 116 milhões), (ii) Programa de P & D e Eficiência Energética (R\$ 6 milhões) compensada parcialmente pela redução da Conta de Consumo de Combustível – CCC (R\$ 34 milhões).

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2013, comparado com 2012:

Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2013 foi de R\$ 19.339 milhões, representando uma redução de 9% (R\$ 1.910 milhões) quando comparado com 2012.

Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 13,3% (R\$ 2.109 milhões) no fornecimento faturado, justificado pela: (i) redução de 15,4% (R\$ 2.451 milhões) nas tarifas médias praticadas, parcialmente compensadas pelo aumento de 2,5% (R\$ 341 milhões) na quantidade de energia vendida;
- Aumento de 20,8% (R\$ 434 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente por (i) CPFL Renováveis (R\$ 178 milhões), em função de entrada em operação das usinas Atlântica, Salto Goes, Bio Coopcana, Bio Alvorada, Campo dos Ventos II e Solar, (ii) Aumento de R\$ 396 milhões em outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, basicamente pelo aumento na quantidade de energia vendida de 17,0% e aumento do preço médio de 8,4%,(iii) Aumento de R\$ 30 milhões na venda à Furnas - efeito do IGP-M; e (iv) aumento R\$ 8 milhões na venda de energia de curto prazo devido ao aumento do preço médio em 108,3%.
- Redução de 25,7% (R\$ 348 milhões) de receita com relação à construção de infraestrutura de concessão, como resultado de menores investimentos.
- Aumento de 10,1% (R\$ 177 milhões) em outras receitas operacionais devido principalmente: (i) aumento em subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE (R\$ 576 milhões), (ii) arrendamento e aluguel (R\$ 23 milhões), (iii) aumento na receita do segmento de serviços (R\$ 28 milhões), compensado pela redução na receita de TUSD consumidor livre (R\$ 447 milhões) em virtude, principalmente, da redução da tarifa.

Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2013 foram de R\$ 4.706 milhões, apresentando uma redução de 26% (R\$ 1.652 milhões) comparado com 2012. Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 12,6% (R\$ 402 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência da queda do fornecimento faturado;
- Redução de 8,8% (R\$ 147 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente a redução do fornecimento e suprimento de energia elétrica e outras receitas;
- Redução de 85,0% (R\$ 1.090 milhões) referente os encargos setoriais, sendo: (i) Reserva Global De Reversão - RGR (R\$ 97 milhões); (ii) Conta de Consumo de Combustível – CCC (R\$ 564 milhões), e (iii) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 429 milhões).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2014, comparado com 2013:

O Custo com Energia Elétrica em 2014 totalizou R\$ 10.643 milhões, representando um aumento de 29,8% (R\$ 2.446 milhões) comparado com 2013, apresentando as seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:
Aumento de 36,0% (R\$ 2.689 milhões), devido principalmente ao aumento nos preços médios, em função da grande exposição e variação da apuração do preço "PLD", dos reajustes de preços e da variação cambial da compra de Itaipu.
- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:
Redução de 33,3% (R\$ 242 milhões) devido principalmente aos: (i) Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 422 milhões) líquido do aporte CDE/CCEE; (ii) Encargos de Energia de Reserva (R\$ 22 milhões); compensado pelos (iii) aumentos dos Encargos de Rede Básica (R\$ 168 milhões) devido a reajuste das transmissoras, e (iv) créditos de PIS e Cofins (R\$ 27 milhões).

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2013, comparado com 2012:

O Custo com Energia Elétrica em 2013 totalizou R\$ 8.197 milhões, representando um aumento de 0,7% (R\$ 56 milhões) comparado com 2012, apresentando as seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:
Aumento de 11% (R\$ 739 milhões), devido principalmente ao aumento nos preços médios, em função da grande exposição e variação da apuração do preço "PLD", dos reajustes de preços e da variação cambial da compra de Itaipu.
- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:
Redução de 52,2% (R\$ 795 milhões) devido principalmente aos Encargos de Rede Básica (R\$ 568 milhões) devido a reajuste das transmissoras; Encargos de Energia de Reserva (R\$ 52 milhões), Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 57 milhões) líquido da recuperação de custos através de aportes da CDE e Encargos de Conexão (R\$ 35 MM).

Custos e Despesas Operacionais:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 4.123 milhões, uma redução de 1,4 % (R\$ 55 milhões) quando comparado com 2013. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento de R\$ 129 milhões (17,8%) em despesas com pessoal, devido a um aumento de 8,9% em nosso número de empregados e o registro das despesas relacionadas com o pessoal da DESA, no último trimestre de 2014;
- Aumento de R\$ 117 milhões em depreciação e amortização, basicamente como resultado do início operacional de novos investimentos de nossas subsidiárias e ativos incorporados pela aquisição da DESA;
- Aumento de R\$ 39 milhões em serviços de terceiros;
- Redução de R\$ 62 milhões (6,2%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente da diminuição dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição;
- Redução de R\$ 13 milhões em planos de pensão a empregados, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais para 2014;
- Redução de R\$ 165 milhões (17,8%) em outras despesas operacionais, decorrente basicamente: (i) da redução de R\$ 237 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; parcialmente compensado pela (ii) redução de R\$ 60 milhões de ganhos na alienação e desativação e outras perdas em ativos não circulantes, resultou em uma perda de R\$ 21 milhões em 2014 e (iii) pelo aumento de R\$ 13 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrentes, basicamente, de contas a receber de consumidores.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2013, comparado com 2012:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 4.067 milhões, uma redução de 5,5 % (R\$ 235 milhões) quando comparado com 2012. Esta variação deve-se principalmente a:

- Redução de R\$ 347 milhões (25,7%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição;
- Aumento de R\$ 28 milhões em planos de pensão a empregados, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais para 2013;
- Aumento de R\$ 64 milhões em depreciação e amortização, basicamente como resultado do início operacional de novos investimentos de nossas subsidiárias CPFL Renováveis (R\$ 59 milhões);
- Aumento de R\$ 32 milhões (5,4%) em outras despesas operacionais, decorrente basicamente: (i) do aumento de R\$ 242 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; parcialmente compensado pela (ii) redução de R\$ 94 milhões de perda/(ganho) na alienação e desativação e outras perdas em ativos não circulantes e (iii) pela redução de R\$ 93 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrentes, basicamente, de contas a receber de consumidores; e
- Redução de R\$ 54 milhões (10%) com serviços de terceiros, resultante de uma queda geral nas despesas operacionais;

Resultado financeiro:

Principais variações do Resultado Financeiro de 2014, comparado com 2013:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 1.089 milhões em 2014, representando um aumento na despesa de R\$ 118 milhões, comparado com 2013. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de 27,3% (R\$ 191 milhões), decorrentes (i) do aumento em rendimentos de aplicação financeira (R\$ 114 milhões); (ii) do aumento de R\$ 105 milhões na receita de ajuste na expectativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros da concessão; (iii) do aumento de atualização de créditos fiscais (R\$ 17 milhões); compensado pela redução da atualização de depósitos judiciais R\$ 44 milhões); e
- Aumento nas despesas financeiras de 18,5% (R\$ 309 milhões), principalmente em função de: (i) encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 316 milhões) devido principalmente pelo aumento do endividamento, (ii) redução dos juros capitalizados (R\$ 45 milhões) devido a entrada em operação de diversas obras de geração de energia renováveis, compensado pela (iii) redução do ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 67 milhões), e (iv) outras despesas (R\$ 15 milhões).

Principais variações do Resultado Financeiro de 2013, comparado com 2012:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 971 milhões em 2013, representando um aumento na despesa de R\$ 394 milhões, comparado com 2012. Esta variação decorre basicamente:

- Redução nas receitas financeiras de 1,1% (R\$ 8 milhões), decorrentes (i) da redução de R\$ 159 milhões na receita de ajuste na expectativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros da concessão (ii) acréscimos e multas moratórias (R\$ 24 milhões), (iii) atualizações monetárias e cambiais (R\$ 6 milhões), (iv) Atualização de créditos fiscais (R\$ 2 milhões), compensados parcialmente pelo aumento em rendimentos de aplicação financeira (R\$ 116 milhões) e na atualização de Depósitos Judiciais (R\$ 68 milhões);
 - Aumento nas despesas financeiras de 30% (R\$ 386 milhões), principalmente em função de: (i) encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 281 milhões) devido principalmente pelo aumento do endividamento, (ii) ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 67 milhões), (iii) juros e multas de tributos (R\$ 49 milhões), principalmente em função Programa Especial de Parcelamento - PEP.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2 Comentários dos diretores sobre:

a) resultados das operações do emissor, em especial:

A segregação dos segmentos operacionais da Companhia é baseada na estrutura interna das informações financeiras e da Administração, e é efetuada através da segmentação pelos tipos de negócio: atividades de distribuição, fontes convencionais de geração, fontes de geração renováveis, comercialização e serviços.

A rentabilidade dos nossos segmentos é variável. Nosso segmento de distribuição reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos, tais como: temperatura, massa salarial e atividade econômica do país. Este segmento representou, em 2014, 79,0% da nossa receita operacional líquida (79,1% em 2013), mas sua contribuição ao lucro líquido foi maior em 2014, representando 95,3% do lucro líquido no ano (76,5% em 2013 e 68,7% em 2012).

As contribuições de produção convencional, Geração Renovável, comercialização e serviços para os segmentos de receita líquida e lucro líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 estão apresentados na tabela a seguir:

	<u>Distribuição</u>	<u>Geração convencional</u>	<u>Geração renovável</u>	<u>Comercialização</u>	<u>Serviços</u>
2014					
Receita Operacional Líquida	79,0%	6,9%	8,0%	12,6%	2,0%
Lucro (prejuízo) líquido	95,3%	12,2%	-19,0%	15,3%	3,2%
2013					
Receita Operacional Líquida	79,1%	6,3%	7,4%	12,6%	1,4%
Lucro (prejuízo) líquido	76,5%	32,9%	-5,8%	3,8%	1,7%
2012					
Receita Operacional Líquida	83,4%	5,6%	5,5%	12,7%	1,2%
Lucro (prejuízo) líquido	68,7%	28,7%	0,7%	8,5%	2,2%

Nosso segmento de geração por fontes convencionais consiste, em grande parte, de usinas hidrelétricas, e o nosso segmento de geração de fontes renováveis consiste de parques eólicos e usinas termelétricas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Todas as nossas fontes de geração requerem um elevado investimento em ativos imobilizados, e nos primeiros anos normalmente demandam financiamentos relevantes para construção. A partir do momento em que esses projetos se tornarem operacionais, eles resultarão em uma margem mais elevada (o percentual da receita operacional na receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuirão com despesas com juros e custos financeiros mais elevados. Por exemplo, em 2014, nosso segmento de geração por fontes convencionais representou 9,1% de nosso lucro operacional, mas devido à significativa relevância das despesas financeiras incorridas no financiamento desses projetos, a contribuição do segmento para nosso lucro líquido foi negativa (-19,0%).

Em 31 de dezembro de 2014, 2,9% do imobilizado de nosso segmento de geração de fontes renováveis estava em construção.

Nosso segmento de comercialização vende energia para consumidores livres e outras concessionárias e permissionárias.

Nosso segmento de serviços presta uma ampla gama de serviços relacionados à eletricidade. Estes serviços são projetados para ajudar nossos consumidores a melhorar a eficiência, custo e confiabilidade de equipamentos. Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, os segmentos de geração (por fontes convencionais e renováveis), de comercialização e serviços vende energia e fornece serviços para nossas distribuidoras. Em nossas demonstrações consolidadas os resultados das transações inter-segmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e incorreta caso desconsideremos estas

10.2 - Resultado operacional e financeiro

operações. Como consequência, as vendas entre os segmentos não foram eliminadas na discussão dos resultados por segmentos.

Serviços corporativos e outras atividades não relacionadas nos segmentos anteriores são agrupados em "Outros". Estão incluídos na apresentação dos segmentos operacionais, itens diretamente a eles atribuíveis, bem como eventuais alocações necessárias, incluindo ativos intangíveis e respectivas amortizações.

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita operacional é proveniente das atividades de distribuição, geração (por fontes convencionais e renováveis), comercialização e serviços relacionados à energia, conforme abaixo:

- Distribuição: consiste, em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente o uso da rede de distribuição;
- Geração: consiste na venda da energia gerada por fontes convencionais (hidrelétricas e termelétricas) e por fontes alternativas e renováveis, como PCH's, parques eólicos e termelétricas movidas a biomassa de cana de açúcar;
- Comercialização: consiste no fornecimento e suprimento de energia elétrica para clientes livres e venda para outras concessionárias e permissionárias;
- Serviços: consiste na prestação de serviço de valor agregado relacionado à energia elétrica, como sistema de autoprodução, sistema de transmissão, sistema de distribuição, manutenções elétricas, recuperação de equipamentos, dentre outras atividades de prestação de serviço.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações —2014 em comparação a 2013

Receitas Operacionais Líquidas

Em comparação a 2013, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 18,3% (ou R\$ 2.672 milhões) em 2014, totalizando R\$ 17.306 milhões. O aumento na receita operacional refletiu principalmente o aumento do reajuste tarifário anual de nossas subsidiárias de distribuição, impactando as vendas de energia elétrica para consumidores cativos e receita de TUSD de consumidores livres em nossas áreas de concessão. Também reconhecemos R\$ 911 milhões relacionados a ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota 3.14 e 8 de nossas demonstrações financeiras). Ainda está incluída na receita operacional líquida as receitas com relação à construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 945 milhões, que não afeta os resultados, devido a custos correspondentes no mesmo valor.

A seguinte discussão descreve alterações nas nossas receitas operacionais por destino e por segmento, baseadas nos itens compreendidos na nossa receita bruta.

Vendas por Destino

Vendas a consumidores finais

Comparado a 2013, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais aumentou 17,9% em 2014, para R\$ 22.796 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas oito subsidiárias de distribuição, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidor. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia. O ajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE) e outubro (CPFL Piratininga). Em 2014, os preços de energia elétrica aumentaram em média 9,37%, principalmente devido aos ajustes anuais nas seguintes distribuidoras: CPFL Paulista (17,18%), RGE (21,82%) e CPFL Piratininga (19,73%), considerando suas datas de vigência. Veja a nota explicativa 27 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Os preços médios para Consumidores Finais em 2014 foram maiores em todas as categorias de consumidores:

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos (que representam 99,6% da quantidade total vendida a essas categorias em nossas demonstrações consolidadas), os preços médios apresentaram aumentaram de 7,0% e 10,0%, respectivamente, devido ao reajuste tarifário anual, como descrito acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores comerciais aumentou 4,2%.
- **Consumidores industriais.** Os preços médios aumentaram 12,1% principalmente devido a reajustes tarifa. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores industriais aumentaram 6,6%. O aumento no preço médio para os consumidores industriais deveu-se ao aumento das tarifárias em função dos reajustes tarifários anuais dos contratos para a utilização do nosso sistema de distribuição (TUSD) por Consumidores Livres.

O volume total de energia vendido a consumidores finais em 2014 aumentou 3,3% em comparação a 2013. O volume vendido às categorias residencial e comercial, que representam 63,9% de nossas vendas a consumidores finais, aumentou 7,0% e 6,8%, respectivamente. O crescimento dessas categorias resulta de um bom desempenho da renda e do mercado de trabalho, confirmado por níveis de desemprego historicamente baixos e o aumento de crédito ao consumidor nos últimos anos. Esses fatores refletiram positivamente nas vendas no varejo e nos mercados de móveis e eletrodomésticos nesse ano.

O volume vendido ao consumidor industrial em 2014 diminuiu 3,7% (o que representa 24,7% de nossas vendas para Consumidores Finais), diminuiu 3,7% comparado a 2013, refletindo um modesto desempenho na produção industrial deste período. Em 2014, o volume de venda desta categoria para Consumidores Finais cativos e no Mercado Livre diminuiu 2,0% e 6,3%, respectivamente, refletindo a desaceleração da atividade econômica, que impactou o consumo de grandes clientes industriais. Adicionalmente, os consumidores industriais em nossas áreas de concessão de distribuição que compram de outros fornecedores em ambiente de contratação livre também nos pagam uma taxa pelo uso de nossa rede, e essa receita é refletida em nossas demonstrações financeiras auditadas em "Outras Receitas Operacionais".

Vendas para atacadistas

Comparado a 2013, nossas receitas operacionais brutas das vendas para atacadistas aumentaram 24,7% (ou R\$ 623 milhões) para R\$ 3.145 milhões em 2014 (13,8% das nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente a (i) um aumento de R\$ 770 milhões em vendas de energia no mercado spot, (aumentos de 124,5% no volume e de 111,1% do preço médio), devido às más condições hidrológicas em 2014, que levou participantes do mercado de compra de energia para suprir a sua energia Assegurada; (ii) um aumento de 8,1% (ou R\$ 36 milhões) nas vendas para Furnas como resultado do aumento tarifário com relação ao efeito do IGP-M e compensado por (ii) uma diminuição de 9,8% (ou R\$ 184 milhões) das vendas de energia a outras concessionárias e permissionárias. Consulte informações adicionais sobre as receitas operacionais líquidas de nossos segmentos de Vendas por Segmento.

Outras receitas operacionais

Comparado a 2013, nossas outras receitas operacionais brutas apresentaram aumento de 3,1% (ou R\$ 91 milhões) em 2014 para R\$ 3.030 milhões (13,3% das nossas receitas operacionais brutas), principalmente devido ao (i) aumento de 2,6% (ou R\$ 25 milhões) na receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres, decorrentes do reajuste tarifário anual, líquido do efeito negativo no volume vendido para os consumidores industriais, que diminuiu 3,7% em 2014 em comparação com 2013, (ii) aumento de 22,8% (ou R\$ 143 milhões) na receita decorrente do registro da subvenção da baixa renda; e (iii) aumento de 17,5% (ou R\$ 26 milhões) relativos à receita de aluguel. Esses aumentos foram parcialmente compensados pela redução de 5,9% (ou R\$59 milhões) de receita de construção da infraestrutura da concessão e à diminuição de 64,4% (ou R\$ 51 milhões) de outras receitas.

Deduções das receitas operacionais

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS), é calculado com base no fornecimento faturado e na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD, o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na

10.2 - Resultado operacional e financeiro

receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo do efeito regulatório refletido nas nossas tarifas. Estas deduções representaram 24,1% da nossa receita operacional bruta em 2014 e 24,3 % em 2013. Comparado a 2013, essas deduções aumentaram 16,7% (ou R\$ 785 milhões) atingindo R\$ 5.490 milhões em 2014, principalmente devido: (i) a um aumento de 11,96% (ou R\$ 329 milhões) em ICMS, como resultado do aumento em nosso fornecimento faturado, (ii) a um aumento de 24,0% (ou R\$ 365 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido ao aumento em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos) e (iii) ao efeito líquido do aumento de 21,9% (ou R\$ 88 milhões) em encargos regulatórios, principalmente como resultado do aumento das contribuições para a Conta CDE. Ver nota explicativa 27 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Vendas por segmento

Distribuição

Comparado a 2013, nossas receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição apresentaram aumento de 18,1% (ou R\$ 2.099 milhões) atingindo R\$ 13.678 milhões em 2014. Esse aumento refletiu principalmente: (i) o aumento nas revisões tarifárias anuais para nossas empresas de distribuição, afetando a venda de energia para consumidores cativos e receita de TUSD de Consumidores Livres em nossas áreas de concessão (aumento de R\$ 1.836 milhões), (ii) reconhecimento de R\$ 911 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais (ver notas 3.14 e 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas), (iii) um aumento de R\$ 143 milhões relacionado a subsídios de baixa renda e descontos em tarifas reembolsadas pelos recursos da Conta CDE (ver nota 27.4 às nossas demonstrações financeiras consolidadas), (iv) um aumento de R\$ 66 milhões de vendas para outras concessionárias, devido principalmente a um aumento nas vendas de energia de curto prazo na CCEE como resultado do aumento da quantidade energia elétrica vendida principalmente pelas subsidiárias CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de R\$ 120 milhões em receita de construção da infraestrutura da concessão, como resultado de menores investimentos em melhoria e expansão de nossas subsidiárias de distribuição e um aumento (que representa uma redução nas receitas operacionais) de R\$ 725 milhões em deduções de receitas operacionais, devido principalmente pelo aumento de R\$ 638 milhões em impostos (ICMS, PIS e Cofins) e um aumento líquido de R\$ 88 milhões em encargos regulatórios.

Geração (fontes convencionais)

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes convencionais em 2014 totalizaram R\$ 1.190 milhões, um aumento de 26,8% (ou R\$ 265 milhões) comparado a R\$ 926 milhões em 2013. Este aumento deveu-se principalmente a (i) um aumento de 533,8% (R\$ 124 milhões na quantidade de energia vendida no mercado à vista e (ii) um aumento de 28,3% (ou R\$ 145 milhões) em vendas de nossas subsidiárias de distribuição, considerando-se um aumento de 46,6% no preço médio e uma redução de 12,5% no volume vendido neste período.

Geração (fontes renováveis)

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes renováveis em 2014 totalizaram R\$ 1.380 milhões, um aumento de 27,3% (ou R\$ 296 milhões) comparado a R\$ 1.084 milhões em 2013. Esse aumento deveu-se principalmente pelo aumento do adicional da capacidade instalada como resultado do (i) início da operação do Complexo Campo dos Ventos II e Complexo Atlântica no último trimestre de 2013 e Macacos I, no segundo trimestre de 2014 e, (ii) da aquisição da Rosa dos Ventos, no primeiro trimestre de 2014, e da DESA no último trimestre de 2014 (ver nota 13.7 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas). Além disso, outro fator que contribuiu para o aumento da receita operacional líquida foi o aumento de 11,5% no preço médio da energia vendida comparado com 2013.

Comercialização

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de comercialização em 2014 totalizaram R\$ 2.179 milhões, um aumento de 18,1% (ou R\$ 334 milhões) comparado a R\$ 1.845 milhões em 2013. O aumento deveu-se principalmente a um aumento de R\$ 572 milhões na energia vendida na CCEE, como resultado do aumento do volume (118,9%) e do preço médio (142,1%) da energia vendida em comparação com 2013. Esse aumento foi parcialmente compensado por uma redução de 21,3% (ou R\$ 220 milhões) da energia

10.2 - Resultado operacional e financeiro

vendida para outras concessionárias e permissionárias, devido a uma redução de 39,7% no volume vendido, parcialmente compensado por um aumento de 30,6% no preço médio.

Serviços

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de serviços em 2014 totalizaram R\$ 345 milhões em 2014, um aumento de 71,6% (ou R\$ 144 milhões) comparado a R\$ 201 milhões em 2013. Isto foi devido, principalmente, ao aumento nas vendas pela CPFL Serviços (tanto para terceiros como para nossas subsidiárias), reflexo de um esforço para aumentar a gama de serviços relacionados à energia, e por um aumento no volume de operações da CPFL Total.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado

Custo de Energia Elétrica

Energia comprada para revenda. Comparado a 2013, nossos custos de compra de energia para revenda aumentaram 36,0% (ou R\$ 2.689 milhões) em 2014, para R\$ 10.158 milhões (69,1% de nossos custos operacionais totais e despesas operacionais), principalmente devido ao aumento de 33,3% no preço médio, refletindo: (i) um aumento de R\$ 2,292 milhões refletindo os aumentos de 70,6% no volume e de 143,3% no preço médio da energia comprada no Mercado Livre; (ii) um aumento de R\$ 2.051 milhões reflexo do aumento de 32,2% no preço médio da energia comprada no Mercado Regulado parcialmente compensado por uma redução de 1,5% no volume de energia comprada; e (iii) um aumento de R\$ 85 milhões decorrente do aumento de 9,7% no preço médio da energia comprada de Itaipu, reflexo da desvalorização média de 8,5% do real em relação ao dólar em 2014 bem como da redução de 2,8% do volume de energia comprada. Esses aumentos foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 1.513 milhões em reembolso de despesas por CDE e um aumento de R\$ 257 milhões em créditos fiscais de compra de energia.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição. Comparado a 2013, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram redução de 33,3% (ou R\$ 242 milhões) para R\$ 485 milhões em 2014, principalmente devido (i) a uma redução de R\$ 881 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema, líquido de um aumento de R\$ 168 milhões nos Encargos da Rede Básica, decorrentes do aumento nas tarifas das empresas de transmissão e reembolso de custos pela Conta CDE. Para obter informações adicionais sobre os encargos de uso da rede de energia, veja a nota explicativa 28 em nossas demonstrações financeiras auditadas.

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relativos a construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas, despesas gerais. Comparado a 2013, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram aumento de 1,4% (ou R\$ 55 milhões) para R\$ 4.123 milhões em 2014, devido principalmente aos seguintes eventos importantes: (i) um aumento de R\$ 129 milhões em despesas com pessoal devido a um aumento de 8,9% em nosso número de empregados; (ii) um aumento de R\$ 117 milhões em despesas de depreciação e amortização, principalmente como resultado do início das operações de novos investimentos e aquisição de DESA no último trimestre de 2014 pela controlada CPFL Renováveis; (iii) uma redução de R\$ 60 milhões em despesas relacionadas a perdas na alienação e desativação e outras perdas em ativos não circulantes, o que resultou em um prejuízo líquido de R\$ 21 milhões em 2014; (iv) aumento de R\$ 39 milhões em serviços terceirizados. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de R\$ 237 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações e uma diminuição de R\$62 milhões em despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Comparado a 2013, nosso resultado do serviço aumentou 7,2% (ou R\$ 170 milhões) para R\$ 2.540 milhões em 2014, devido a um aumento em nossa receita operacional líquida maior que o aumento em nosso custo de energia e dos custos e despesas operacionais.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento

Distribuição

Comparado a 2013, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de distribuição aumentou 3,3% (ou R\$ 52 milhões) para R\$ 1.603 milhões em 2014. o que representa o efeito líquido no resultado de serviço de energia elétrica devido a um aumento de 18,1% (ou R\$ 2.099 milhões) na receita operacional líquida (como discutido acima) e um aumento de 20,4% (ou R\$ 2.048 milhões) para os custos e despesas operacionais. Os principais fatores que contribuem para as variações de custos e despesas operacionais foram:

Custos com energia elétrica: em comparação a 2013, os custos com energia elétrica apresentaram aumento de 31,5% (ou R\$ 2.158 milhões), para R\$ 9.010 milhões em 2014. O custo da energia comprada para revenda aumentou 39,1% (ou R\$ 2.410 milhões), refletindo um aumento dos preços médios, decorrente da maior exposição e variação no preço "PLD" estabelecido, reajustes tarifários e as variações da taxa de câmbio na compra de Itaipu. Além disso, Os Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram redução de 37,1% (ou R\$ 252 milhões), principalmente devido a: (i) e uma redução de R\$ 873 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema devido à contabilização dos efeitos da CONER (ver nota 28,1 de nossas demonstrações financeiras consolidada), e parcialmente compensada por um aumento de R\$ 155 milhões nos Encargos da Rede Básica devido ao aumento nas tarifas nas empresas transmissoras; e (iii) uma redução de R\$ 459 milhões, no valor de reembolso pela CDE (que representa um aumento nos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição).

Outros custos e despesas operacionais. Comparado a 2013, nossos outros custos e despesas operacionais no segmento de distribuição apresentaram redução de 3,5% (ou R\$ 110 milhões) para R\$ 3.066 milhões em 2014, devido principalmente: (i) a uma redução de R\$ 232 milhões despesas legais, judiciais e indenizações (ii) uma redução de R\$ 120 milhões em custos de construção de infraestrutura para investimentos em melhoria e expansão de distribuição; e (iii) a uma redução de R\$ 13 milhões em entidade de previdência privada, como resultado do laudo atuarial para 2014. Essa redução foi parcialmente compensada por: (i) aumento de R\$ 74 milhões em serviços de terceiros, especificamente com a manutenção de linha da subestação e distribuição; (ii) um aumento de R\$ 97 milhões em despesas com pessoal devido a uma distribuição maior do nosso plano de participação nos lucros e um aumento de 5% no número de empregados; (iii) um aumento de R\$ 26 milhões em despesas de depreciação e amortização, e (iv) aumento de R\$ 53 milhões sobre o resultado da alienação de ativos não circulantes.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2013, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração convencional diminuiu 13,9% (ou R\$ 78 milhões) para R\$ 482 milhões em 2014. Essa redução se deu principalmente em razão do aumento de 28,6% (ou R\$ 265 milhões) na receita líquida operacional, ser menor que o aumento de 93,6% (ou R\$ 343 milhões) nos custos e despesas operacionais, principalmente por um aumento de R\$ 334 milhões em energia comprada para revenda decorrente do aumento de 260,5% dos preços médios comparados com 2013, considerando-se que nossas Usinas Hidrelétricas geraram uma quantidade de energia menor do que sua Energia Assegurada do MRE, o que as levou a comprar energia de outras fontes no mercado à vista. Além disso, este GSF representa um aumento no custo da energia comprada no mercado à vista em comparação com o custo da energia gerada por nós.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2013, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração de fontes renováveis apresentou aumento de 7,72% (ou R\$ 17 milhões) para R\$ 231 milhões em 2014. Apesar do aumento de 27,3% (ou R\$ 296 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e despesas operacionais aumentaram 32,2% (ou R\$ 279 milhões), devido principalmente (i) a um aumento de R\$ 139 milhões em energia comprada para revenda, como resultado do aumento de 68,5% nos preços médios, compensado por uma redução de 9,2% no volume de energia vendida, (ii) a um aumento de R\$ 84 milhões na depreciação e amortização devido à entrada em operações de novas usinas da CPFL Renováveis; e (iii) um aumento de R\$ 35 milhões em serviços terceirizados.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Comercialização

Comparado a 2013, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de comercialização aumentou 294,0% (ou R\$ 153 milhões) para R\$ 205 milhões em 2014. Esse aumento ocorreu em virtude de um aumento de 18,1% (ou R\$ 334 milhões) nas receitas operacionais líquidas e por um aumento, relativamente menor, de 10,1% (ou R\$ 181 milhões) nos custos e despesas devido principalmente a um aumento de R\$ 186 milhões em energia comprada para revenda, decorrente de um aumento de 37,7% no preço médio, parcialmente compensado por uma redução de 19,6% no volume de energia comprada. Esse aumento foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 7 milhões em encargos de uso distribuição e transmissão.

Serviços

Comparado a 2013, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de serviço apresentou aumento de 238% (ou R\$ 32 milhões) para R\$ 45 milhões em 2014. Apesar do aumento de 71,6% (ou R\$ 144 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e despesas operacionais aumentaram 59,7% (ou R\$ 112 milhões) devido principalmente: (i) a um aumento de R\$ 58 milhões em custos com a construção da infraestrutura em atividades de transmissão, (ii) um aumento de R\$ 24 milhões em pessoal em função do aumento de 29,9% no número de empregados, e (iii) um aumento de R\$ 20 milhões despesas de materiais e serviços de terceiros.

Lucro líquido Consolidado

Despesa Financeira Líquida

Em comparação a 2013, nossa despesa financeira líquida aumentou 12,1% (ou R\$ 118 milhões), passando de R\$ 971 milhões em 2013 para R\$ 1.089 milhões em 2014, devido principalmente: a um aumento de R\$ 309 milhões em nossa despesa financeira, compensado por um aumento de R\$ 191 milhões em receita financeira.

O aumento na receita financeira deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 105 milhões no ajuste de expectativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão em 2014; (ii) aumento de R\$ 114 milhões em rendimentos de aplicações financeiras, parcialmente compensada pela redução de R\$ 44 milhões com a atualização monetária dos depósitos judiciais.

Os motivos do aumento nas despesas financeiras são: (i) um aumento nos encargos de dívida e nas variações monetária e cambial (R\$ 316 milhões) como resultado do aumento do endividamento, e (ii) redução de R\$ 45 milhões em juros de empréstimos capitalizados, parcialmente compensado pela redução de R\$ 67 milhões com ajuste de expectativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão.

Em 31 de dezembro de 2014, nosso endividamento em reais somou R\$ 15.709 milhões (R\$ 15.103 milhões em 2013), sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 3.441 milhões (R\$ 2.008 milhões em 2013) de endividamento em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em dólares norte-americanos e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 10,5% em 2014, comparado a 7,8% em 2013, e a TJLP permaneceu estável em 5,0% em 2014 e 2013.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou de R\$ 570 milhões em 2013 para R\$ 624 milhões em 2014. A alíquota efetiva de 41,4% sobre o lucro antes dos tributos em 2014, foi maior do que a alíquota oficial de 34%, principalmente devido à impossibilidade de registro de alguns prejuízos fiscais. Tais créditos não constituídos corresponde ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para à sua absorção (ver nota 9.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Lucro líquido

Comparado a 2013 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou redução de 6,6% (ou R\$ 63 milhões), para R\$ 886 milhões em 2014.

Lucro Líquido por Segmento

Em 2014, 95,3% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 12,2% do nosso segmento de geração de fontes convencionais e -19% do nosso segmento de geração de fontes renováveis, 15,3% de nosso segmento de comercialização e 3,2% de nosso segmento de serviços.

Distribuição

Comparado a 2013, o lucro líquido do segmento de distribuição aumento 16,4% (ou R\$ 119 milhões), para R\$ 844 milhões em 2014, principalmente devido ao aumento de 3,3% (R\$ 52 milhões) nas receitas de serviço de energia elétrica, e uma diminuição de R\$ 105 milhões das despesas financeiras líquidas. A redução nas despesas financeiras líquidas foi devida principalmente:

- um aumento de R\$ 49 milhões na receita financeira principalmente decorrente do ajuste da estimativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão (R\$ 105 milhões) e um aumento da atualização dos créditos tributários (R\$ 9 milhões), parcialmente compensado pela redução de R\$ 44 milhões na correção monetária dos depósitos judiciais e pela redução de R\$ 25 milhões em rendimentos de aplicações .
- uma redução de R\$ 56 milhões nas despesas financeiras principalmente em função de: (i) uma diminuição na despesa financeira decorrente do ajuste da estimativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão (R\$ 67 milhões), e (ii) uma diminuição de R\$ 23 milhões em outras despesas financeiras, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 33 milhões com encargos de dívidas e variações monetárias e cambiais, como resultado da maior endividamento.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2013, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais diminuiu 65,4% (ou R\$ 204 milhões), para R\$ 108 milhões em 2014, comparado a R\$ 312 milhões em 2013, como resultado da diminuição de 13,9% (ou R\$ 78 milhões) no resultado do serviço, e por um aumento de R\$ 99 milhões nas despesas financeiras líquidas, refletindo principalmente um aumento de R\$ 144 milhões nas despesas financeiras (devido principalmente a um aumento de R\$ 124 milhões em encargos de dívida e variações monetárias e cambiais), parcialmente compensado por um aumento de R\$ 45 milhões na receita financeira decorrente basicamente da renda de aplicações financeiras (R\$ 41 milhões).

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2013, o prejuízo líquido de nossa geração do segmento de fontes renováveis aumentou 205,5% (R\$ 113 milhões) para R\$ 168 milhões em 2014, como resultado do aumento de 41,1% (ou R\$ 107 milhões) nas despesas financeiras líquidas, devido principalmente: (i) do aumento de R\$ 71 em encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais; (ii) da redução de R\$ 44 milhões de juros de empréstimos capitalizados; (iii) do aumento de R\$ 30 milhões com outras despesas financeiras; e (iv) do aumento de R\$ 40 milhões em receita de aplicações financeiras, parcialmente compensado pelo aumento da R\$ 17 milhões em receitas dos serviço de energia elétrica, como discutido anteriormente.

Comercialização

Comparado a 2013, o lucro líquido de nosso segmento de comercialização aumentou 280,7% (ou R\$ 100 milhões), para R\$ 136 milhões em 2014, refletindo um aumento de R\$ 153 milhões no resultado do serviço, compensado principalmente por um aumento de R\$ 48 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

Serviços

Comparado a 2013, o lucro líquido de nosso segmento de serviços aumentou 78,7% (ou R\$ 13 milhões), para R\$ 29 milhões em 2014, refletindo um aumento de R\$ 32 milhões no resultado do serviço, somada a uma

10.2 - Resultado operacional e financeiro

redução de R\$ 13 milhões nas despesas financeiras líquidas, compensado por um aumento de R\$ 6 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

Resultados das Operações –2013 em comparação a 2012

Estamos rerepresentando nossos Balanços Patrimoniais em 1º de janeiro de 2012 e 31 de dezembro de 2012, e nossas Demonstrações dos Resultados, dos Resultados Abrangentes, Fluxos de Caixa e Demonstração do Valor Adicionado de 31 de dezembro de 2012 como resultado da adoção em 1º de janeiro de 2013, de dois novos pronunciamentos técnicos emitidos pelo IASB: IAS 19 (Benefícios a empregados – conforme revisão de 2011) e IFRS 11 (Negócios em conjunto). Estes novos pronunciamentos foram aplicados retrospectivamente a 2012 e 2011 de acordo com o IAS 8 (políticas contábeis, mudanças de estimativas e erros) para fins comparativos. A adoção destes novos pronunciamentos impactou diversas linhas de nossas demonstrações financeiras. Um destes impactos é referente ao método de consolidação dos resultados das empresas controladas em conjunto, que agora são registradas utilizando o método de equivalência patrimonial, em vez da consolidação proporcional utilizada anteriormente ao IFRS 11. Veja a nota 2.9 de nossas demonstrações financeiras para uma descrição destes pronunciamentos e o impacto em nossas demonstrações financeiras.

Receitas Operacionais Líquidas

Em comparação a 2012, as receitas operacionais líquidas apresentaram redução de 1,7% (ou R\$ 257 milhões) em 2013, totalizando R\$ 14.634 milhões. A redução na receita operacional refletiu principalmente a queda nas receitas em nossas oito subsidiárias de distribuição, devido à redução nas tarifas médias cobradas como resultado da Lei nº 12.783/2013, na qual a ANEEL ratificou o resultado das revisões tarifárias extraordinárias, ou RTE, em 2013 para nossas empresas de distribuição, aplicadas para consumo de 24 de janeiro de 2013 e ajustes tarifários, afetando a quantidade de energia elétrica distribuída para consumidores cativos e receita de TUSD de Consumidores Livres em nossas áreas de concessão. Também está incluída na receita operacional líquida as receitas com relação à construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 1.004 milhões, que não afeta os resultados, devido a custos correspondentes no mesmo valor.

A seguinte discussão descreve alterações nas nossas receitas operacionais por destino e por segmento, baseadas nos itens compreendidos na nossa receita bruta.

Vendas por Destino

Vendas a consumidores finais

Comparado a 2012, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais reduziu 9,0% em 2013, para R\$ 19.339 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas oito subsidiárias de distribuição, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidor. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia. O ajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE) e outubro (CPFL Piratininga). Em 2013, os preços de energia elétrica reduziram em média 15,4%, principalmente devido ao resultado das revisões tarifárias extraordinárias ("RTE") em 2013, aplicadas para consumo de 24 de janeiro de 2013, parcialmente compensando pelo efeito líquido dos ajustes anuais ("RTA") nas seguintes distribuidoras: CPFL Paulista (6,18%), RGE (-10,64%) e CPFL Piratininga (6,91%). Veja a nota explicativa 26 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Os preços médios para Consumidores Finais em 2013 foram menores em todas as categorias de consumidores:

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos (que representam 99,2% da quantidade total vendida a essas categorias em nossas demonstrações consolidadas), os preços médios apresentaram redução de 18,7% e 14,3%, respectivamente, devido ao reajuste tarifário anual ("RTE" e "RTA"), como descrito acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores comerciais aumentou 7,6%.
- **Consumidores industriais.** Os preços médios caíram 10,8% principalmente devido a tarifa. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores industriais diminuiu 7,7%. O

10.2 - Resultado operacional e financeiro

efeito da diminuição no preço médio para os consumidores industriais deveu-se a reduções tarifárias pelas revisões extraordinárias ("RTE") dos contratos para a utilização do nosso sistema de distribuição (TUSD) por Consumidores Livres.

O volume total de energia vendido a consumidores finais em 2013 aumentou 2,6% em comparação a 2012. O volume vendido às categorias residencial e comercial, que representam, 62,8% de nossas vendas a consumidores finais, aumentou 5,9% e 1,4%, respectivamente. O crescimento dessas categorias resulta de um bom desempenho da renda e do mercado de trabalho, confirmado por níveis de desemprego historicamente baixos e o aumento de crédito ao consumidor nos últimos anos. Esses fatores refletiram positivamente nas vendas no varejo e nos mercados de móveis e eletrodomésticos nesse ano.

O volume vendido ao consumidor industrial em 2013 aumentou 1,1% (o que representa 26,1% de nossas vendas para Consumidores Finais), comparado a 2012, refletindo um modesto desempenho na produção industrial deste período. Em 2013, o volume de venda desta categoria para Consumidores Finais cativos diminuiu 6,0%, o que foi parcialmente compensado por um aumento de 14,5% nas vendas em ambiente desta categoria de contratação livre, devido principalmente ao crescimento de 19,6% de nossa subsidiária CPFL Brasil, cujo resultado positivo deveu-se do mecanismo de venda bem-sucedido direcionado a clientes industriais em ambiente de contratação livre. Adicionalmente, os consumidores industriais em nossas áreas de concessão para distribuição que compram de outros fornecedores em ambiente de contratação livre também nos pagam uma taxa pelo uso de nossa rede, e essa receita é refletida em nossas demonstrações financeiras auditadas em "Outras Receitas Operacionais".

Vendas para atacadistas

Comparado a 2012, nossas receitas operacionais brutas das vendas para atacadistas aumentaram 20,8% (ou R\$ 434 milhões) para R\$ 2.522 milhões em 2013 (13,0% das nossas receitas operacionais brutas), principalmente em razão de (i) um aumento de 7,3% (ou R\$ 30 milhões) nas vendas para Furnas como resultado do aumento tarifário de 7,8% com relação ao efeito do IGP-M e (ii) um aumento de 26,8% (ou R\$ 396 milhões) das vendas de energia a outras concessionárias e permissionárias, principalmente pelo crescimento nas vendas de energia por nossas subsidiárias de geração de energia convencional (R\$ 72 milhões) e subsidiárias de geração de energia renovável (R\$ 250 milhões). Consulte informações adicionais sobre as receitas operacionais líquidas de nossos segmentos de Vendas por Segmento.

Outras receitas operacionais

Comparado a 2012, nossas outras receitas operacionais brutas apresentaram redução de 5,5% (ou R\$ 170 milhões) em 2013 para R\$ 2.939 milhões (15,2% das nossas receitas operacionais brutas), especialmente em razão (i) da redução de 31,6% (ou R\$ 447 milhões) na receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica, decorrentes das revisões tarifárias extraordinárias ("RTE") em 2013, aplicadas ao consumo a partir de 24 de janeiro de 2013, (ii) da redução de 25,7% (ou R\$ 347 milhões) de receita com relação à construção de infraestrutura de concessão, como resultado de menores investimentos, (iii) parcialmente compensadas pelo aumento de R\$ 576 milhões em relação ao registro da subvenção de baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE.

Deduções das receitas operacionais

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS), é calculado com base no fornecimento faturado e na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD, o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo do efeito regulatório refletido nas nossas tarifas. Estas deduções representaram 24,3% da nossa receita operacional bruta em 2013 e 29,9 % em 2012. Comparado a 2012, essas deduções reduziram 26,0% (ou R\$ 1.652 milhões) atingindo R\$ 4.706 milhões em 2013, principalmente devido: (i) a uma redução de 12,6% (ou R\$ 401 milhões) em ICMS, como resultado da queda de 13,3% em nosso fornecimento faturado, (ii) a uma redução de 8,8% (ou R\$ 147 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido à redução em nossa receita operacional bruta (a base de cálculo desses impostos) e (iii) ao efeito líquido da redução de 73,2% (ou R\$

10.2 - Resultado operacional e financeiro

1.105 milhões) em encargos regulatórios, principalmente como resultado de alterações nos regulamentos ANEEL na Lei 12.783, de 2013. Ver nota explicativa 26 às nossas demonstrações financeiras auditadas.

Vendas por segmento

Distribuição

Comparado a 2012, nossas receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição apresentaram redução de 6,7% (ou R\$ 835 milhões) atingindo R\$ 11.579 milhões em 2013. Essa redução foi devida principalmente: (i) à queda nas tarifas médias cobradas como resultado da Lei nº 12.783/2013, na qual a ANEEL ratificou o resultado das revisões tarifárias extraordinárias ("RTE") em 2013 para nossas empresas de distribuição, aplicadas para consumo a partir de 24 de janeiro de 2013 e ajustes tarifários, afetando a venda de energia para consumidores cativos (uma redução de R\$ 2.154 milhões) e receita de TUSD de Consumidores Livres (uma redução de R\$ 454 milhões) em nossas áreas de concessão, (ii) à redução de R\$ 354 milhões em receita de construção de infraestruturas de concessão, como resultado de menores investimentos em melhoria e expansão de nossas subsidiárias de distribuição e (iii) a uma redução de R\$ 139 milhões de vendas no varejo, devido a uma redução nas vendas de energia de curto prazo na CCEE como resultado da queda no valor da energia elétrica vendida principalmente pelas subsidiárias CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, parcialmente compensado por (a) um aumento de R\$ 576 milhões com referência representando a subsidiária de baixa renda e descontos em tarifas reembolsadas pelos recursos da Conta CDE, e (b) por uma redução (que representa um aumento nas receitas operacionais) de R\$ 1.723 milhões em deduções das receitas operacionais, devido principalmente a uma redução de R\$ 610 milhões em impostos (ICMS, PIS e COFINS) e por uma redução líquida de R\$ 1.102 milhões em encargos regulatórios.

Geração (fontes convencionais)

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes convencionais em 2013 totalizaram R\$ 926 milhões, um aumento de 11,8% (ou R\$ 97 milhões) comparado a R\$ 828 milhões em 2012. Este aumento deveu-se principalmente a um aumento de 16,2% (ou R\$ 72 milhões) em vendas para nossas subsidiárias de distribuição, decorrentes de ajustes nos preços.

Geração (fontes renováveis)

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes renováveis em 2013 totalizaram R\$ 1.084 milhões, um aumento de 32,4% (ou R\$ 265 milhões) comparado a R\$ 818 milhões em 2012. Esse aumento deveu-se principalmente a um aumento na produção pelas novas Usinas Termelétricas a Biomassa em operação desde o segundo semestre de 2012, bem como ao bom desempenho das Usinas Eólicas, além da contribuição das aquisições da Bons Ventos S.A. e Usina Ester, em 2012.

Comercialização

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de comercialização em 2013 totalizaram R\$ 1.845 milhões, uma redução de 2,2% (ou R\$ 42 milhões) comparado a R\$ 1.886 milhões em 2012. A redução deveu-se principalmente a uma redução de R\$ 186 milhões (ou 25,4%) no volume vendido para outras concessionárias e licenciadas, (compensado por um aumento de 13,6% no preço médio), parcialmente compensado por um aumento de R\$ 128 milhões nas vendas na CCEE.

Serviços

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de serviços em 2013 totalizaram R\$ 201 milhões, um aumento de 16,9% (ou R\$ 29 milhões) comparado a R\$ 172 milhões em 2012. Isto foi devido, principalmente, ao aumento nas vendas pela CPFL Serviços (ambos terceiros e outras de nossas subsidiárias), reflexo de um esforço para aumentar a gama de serviços relacionados a energia, e por um aumento no volume de operações da CPFL Total.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado

Custo de Energia Elétrica

Energia comprada para revenda. Comparado a 2012, nossos custos de compra de energia para revenda aumentaram 11,0% (ou R\$ 739 milhões) em 2013, para R\$ 7.469 milhões (60,9% de nossos custos operacionais totais e despesas operacionais), principalmente devido ao aumento de 20,4% no preço médio, refletindo a maior exposição e variação de preço de liquidação "PLD", ajustes de tarifas e variações da taxa de câmbio na compra de Itaipu.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição. Comparado a 2012, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram redução de 52,2% (ou R\$ 795 milhões) para R\$ 728 milhões em 2013, principalmente devido (i) a uma redução de R\$ 568 milhões nos Encargos da Rede Básica, decorrentes da redução nas tarifas das empresas de transmissão, (ii) a uma redução de R\$ 157 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema, líquidos de reembolso de custos pela Conta CDE. Para obter informações adicionais sobre os encargos de uso da rede de energia, veja a nota explicativa 27 em nossas demonstrações financeiras auditadas.

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relativos a construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais.

Comparado a 2012, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram redução de 5,5% (ou R\$ 235 milhões) para R\$ 4.067 milhões em 2013, devido principalmente aos seguintes eventos importantes: (i) redução de R\$ 347 milhões em custos de construção de infraestrutura para investimentos em melhoria e expansão de distribuição; (ii) redução de R\$ 94 milhões de perda na alienação e desativação e outras perdas em ativos não circulantes; (iii) redução de R\$ 93 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrentes, basicamente, de contas a receber de consumidores, a nossas companhias de distribuição; (iv) redução de R\$ 54 milhões em serviços de terceiros, resultante de uma queda nas despesas operacionais gerais (v) compensação parcial por um aumento de R\$ 242 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; (vi) aumento de R\$ 64 milhões na depreciação e amortização, basicamente como resultado do início operacional de novos investimentos de nossas subsidiárias CPFL Renováveis (R\$ 59 milhões); e (vii) um aumento de R\$ 28 milhões em planos de pensão a empregados, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais para 2013.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Comparado a 2012, nosso resultado do serviço aumentou 1,5% (ou R\$ 35 milhões) para R\$ 2.370 milhões em 2013, devido à redução em nossa receita operacional líquida pela redução em nosso custo de energia e pela queda dos custos e as despesas operacionais.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento

Distribuição

Comparado a 2012, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de distribuição aumentou 13,0% (ou R\$ 179 milhões) para R\$ 1.551 milhões em 2013. Apesar da redução de 6,7% (ou R\$ 835 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e despesas operacionais apresentaram redução de 9,2%, (ou R\$ 1.014 milhões), o que resultou em um aumento do resultado do serviço de energia elétrica. As principais variações nos custos e despesas operacionais foram:

Custos com energia elétrica: em comparação a 2012, os custos com energia elétrica apresentaram redução de 9,1% (ou R\$ 687 milhões), para R\$ 6.851 milhões em 2013. O custo da energia comprada para revenda aumentou 2,1% (ou R\$ 128 milhões), refletindo um aumento dos preços médios, decorrente da maior exposição e variação no preço "PLD" estabelecido, reajustes tarifários e as variações da taxa de câmbio na compra de Itaipu. Contudo, esse aumento é repassado junto com as tarifas, tanto no ajuste tarifário de 2013 quanto no de 2014. Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram redução de

10.2 - Resultado operacional e financeiro

54,5% (ou R\$ 814 milhões), principalmente devido a uma redução de R\$ 574 milhões nos Encargos de Rede Básica devido a uma redução nas tarifas das empresas de transmissão e uma redução de R\$ 157 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema, líquidos de reembolso de custos pela Conta CDE. Uma parte significativa do aumento nesses custos não foi incluída nas tarifas de distribuição e será repassada no próximo reajuste tarifário.

Outros custos e despesas operacionais. Comparado a 2012, nossos outros custos e despesas operacionais no segmento de distribuição apresentaram redução de 9,3% (ou R\$ 327 milhões) para R\$ 3.177 milhões em 2013, devido principalmente: (i) a uma redução de R\$ 354 milhões em custos de construção de infraestrutura para investimentos em melhoria e expansão de distribuição; (ii) a uma redução de R\$ 77 milhões de perda na alienação e desativação e outras perdas em ativos não circulantes; (iii) a uma redução de R\$ 94 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrentes, basicamente, de contas a receber de consumidores, a nossas companhias de distribuição; (iv) a uma redução de R\$ 43 milhões em serviços de terceiros, resultante de uma queda nas despesas operacionais gerais (v) parcialmente compensado por um aumento de R\$ 236 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; e (vi) a um aumento de R\$ 26 milhões na depreciação e amortização, como consequência dos cálculos atuariais para 2013.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2012, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração aumentou 12,7% (ou R\$ 63 milhões) para R\$ 560 milhões em 2013. Esse aumento se deu principalmente em razão de um aumento de 11,8% (ou R\$ 97 milhões) na receita líquida operacional, compensado por um aumento de 10,4% (ou R\$ 35 milhões) nos custos e despesas operacionais, principalmente (i) por um aumento de R\$ 39 milhões em energia comprada para revenda decorrente do aumento dos preços médios, (ii) por um aumento de R\$ 4 milhões em planos de pensão a empregados, como resultado dos cálculos atuariais para 2013, e (iii) pela compensação parcial por uma redução de R\$ 7 milhões em serviços de terceiros, resultado de uma queda nas despesas operacionais gerais, que resultaram em um aumento no resultado do serviço de energia elétrica.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2012, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração apresentou redução de 0,2% (ou R\$ 0,4 milhões) para R\$ 215 milhões em 2013. Apesar do aumento de 32,4% (ou R\$ 265 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e despesas operacionais aumentaram 44,1% (ou R\$ 266 milhões), devido principalmente (i) a um aumento de R\$ 199 milhões em energia comprada para revenda, como resultado da compra de energia extraordinária a fim de cumprir os contratos de venda de energia da Coopcana e Alvorada, bem como do Complexo Atlântica, devido a uma mudança no prazo de construção esperado, (ii) a um aumento de R\$ 42 milhões na depreciação e amortização devido à entrada em operações de algumas novas usinas da CPFL Renováveis, e (iii) a um aumento de R\$ 18 milhões em pessoal, como resultado dos efeitos do acordo coletivo de 2013, dos gastos com rescisões e indenizações ocorridas em 2013, maiores gastos com previdência privada e benefícios à empregados.

Comercialização

Comparado a 2012, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de comercialização reduziu de 79,6% (ou R\$ 203 milhões) para R\$ 52 milhões em 2013. Essa redução ocorreu em virtude de uma redução de 2,2% (ou R\$ 42 milhões) nas receitas operacionais líquidas e por um aumento de 9,9% (ou R\$ 162 milhões) nos custos e despesas devido principalmente a um aumento de R\$ 159 milhões em energia comprada para revenda, decorrente de um aumento de 21,5% no preço médio, parcialmente compensado por uma redução de 9,5% no volume de energia comprada.

Serviços

Comparado a 2012, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de serviço apresentou redução de 49,3% (ou R\$ 13 milhões) para R\$ 13 milhões em 2013. Apesar do aumento de 16,9% (ou R\$ 29 milhões) nas receitas operacionais líquidas, os custos e despesas operacionais aumentaram 28,8% (ou R\$ 42 milhões) devido principalmente a um aumento de R\$ 17 milhões em pessoal em função do aumento no

10.2 - Resultado operacional e financeiro

número de empregados na CPFL Serviços, bem como efeitos do acordo coletivo de 2013, e a um aumento de R\$ 16 milhões em materiais e serviços de terceiros, ambos decorrentes da expansão das atividades da CPFL Serviços.

Lucro líquido Consolidado

Despesa Financeira Líquida

Em comparação a 2012, nossa despesa financeira líquida aumentou 68,1% (ou R\$ 394 milhões), passando de R\$ 578 milhões em 2012 para R\$ 971 milhões em 2013, devido principalmente: (i) a uma redução de R\$ 8 milhões em nossa receita financeira e um aumento de R\$ 386 milhões em nossa despesa financeira.

A redução na receita financeira deve-se aos seguintes principais motivos: (i) R\$ 159 milhões no ajuste no fluxo de caixa estimado dos ativos financeiros de concessão em 2012, (ii) redução de R\$ 24 milhões em juros e multas, parcialmente compensada (iii) um aumento de R\$ 116 milhões na receita de investimentos financeiros e (iv) um aumento de R\$ 68 milhões em correção monetária de depósitos em garantia.

Os motivos do aumento nas despesas financeiras são: (i) um aumento de nos encargos de dívida e nas variações monetária e cambial (R\$ 281 milhões), como resultado do aumento em nosso endividamento e (ii) o ajuste no fluxo de caixa estimado dos ativos financeiros de concessão (R\$ 67 milhões).

Em 31 de dezembro de 2013, nosso endividamento em reais somou R\$ 15.013 milhões, sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 2.008 milhões de endividamento em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em dólares norte-americanos e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 9,8% em 2013, comparado a 8,4% em 2012, e a TJLP reduziu em 5,0% em 2013, em comparação a 5,8% em 2012.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social apresentou queda se comparado os R\$ 671 milhões em 2012 em relação aos R\$ 570 milhões em 2013. A alíquota efetiva de 37,5% sobre o lucro antes dos tributos foi, em 2013, maior do que a alíquota oficial de 34%, principalmente devido à impossibilidade de registro de alguns prejuízos fiscais, como descrito na nota 8.5 de nossas demonstrações financeiras.

Lucro líquido

Comparado a 2012 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou redução de 21,4% (ou R\$ 258 milhões), para R\$ 949 milhões em 2013.

Lucro Líquido por Segmento

Em 2013, 76,5% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 32,9% do nosso segmento de geração de fontes convencionais e -5,8% do nosso segmento de geração de fontes renováveis, 3,8% de nosso segmento de comercialização e 1,7% de nosso segmento de serviços.

Distribuição

Comparado a 2012, o lucro líquido do segmento de distribuição diminuiu 12,2% (ou R\$ 101 milhões), para R\$ 726 milhões em 2013, principalmente devido ao aumento de 13,0% (R\$ 181 milhões) nas receitas de serviço de energia elétrica, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 328 milhões das despesas financeiras líquidas devidas principalmente: (i) por uma redução de R\$ 54 milhões na receita financeira decorrente do ajuste na estimativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão (R\$ 159 milhões), (ii) uma redução de R\$ 26 milhões dos juros e multas, (iii) um aumento de R\$ 68 milhões na receita de investimentos financeiros, (iv) um aumento de R\$ 40 milhões em atualização de créditos fiscais e (v) um aumento de R\$ 28 milhões no ajuste de depósitos em garantia; e parcialmente compensado por (i) um aumento de R\$ 274 milhões em nossa despesa financeira decorrente principalmente de encargos de dívida e variações monetárias e cambiais (R\$ 173 milhões), como resultado de um maior endividamento, (ii) um

10.2 - Resultado operacional e financeiro

aumento do ajuste da estimativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros de concessão (R\$ 67 milhões); e (iii) por uma redução de R\$ 45 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2012, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais diminuiu 10,5% (ou R\$ 37 milhões), para R\$ 312 milhões em 2013, como resultado do aumento de 12,7% (ou R\$ 63 milhões) no resultado do serviço, parcialmente compensada por um aumento de R\$ 103 milhões nas despesas financeiras líquidas, refletindo principalmente um aumento de R\$ 110 milhões nas despesas financeiras (devido principalmente a um aumento de R\$ 120 milhões em encargos de dívida e variações monetárias e cambiais), parcialmente compensado por um aumento de R\$ 7 milhões na despesa financeira decorrente da receita de investimentos financeiros e por (ii) uma redução de R\$ 3 milhões em despesa de imposto de renda e contribuição social.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2012, o prejuízo líquido de nossa geração do segmento de fontes renováveis foi de R\$ 55 milhões em 2013 (representando uma diferença de R\$ 63 milhões em comparação ao lucro em 2012), como resultado da redução de 0,2% (ou R\$ 0,4 milhões) no resultado do serviço, somado a um aumento de R\$ 61 milhões em despesas financeiras líquidas, refletindo principalmente um aumento de R\$ 110 milhões nas despesas financeiras e um aumento de R\$ 1 milhão em despesa de imposto de renda e contribuição social.

Comercialização

Comparado a 2012, o lucro líquido de nosso segmento de comercialização reduziu 65,0% (ou R\$ 66 milhões), para R\$ 36 milhões em 2013, refletindo a redução de R\$ 203 milhões no resultado do serviço, compensado por um aumento de R\$ 106 milhões na receita financeira líquida e por uma redução na despesa de imposto de renda e contribuição social em R\$ 31 milhões.

Serviços

Comparado a 2012, o lucro líquido de nosso segmento de serviços reduziu 40,1% (ou R\$ 11 milhões), para R\$ 16 milhões em 2013, refletindo a redução de R\$ 13 milhões no resultado do serviço, somada a uma redução de R\$ 3,7 milhões nas despesas financeiras líquidas, compensado por uma redução de R\$ 6 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

b) variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços;

Tarifas Reguladas de Distribuição

O resultado das operações é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para Consumidores Finais cativos com base em tarifas reguladas. Em 2014, as vendas para consumidores cativos representaram 69,8% da quantidade de energia elétrica vendida e 67,3% da nossa receita operacional, em comparação com 68,6% e 66,7%, respectivamente, em 2013. Essas proporções podem diminuir se os clientes migrarem da situação de Consumidores Finais cativos para Consumidores Livres.

As receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas, e a administração empenha-se em manter um relacionamento construtivo com a ANEEL, com o governo e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão de tarifas reflita adequadamente os interesses dos consumidores e acionistas.

Reajuste Tarifário Anual

Os aumentos de tarifas se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos maiores para consumidores atendidos em tensões mais elevadas, de modo a reduzir os

10.2 - Resultado operacional e financeiro

efeitos de subsídios, que foram historicamente concedidos a esses consumidores e que foram em sua maioria eliminados em 2007. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual a partir de 2011. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari
2011								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	6,11%	4,45%	8,58%	8,01%	6,84%	6,42%	6,57%	5,22%
Componentes financeiros ⁽²⁾	1,27%	0,98%	8,63%	15,60%	2,66%	1,34%	1,45%	0,25%
Reposic. total	7,38%	5,43%	17,21%	23,61%	9,50%	7,76%	8,02%	5,47%
2012								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	1,96%	7,71%	0,49%	4,36%	7,20%	-2,20%	-4,41%	-7,15%
Componentes financeiros ⁽²⁾	1,75%	1,08%	11,02%	3,74%	1,80%	2,28%	0,69%	0,05%
Reposic. total	3,71%	8,79%	11,51%	8,10%	9,00%	0,08%	-3,72%	-7,10%
2013								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	4,53%	9,69%	-10,66%	12,15%	-1,83%	7,96%	6,98%	10,76%
Componentes financeiros ⁽²⁾	0,95%	-2,27%	0,34%	-2,82%	8,83%	1,47%	-4,71%	-8,06%
Reposic. total	5,48%	7,42%	-10,32%	9,32%	7,00%	6,48%	2,27%	2,71%
2014								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	14,56%	15,81%	18,83%	9,89%	2,00%	-4,74%	-3,16%	1,17%
Componentes financeiros ⁽²⁾	2,62%	3,92%	2,99%	4,96%	-4,07%	-2,93%	-2,35%	-4,90%
Reposic. total	17,18%	19,73%	21,82%	14,86%	-2,07%	-7,67%	-5,51%	-3,73%
2015								
Reposic. econômico ⁽¹⁾	(3)	(3)	(3)	22,01%	28,9%	28,82%	30,24%	40,07%
Componentes financeiros ⁽²⁾	(3)	(3)	(3)	12,67%	-5,55%	-8,02%	-5,36%	-1,61%
Reposic. total	(3)	(3)	(3)	34,68%	23,34%	20,80%	-24,88%	38,46%

(1) Essa parcela do ajuste reflete primariamente a taxa de inflação do período e é usada como base para os ajustes dos anos subsequentes.

(2) Essa parcela do ajuste reflete na liquidação de ativos e passivos registrados por competência, principalmente a CVA, e não é considerada no cálculo do ajuste do ano seguinte.

(3) O reajuste anual da CPFL Paulista, RGE e CPFL Piratininga ocorre em abril, junho e outubro respectivamente.

Revisões Periódicas

Em 22 de novembro de 2011, a ANEEL definiu a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisão (2011 a 2014) através da Resolução Normativa n. 457/2011. Para o terceiro ciclo, a ANEEL designou um novo método de reconhecimento de quais custos nós podemos repassar aos nossos clientes. Além disso, a ANEEL aprovou a nova metodologia para calcular a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ou TUSD e outras tarifas de energia elétrica, na qual as distribuidoras assumem todos os riscos de mercado resultantes de indicadores de tarifa. Comparado ao ciclo de revisão de tarifa anterior, esta nova metodologia causou um impacto negativo na nossa condição financeira e nos resultados de nossas operações. A metodologia aplicável para esse ciclo continua em vigor para as distribuidoras até que as tarifas aplicáveis a tais distribuidoras seja revisada no âmbito do quarto ciclo de revisão.

Em 10 de outubro de 2013, por meio da Consulta Pública 11/2013, a ANEEL iniciou o processo para considerar a metodologia a ser aplicada no próximo ciclo de revisão (2015 a 2018). Em 10 de junho de 2014, na primeira fase da Consulta Pública 023/2014, a ANEEL apresentou uma proposta de metodologia para o ciclo atual. Os documentos liberados para consulta pública indicam que o próximo ciclo de revisão provável e substancialmente manterá a metodologia existente, exceto a metodologia para cálculo, a ser utilizada pela ANEEL na determinação da Base de Remuneração Regulatória ou BRR, que poderá ser significativamente modificada. Na segunda fase da Consulta Pública 023/2014, que foi aberta em 11 de dezembro de 2014, a ANEEL iniciou as discussões referentes à implementação da nova metodologia (exceto o BRR, cuja estrutura

10.2 - Resultado operacional e financeiro

da metodologia permanece sob análise da ANEEL). Como parte do processo de revisão, a ANEEL também indicou que os parâmetros das tarifas e a metodologia serão revisadas em ciclos autônomos, separados da revisão do ciclo da companhia; assim, os parâmetros tarifários revisados serão aplicados imediatamente para todo o setor mediante publicação, em vez de aplicar-se para as distribuidoras nos próximos ciclos tarifários de cada concessão, conforme já estabelecido anteriormente. Nesse sentido, em 3 de fevereiro de 2015 a ANEEL publicou a Resolução nº 648/2015 determinando que o custo da remuneração a ser paga para todas as distribuidoras de março de 2015 a dezembro de 2017 é de 8,09% após as deduções de impostos, sendo que a nova porcentagem de remuneração será fixada para o período de três anos com início em janeiro de 2018, quando o parâmetro será novamente atualizado. Adicionalmente, a ANEEL esclareceu que a metodologia existente continuará a ser aplicada até a publicação da nova metodologia.

Espera-se que a revisão da metodologia atual seja concluída durante o primeiro semestre de 2015.

A tabela a seguir apresenta os resultados do primeiro, segundo e terceiro ciclos de revisões periódicas.

	Primeiro Ciclo		Segundo Ciclo		Terceiro Ciclo	
	Data do Ajuste	Ajuste Econômico	Data do Ajuste	Ajuste Econômico	Data do Ajuste	Ajuste Econômico
		(%)		(%)		(%)
CPFL Paulista	Abril de 2003	20,66	Abril de 2008	-14,00	Abril de 2013	5,65 ⁽³⁾
CPFL Piratininga	Outubro de 2003	10,14	Outubro de 2007	-12,77	Outubro de 2011	-3,95 ⁽¹⁾⁽³⁾
RGE	Abril de 2003	27,96	Abril de 2008	2,34	Junho de 2013	-9,92 ⁽³⁾
CPFL Santa Cruz	Fevereiro de 2004	17,14	Fevereiro de 2008	-14,41	Fevereiro de 2012	4,16 ⁽¹⁾⁽²⁾
CPFL Mococa	Fevereiro de 2004	21,73	Fevereiro de 2008	-7,60	Fevereiro de 2012	7,18 ⁽¹⁾⁽²⁾
CPFL Leste Paulista	Fevereiro de 2004	20,10	Fevereiro de 2008	-2,18	Fevereiro de 2012	-2,00 ⁽¹⁾⁽²⁾
CPFL Sul Paulista	Fevereiro de 2004	12,29	Fevereiro de 2008	-5,19	Fevereiro de 2012	-3,78 ⁽¹⁾⁽²⁾
CPFL Jaguarí	Fevereiro de 2004	- 6,17	Fevereiro de 2008	-5,17	Fevereiro de 2012	-7,09 ⁽¹⁾⁽²⁾

- (1) Como resultado da demora da ANEEL em determinar a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisões periódicas, o processo de revisões periódicas para CPFL Piratininga foi concluído em 23 de outubro de 2012 ao invés de 23 de outubro de 2011, data conforme o estabelecido no contrato de concessão. CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguarí, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista tiveram seu processo de revisão concluído em 3 de fevereiro de 2013 ao invés de 3 de fevereiro de 2012, data conforme estabelecido nos seus contratos de concessão. No entanto, a diferença de tarifas cobradas da data do processo de revisão especificado no contrato de concessão e da data atual na qual o processo foi concluído foi reembolsada aos consumidores.
- (2) CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguarí, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Paulista entraram com recursos administrativos questionando os resultados de seus processos de revisão periódica. Os recursos foram julgados pela ANEEL em janeiro de 2014, com os seguintes resultados: (i) o Despacho n.º 165 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 7,20% para 7,18% para CPFL Mococa, principalmente devido à redução da Base de Remuneração Regulatória; (ii) o Despacho n.º 212 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 4,36% para 4,16% para a CPFL Santa Cruz, principalmente devido à redução da BRR; (iii) o Despacho n.º 166 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -2,20% para -2,00% para CPFL Leste Paulista, principalmente devido ao aumento da BRR e às perdas regulatórias não técnicas; (iv) o Despacho n.º 211 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -3,72% para -3,78 % para a CPFL Sul Paulista, principalmente devido à redução da BRR; e (v) o Despacho n.º 167 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -7,10% para -7,09% para a CPFL Jaguarí, principalmente devido ao aumento da BRR.
- (3) A CPFL Piratininga, CPFL Paulista e RGE instauraram recursos administrativos questionando o resultado de seus processos de revisão periódica. A CPFL Piratininga questionou as perdas regulatórias no processo de revisão periódica. O recurso foi avaliado pela ANEEL, e o Despacho n.º 3.426, emitido em 8 de outubro de 2013, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -4,45% para -3,95%. A CPFL Paulista questionou a BRR e a Resolução n.º 733 de 25 de março de 2014, alterando o resultado do processo de revisão periódica de 5,48% para 5,65%. A RGE também questionou a BRR dos municípios de Putinga e Anta Gorda, incluídas na BRR após leilão. Portanto, a Resolução n.º 1.857 de 17 de junho de 2014, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -10,32% para -9,92%.

Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)

Conforme estabelecido pela Lei nº 12.783/2013, todos os distribuidores tiveram uma RTE em 24 de janeiro de 2013, a fim de passar aos consumidores os efeitos promovidos pela renovação da geração e transmissão de concessões e da redução encargos regulamentares.

A distribuição dos ajustes da recomposição tarifária extraordinária está representada na tabela a seguir:

10.2 - Resultado operacional e financeiro

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguarí
2013								
Reposic. econômico	-15,3%	-11,3%	-12,0%	-6,8%	-7,6%	-17,2%	-18,4%	-25,4%
Componentes financeiros	-0,5%	1,1%	0,7%	3,7%	1,8%	2,3%	0,0%	0,1%
Reposic. total	-15,8%	-10,2%	-11,4%	-3,1%	-5,8%	-14,9%	-18,4%	-25,3%

Nos termos da Resolução nº 1.858/2015, as tarifas foram aumentadas para considerar os custos extraordinários devido à expedição total das termelétricas e da exposição involuntária das distribuidoras.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguarí
2015								
Reposic. econômico	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,0%	0,00%
Componentes financeiros	31,77%	29,25%	35,47%	9,15%	16,25%	19,09%	21,29%	22,85%
Reposic. total	31,77%	29,25%	35,47%	9,15%	16,25%	19,09%	21,29%	22,85%

Vendas a Consumidores Potencialmente Livres

Com o intuito de promover transações mais competitivas de energia elétrica, o governo modificou a regulamentação do setor permitindo que determinados consumidores possam deixar o ambiente de tarifas reguladas e se tornar consumidores "livres", com direito a contratar seu fornecimento de energia elétrica com qualquer fornecedor. Atualmente, em comparação ao número total de consumidores cativos da Companhia, o número de Consumidores Potencialmente Livres é relativamente pequeno; no entanto, representa um percentual relevante da receita e da quantidade de energia elétrica distribuída. Em 2014 tínhamos 1.649 consumidores potencialmente livres que foram responsáveis por 15,1% de nossas vendas de energia elétrica. Em 2013, aproximadamente 17,0% da quantidade de energia elétrica distribuída pela Companhia foi destinada a Consumidores Potencialmente Livres. A maioria dos Consumidores Potencialmente Livres não optou por tornar-se um Consumidor Livre. Isto possivelmente ocorreu (i) por estes consumidores terem considerado que as vantagens de um contrato de longo prazo com taxas de energia elétrica inferiores à tarifa regulada são superadas pelas desvantagens relacionadas a custos adicionais (em particular, a tarifa pelo uso do sistema de transmissão) e pelo risco de flutuação dos preços no longo prazo e (ii) porque parcela significativa dos Consumidores Potencialmente Livres, que celebraram contratos antes de julho de 1995, ficam limitados a mudar para fornecedores que adquirem energia elétrica de fontes de energia renovável, tais como PCHs ou biomassa. Mesmo que um consumidor decida migrar do sistema de tarifas reguladas para se tornar um Consumidor Livre, ele ainda teria que pagar à Companhia a tarifa pelo uso do sistema de distribuição, ou TUSD, e tais pagamentos praticamente eliminaram as perdas na receita operacional decorrentes de tal migração. Não se espera que um número substancial dos consumidores tornem-se Consumidores Livres, mas as perspectivas a longo prazo desta migração entre diferentes mercados (cativo e livre) e seu impacto no resultado são difíceis de serem previstas.

Preços para a Energia Elétrica Adquirida

Os preços da energia elétrica adquirida pelas distribuidoras nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles assinados após o Novo Modelo, enquanto os preços da energia elétrica comprada no ambiente de contratação livre baseiam-se em índices de mercado prevalentes, de acordo com o contrato bilateral. Em 2014, foram adquiridos 58.879 GWh, em comparação aos 57.692 GWh adquiridos em 2013. Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Nós também adquirimos uma quantidade substancial de energia elétrica de Itaipu nos termos de obrigações "take-or-pay" a preços regidos pelos regulamentos adotados nos termos de um contrato internacional. As concessionárias com operações no Centro-Oeste, Sul e Sudeste são obrigadas por lei a adquirir uma parcela da participação brasileira na capacidade disponível de Itaipu. Em 2014, foram adquiridos 10.417 GWh (17,7% do total comprado) de energia elétrica de Itaipu, enquanto que em 2013 foram adquiridos 10.719 GWh (18,6% do total comprado). O preço da energia elétrica de Itaipu é estabelecido em dólares para refletir os custos de pagamento de sua dívida. De forma correspondente, o preço da energia elétrica adquirida de Itaipu aumenta em termos reais quando o real se desvaloriza em relação ao dólar. A mudança nos custos para a energia elétrica de Itaipu está sujeita ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A descrito abaixo.

A maior parte da energia elétrica que adquirimos em ambiente de contratação livre foi comprada por nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil, que revende a energia elétrica a Consumidores Livres e outras concessionárias e permissionárias (inclusive nossas subsidiárias). Veja "O Setor Elétrico Brasileiro - O Ambiente de Contratação Livre".

Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A

Utilizamos a conta de compensação da variação dos custos ou a conta da Parcela A para reconhecer nas tarifas de distribuição a variação de alguns de nossos custos, conhecidos como custos da "Parcela A", que são não gerenciáveis. Em geral, quando esses custos são superiores às projeções utilizadas na fixação da tarifa de distribuição, nós temos o direito de reaver a diferença através de reajustes anuais de tarifa subsequentes.

Os custos de energia elétrica comprada de Itaipu são indexados ao dólar norte-americano, e estão sujeitos à variação cambial. No caso de apreciação do dólar norte-americano frente ao real, nossos custos vão aumentar e, conseqüentemente, nossa receita vai se reduzir no mesmo período. Essas perdas serão compensadas no futuro, quando o próximo reajuste tarifário anual ocorrer.

Mais detalhes sobre esses componentes tarifários por favor veja nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor;

Conjuntura Econômica Brasileira

Todas as nossas operações estão no Brasil, e por essa razão somos afetados pela conjuntura econômica brasileira. Em especial, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda de energia elétrica, e a inflação afeta nossos custos e nossas margens.

Alguns fatores podem afetar significativamente a demanda por energia, dependendo da categoria de consumidores:

- *Consumidores Residenciais e Comerciais.* Essas classes são muito afetadas por condições climáticas, o desempenho do mercado de trabalho, distribuição de renda, disponibilidade de crédito entre outros fatores. Temperaturas elevadas e aumento dos níveis de renda causam um aumento na procura por energia elétrica e, portanto, aumentam as nossas vendas.
- *Consumidores Industriais.* O consumo dos consumidores industriais está relacionado ao crescimento econômico e investimento, relacionados principalmente à produção industrial. Nos períodos de crise financeira, esta categoria sofre o maior impacto.

A inflação afeta nossos negócios principalmente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas serem corrigidos pela inflação. Podemos recuperar uma parte desse aumento de custos por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, porém existe um atraso entre o momento em que o aumento de custos é incorrido e aquele no qual as tarifas reajustadas seguindo o reajuste tarifário anual são recebidas. Os valores que nos são devidos com base na Parcela A são atrelados à variação da taxa SELIC até que sejam repassados às nossas tarifas.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

A depreciação do Real aumenta o custo do serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de compra de energia elétrica da usina de Itaipu, uma hidrelétrica que é um de nossos principais fornecedores e que ajusta os preços baseado em parte de seus custos em dólares norte-americanos.

A tabela abaixo mostra os principais indicadores de desempenho da economia brasileira referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2014	2013	2012
Crescimento do PIB (em reais)	0,2%	2,3%	1,0%
Taxa de desemprego – média de %	4,9%	5,4%	5,5%
Crédito a pessoa física (recursos não destinados) – % PIB	15,1%	15,5%	15,7%
Crescimento das Vendas no Varejo	2,2%	4,3%	8,4%
Crescimento da Produção Industrial	(3,2%)	1,1%	(2,6%)
Inflação (IGP-M) ⁽¹⁾	3,7%	5,5%	7,8%
Inflação (IPCA) ⁽²⁾	6,4%	5,9%	5,8%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 ⁽³⁾	R\$2,360	R\$2,174	R\$1,958
Taxa de câmbio no fim do ano – US\$1,00 ⁽⁴⁾	R\$2,656	R\$2,343	R\$2,044
Depreciação (apreciação) do real x dólar norte-americano ⁽⁴⁾	13,4%	14,6%	9,0%

Fontes: Fundação Getúlio Vargas, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística e Banco Central

- (1) A inflação (IGP-M) é o índice geral de preços de mercado medido pela Fundação Getúlio Vargas.
- (2) A inflação (IPCA) é um índice amplo de preços ao consumidor medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, sendo a referência para as metas de inflação estabelecidas pelo CMN.
- (3) Representa a média das taxas de venda comerciais no último dia de cada mês durante o período.
- (4) O real se desvalorizou quando comparado com o dólar norte-americano no 1º trimestre de 2015, comparado com o dólar comercial de venda, conforme divulgado pelo Banco Central do Brasil, em 31 de março de 2015 R\$3,208 para US\$1,00.

A conjuntura econômica brasileira caracteriza-se por significativas variações nos índices de crescimento econômico, que foi muito lento de 2001 a 2003 (1,7% a.a.) e com uma recuperação econômica entre 2004 e 2008 (4,8% a.a.). Essa tendência foi interrompida pela crise financeira internacional em 2009. Desde então, a atividade econômica brasileira é afetada pelo cenário internacional e o performance industrial mostrou resultados moderados devido às menores exportações, expectativas desfavoráveis dos investidores e deficiências de infraestrutura. O PIB apresentou crescimento a taxas menores nesse período, atingindo uma taxa de crescimento médio de 2,6% entre 2009 e 2013 e de apenas 0,2% em 2014.

No entanto, os indicadores de renda e emprego mantiveram um bom desempenho, apesar do recentes resultados moderados. As vendas no varejo, principalmente eletrodomésticos, e a disponibilidade de crédito também apresentaram um bom desempenho, apesar dos recentes resultados sugerirem uma desaceleração. A força do mercado doméstico, refletindo melhor distribuição de renda, melhorias no mercado de trabalho e consumo das famílias, beneficia nossas operações.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

10.3. Comentários dos diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados
--

a) introdução ou alienação de segmento operacional

Não aplicável em razão da Sociedade não ter introduzido ou alienado segmento operacional.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Em janeiro de 2012, através da nossa subsidiária CPFL Renováveis, celebramos um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V, empresas voltadas à geração de energia através de fontes eólicas, com capacidade instalada total de 120 MW. A ANEEL aprovou a transferência de controle do Complexo Atlântica à CPFL Renováveis, conforme publicado em 26 de março de 2012.

Em março de 2012, através de nossa controlada CPFL Renováveis, celebramos um contrato para a compra de 100% dos ativos de geração de energia elétrica e sistema de cogeração hidrelétrica da SPE Lacenas Participações Ltda., inclusive sua subsidiária, a Usina Termelétrica Ester. A Usina Termelétrica Ester possui uma autorização da ANEEL para explorar energia elétrica através da biomassa (cana de açúcar), com Capacidade Instalada de 40 MW. Essas usinas de cogeração, localizadas na cidade de Cosmópolis, no Estado de São Paulo, estão em operação. A aquisição foi concluída em 18 de outubro de 2012.

Em junho de 2012, celebramos através de nossa subsidiária CPFL Renováveis, um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da BVP, holding controladora da sociedade Bons Ventos, a qual detém autorização para explorar parques eólicos com Capacidade Instalada total de 157,5 MW. A aquisição foi concluída em 19 de junho de 2012.

Em novembro de 2012, a Tanquinho iniciou suas operações. Tanquinho é a primeira usina de energia solar do estado de São Paulo está localizada na Cidade de Campinas, com capacidade instalada de 1,1 MWp. Ela está localizada em uma área de 13.700 m² na subestação de Tanquinho, que pertence a uma de nossas distribuidoras. Estima-se que a usina de Tanquinho gere aproximadamente 1,6 GWh por ano. A nossa subsidiária CPFL Renováveis foi a responsável pela construção do empreendimento e é responsável pela gestão e operação da usina.

Em junho de 2013, através de nossa subsidiária CPFL Renováveis, adquirimos os Parques Eólicos Rosa dos Ventos, com Capacidade Instalada de 13,7 MW. A conclusão da aquisição ocorreu em fevereiro de 2014.

Em agosto de 2013, foram iniciadas as operações da Usina Termelétrica à Biomassa Coopcana, com potência instalada de 50 MW. Em setembro de 2013, foram iniciadas as operações do parque eólico Campo dos Ventos II com Capacidade Instalada de 30MW. Em novembro de 2013, foram iniciadas as operações da Usina Termelétrica à Biomassa Alvorada, com potência instalada de 50 MW. Em dezembro de 2013, nossa subsidiária CPFL Renováveis negociou no Segundo Leilão de Energia A-5/2013 a média de 26,1 MW a serem gerados pelo Complexo Pedra Cheirosa localizado no Estado do Ceará, correspondente a 51,3 MW da Capacidade Instalada. Os contratos oriundos desta negociação serão firmados com as distribuidoras de energia elétrica que declararam que serão os compradores da energia no leilão. A duração desses contratos será de 20 anos, e o fornecimento de energia terá início em 1º de janeiro de 2018. Os lotes foram vendidos pelo preço médio de R\$ 125,04 por MWh, anualmente ajustado pelo índice do IPCA.

Até o início de 2014, com a aquisição do parque eólico Rosa dos Ventos e a estimativa para a operação total dos Parques Eólicos Macacos I e Atlântica, nossa Capacidade Instalada aumentará para 3.113 MW. Até 2016, esperamos que o complexo do Campo dos Ventos e o complexo de São Benedito entrem em operação e até 2018, esperamos que o complexo Pedra Cheirosa entre em operação, o que aumentaria nossa Capacidade Instalada para 3.292 MW.

Em fevereiro de 2014, CPFL Renováveis assinou um contrato com Arrow – Fundo de Investimento em

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

Participações, ou Arrow, um fundo de investimento, para a aquisição da subsidiária indireta da Arrow, Dobrevê Energia S.A., ou DESA. O contrato prevê que empresa controladora intermediária da Arrow, WF2 Holding S.A., ou WF2, que detém a DESA, será incorporada na CPFL Renováveis. Como resultado, o capital social da CPFL Renováveis será aumentado através da emissão de novas ações ordinárias, a CPFL Renováveis irá assumir a dívida da WF2, no montante de aproximadamente R\$ 200 milhões a partir de 31 de dezembro de 2013, e a Arrow receberá novas ações ordinárias da CPFL Renováveis representando 12,63% do capital social total da CPFL Renováveis.

Em Assembleias Gerais Extraordinárias com eficácia das aprovações em 1º de outubro de 2014, os acionistas da CPFL Renováveis bem como FIP Arrow, aprovaram o Protocolo de Incorporação e o Termo de Encerramento da Associação. Conseqüentemente, em 1º de outubro de 2014, o FIP Arrow efetuou a contribuição do acervo líquido da WF2 como aumento de capital na CPFL Renováveis, que por sua vez emitiu 61.752.782 novas ações ordinárias em nome do FIP Arrow, que se tornou acionista da CPFL Renováveis com uma participação de 12,27%.

Após o aumento de capital realizado, a CPFL Renováveis incorporou a WF2, extinguindo essa sociedade, e a CPFL Renováveis passou a deter diretamente 100% das ações de emissão da DESA e, conseqüentemente, a DESA passou a ser controlada pela CPFL Renováveis.

c) eventos ou operações não usuais

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no período.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

10.4. Comentários dos diretores sobre:

a) mudanças significativas nas práticas contábeis

Em função da promulgação das Leis 11.638/07 e 11.941/09, durante o exercício de 2008, o CPC emitiu e a CVM aprovou uma série de Pronunciamentos e Interpretações contábeis que tinha por objetivo a convergência das práticas contábeis brasileiras às práticas internacionais de contabilidade ("IFRS"). Tais pronunciamentos foram integralmente aplicados concluindo a primeira fase do processo de convergência.

Para que o processo fosse totalmente concluído, novos pronunciamentos foram emitidos ao longo de 2009 e 2010, de modo a permitir que as demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2010 fossem aplicadas em consonância com as normas internacionais.

As demonstrações financeiras de 2010 foram as primeiras demonstrações preparadas em conformidade com o IFRS. Para que o processo de harmonização de práticas contábeis fosse possível, a Companhia aplicou os CPCs 37 e 43 e o IFRS 1, adotando como data de transição 1º de janeiro de 2009 e conseqüentemente as demonstrações financeiras de 2009 foram rerepresentadas com os ajustes identificados na adoção dos referidos CPCs.

2014

As demonstrações financeiras de 2014 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2014. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

2013

As demonstrações financeiras de 2013 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – "IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standard Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), contemplando os efeitos de mudanças significativas em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2013. Estes pronunciamentos que tiveram maior impacto em nossas demonstrações financeiras são relacionados a consolidação e ao plano de pensão.

Foi revista a norma de consolidação segundo o IFRS. As novas normas IFRS 11/CPC 19(R2) foram editadas e entraram em vigor a partir de 2013. De acordo com as novas normas, não consolidaremos mais proporcionalmente as entidades sob controle conjunto. Em vez disso, registraremos essas companhias pelo método de equivalência patrimonial, sem impacto sobre nosso lucro líquido.

Outra alteração importante está relacionada ao IAS 19/CPC 33 (R1), conforme revisado em 2011. As revisões alteram a metodologia contábil dos planos com benefícios definidos e benefícios rescisórios. A nova metodologia exige o reconhecimento de quaisquer alterações nas obrigações de benefícios definidos e no valor justo de ativos do plano e, assim, elimina a abordagem de corredor permitida nos termos da versão anterior do IAS 19. A eliminação da abordagem de corredor acelera o reconhecimento dos custos do serviço anterior. Todos os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outro resultado abrangente de forma que o ativo ou passivo líquido do plano de pensão reflita o valor integral do déficit ou superávit do plano. Além disso, em vez das despesas com juros e os retornos esperados sobre os ativos do plano utilizados na versão anterior do IAS 19/CPC 33, registramos atualmente um valor de "juros líquidos" de acordo com o IAS 19, conforme revisado em 2011. De acordo com as revisões, os juros líquidos são calculados por meio da aplicação da taxa de desconto ao valor líquido do ativo ou passivo do benefício definido. As revisões do IAS 19 também introduzem determinadas alterações na apresentação do custo do benefício definido, incluindo divulgações mais amplas, como a sensibilidade a premissas atuariais significativas. Para obter informações adicionais sobre o impacto dessas alterações, favor consultar a nota explicativa 2.9 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

2012 e 2011

As demonstrações financeiras de 2011 e 2012 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – “IFRS”), emitidas pelo International Accounting Standard Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

Devido ao ICPC 01 – Contratos de Concessão e ajuste para recomposição do ativo intangível de infraestrutura, no momento da adoção inicial a infraestrutura de concessão que era registrada como um ativo imobilizado vinculado à concessão passou a ser registrado da seguinte forma (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 foi determinado pelo seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos estabelecida pelo órgão regulador. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e é atualizado anualmente de acordo com a variação de seu valor justo. Até 2011, o reconhecimento era em contrapartida a outros resultados abrangentes no patrimônio líquido.

Em 2012, a Companhia passou a contabilizar a atualização financeira dos ativos financeiros da concessão no resultado financeiro, e, apesar de imaterial, ajustou ou reclassificou para fins de comparação com as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 as Demonstrações Financeiras apresentadas em 2011. Esta alteração decorre da reclassificação do reconhecimento em “outros resultados abrangentes” das mudanças nas expectativas dos fluxos de caixa do ativo financeiro da concessão determinado pelo IFRIC12/ICPC 01(R1) designado na categoria disponível para venda.

Apesar de o contrato de concessão não ser explícito na definição se a indenização será baseada no valor efetivamente investido na infraestrutura ou se será baseada no residual apurado pela metodologia de precificação de tarifas, ou seja, Base de Remuneração Regulatória (“BRR”), a Companhia e suas controladas, com base na sua melhor interpretação do contrato de concessão, possuem expectativa de receber ao término da concessão, como indenização pelos investimentos efetuados e ainda não recuperados, o montante equivalente ao apurado pela BRR. Na adoção inicial das IFRS, a Companhia considerou que mudanças nos valores justos dos ativos que compõem a infraestrutura da concessão seriam também mudanças no valor justo do ativo financeiro a ser recebido como indenização ao término da concessão e, portanto, tais mudanças foram reconhecidas integralmente em “outros resultados abrangentes”. Cabe ressaltar que o procedimento adotado deu-se após análises e discussões em grupo técnico da indústria criado para discutir a implantação do IFRS no Brasil, sendo que a metodologia descrita anteriormente nesse parágrafo foi aplicada também por outras empresas do mercado brasileiro que adotaram a BRR como base para definição do valor da indenização.

No entanto, após revisão dos critérios utilizados na contabilização desse ativo financeiro e evolução das discussões na indústria, a Companhia e suas controladas concluíram que as variações nos valores justos dos ativos da infraestrutura e, conseqüentemente da indenização, refletem alterações das expectativas dos fluxos de caixa estimados e, portanto deveriam ser reconhecidos no resultado do exercício usando o método dos juros efetivos de acordo com o parágrafo AG8 do CPC 38 e IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração.

Desta forma a Companhia e suas controladas incorreram em um erro não material e não intencional quando da interpretação da literatura contábil. Apesar da imaterialidade do ajuste, a Companhia e suas controladas decidiram ajustar os saldos comparativos de 2011 para a apresentação nas demonstrações financeiras de 2012 para fins de manter a melhor comparação dos saldos.

Conseqüentemente, a Companhia e suas controladas estão reclassificando e ajustando as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2011, apresentadas comparativamente às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, onde a atualização do ativo financeiro de concessão, decorrente das alterações das expectativas de seus fluxos de caixa estimados, está sendo reclassificada de “resultado abrangente acumulado” para “lucros acumulados”, ambos no patrimônio líquido, e sendo reconhecida no resultado do exercício de 2011 em conta de “resultado financeiro”.

Como mencionado acima, uma vez que tais efeitos são considerados imateriais e não alteram os saldos totais de ativos, passivos e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2011 e em 1 de janeiro de 2011, a Companhia não apresentou o balanço patrimonial do início do período mais antigo apresentado.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia.

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

No Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2014, datado de 16 de março de 2014, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Indicações e comentários dos diretores sobre políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.

Ao elaborar as demonstrações financeiras, fazemos estimativas relativas a diversos assuntos. Alguns desses assuntos são altamente imprevisíveis, fazendo com que estas estimativas dependam de opiniões formuladas com base nas informações disponíveis. Discutem-se ainda determinadas políticas contábeis relativas a questões regulatórias. Na discussão a seguir, foram identificados diversos outros assuntos com relação aos quais as apresentações financeiras seriam prejudicadas caso (i) fossem utilizadas estimativas diferentes, ou (ii) no futuro, as estimativas sejam alteradas com razoável probabilidade de ocorrer.

A discussão trata apenas das estimativas mais importantes com base no grau de imprevisibilidade e na probabilidade de impacto relevante, caso outras estimativas fossem utilizadas em seu lugar. Há muitas outras áreas nas quais estimativas são utilizadas para situações imprevisíveis, mas o efeito provável da alteração ou substituição das estimativas não é relevante para as demonstrações financeiras. Veja as notas explicativas às demonstrações financeiras, para discussão mais detalhada da aplicação destas e de outras políticas contábeis.

Recuperação de Ativos de Longo Prazo (Impairment)

Os ativos de longo prazo, que incluem ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos, compreendem parcela significativa da totalidade dos ativos. Os saldos demonstrados no balanço patrimonial tomam por base custos históricos, líquidos de depreciação e amortização acumuladas. Em função do CPC 01, a avaliação periódica destes ativos é obrigatória para identificação se sofreram desvalorização, ou seja, se sua capacidade futura de gerar caixa não justifica sua manutenção por seus valores contábeis. Caso não sejam realizáveis, o reconhecimento da perda é obrigatório, realizando baixa de seu valor total ou parcial. A análise realizada exige que se estimem os fluxos de caixa futuros decorrentes desses ativos, e essas estimativas nos obriguem a adotar uma série de premissas acerca das operações futuras, incluindo julgamentos relativos ao crescimento do mercado, condições regulatórias e a outros fatores macroeconômicos, assim como a demanda por energia elétrica. As alterações dessas premissas poderiam nos obrigar, e também nossas controladas, a reconhecer perdas por desvalorização em períodos futuros. As avaliações em 2014, 2013, e 2012 não resultaram em qualquer desvalorização significativa do ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos.

Recuperação de Ativos Financeiros (Impairment)

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 pode ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo, e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

Nós e também nossas controladas avaliam 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, nós utilizamos 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:

- **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. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos através da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.

10.5 - Políticas contábeis críticas

- 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 de 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 disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda do valor recuperável, qualquer aumento no valor justo é reconhecido em outros resultados abrangentes.

Plano de Pensão

Patrocínamos planos de benefício de pensão e planos de benefícios em caso de invalidez e falecimento, cobrindo substancialmente todos os nossos empregados. A determinação do valor de nossas obrigações com pensão depende de determinadas premissas atuariais, incluindo índices de desconto, inflação, etc. Para mais informações sobre as premissas atuariais veja nota 18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. Ademais, o IAS 19 foi revisto e tem sido aplicado desde 1º de janeiro de 2013 (e para fins de comparação, os balanços patrimoniais em 31 de dezembro e 1º de janeiro de 2012 e a demonstração do resultado de 2012 foram reapresentados).

Impostos diferidos

A contabilização dos impostos sobre o lucro requer o registro de ativos e passivos correntes e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre o valor contábil para fins fiscais do ativo e passivo e os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas são tratadas como diferenças temporárias para os fins de registro do imposto de renda diferido.

O crédito fiscal diferido é testado regularmente para fins de recuperação, sendo que não será reconhecido se a probabilidade de não realização for maior que a probabilidade de realização. Se nós e nossas controladas formos incapazes de gerar lucros tributáveis futuros suficientes, ou se houver alteração relevante nas alíquotas de imposto efetivas, ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, podemos estar obrigadas a estabelecer uma provisão de desvalorização total ou parcial do crédito fiscal diferido. Isso pode resultar em um aumento substancial da alíquota efetiva de imposto e um impacto adverso relevante sobre os resultados operacionais.

Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas

Nós e nossas subsidiárias somos partes de processos judiciais no Brasil, decorrentes do curso normal dos negócios, relativos a questões fiscais, trabalhistas, civis entre outras.

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas são estimadas com base em experiência histórica, na natureza das reclamações, bem como com base na atual posição das reclamações. As avaliações relativas a essas provisões são realizadas por vários de nossos especialistas internos e externos. O registro das provisões requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição de obrigação em potencial. A avaliação da nossa administração a respeito da exposição aos riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pode se alterar à medida que se deem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho destas provisões pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre os resultados operacionais, fluxos de caixa e situação financeira.

Instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros podem ser avaliados a valor de mercado ou por custo amortizado, de acordo com determinados aspectos. Os avaliados a valor de mercado foram reconhecidos com base nos preços cotados em um mercado ativo, ou avaliados utilizando modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração o fluxo de pagamentos futuros, com base nas condições contratadas, descontados a valor presente das taxas de juros, baseado em informações obtidas nos web sites da BM&FBOVESPA e da ANDIMA, quando disponíveis. Desta forma, o valor de mercado de um instrumento corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) registrado a valor presente pelo fator de desconto (relativo a data de vencimento do instrumento) obtida do gráfico de juros de mercado em Reais.

Ativos financeiros classificados como disponíveis para venda referem-se ao direito de compensação a ser paga pelo Governo Federal na reversão dos ativos de distribuição das concessionárias (ativo financeiro da concessão). A metodologia adotada para registro destes ativos a valor de mercado é baseada no processo de revisão tarifária dos distribuidores. Nesta revisão, realizada a cada quatro ou cinco anos de acordo com cada

10.5 - Políticas contábeis críticas

concessionária, consiste na reavaliação a valor de mercado dos ativos da infraestrutura de distribuição. Esta base de avaliação é utilizada para a determinação da tarifa, a qual é acrescida anualmente em cada revisão tarifária, com base nos parâmetros dos principais índices de inflação.

A Lei n.º 12.783/13 definiu a metodologia e o critério para a avaliação da compensação na reversão destes ativos amparado na Base –de Ativos Regulatórios. Desta forma, a avaliação da compensação na reversão é prevista por meio de processo de avaliação conduzido pela ANEEL.

Depreciação de Ativos Imobilizados e Amortização de Ativos Intangíveis

A depreciação é registrada utilizando o método linear, em tarifas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos, de acordo com os regulamentos da ANEEL e a prática do setor adotada no Brasil.

Os ativos intangíveis são compostos por naturezas distintas as quais impactam na forma da amortização é realizada, conforme descrito abaixo:

- Adquiridos através de combinações de negócios: A parcela do ágio oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão é apresentada como ativo intangível e amortizada pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração, linearmente ou com base na curva do lucro líquido projetado das concessionárias, conforme o caso;
- Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 e IFRIC 12 – Contratos de 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.
- Uso do Bem Público: O ativo intangível referente a esta natureza está sendo, amortizado linearmente pelo período remanescente da concessão.

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor

10.6. Comentários dos Diretores sobre controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis:

a) grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

Anualmente, todos os processos e controles internos relevantes para nossas demonstrações financeiras são avaliados e certificados eletronicamente pelos nossos gestores, através de um sistema automático de Gerenciamento de Controles Internos. Nossa administração tem avaliado a eficácia de nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras com relação às demonstrações de 31 de dezembro de 2014, baseada nos critérios estabelecidos em "Controles Internos - Estrutura Integrada" emitido em 1992 pela COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*). Baseada nesses critérios e avaliação, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras são eficazes com relação a 31 de dezembro de 2014. Nossa administração não identificou nenhuma alteração em nossos controles internos sobre demonstrações financeiras durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014 que tenha afetado materialmente, ou que possa afetar nossos controles internos sobre as demonstrações financeiras.

A COSO publicou uma versão atualizada da sua Estrutura em 2013. Para o exercício de 2014, continuamos a usar a Estrutura da COSO emitido em 1992, mas atualmente estamos estruturando a implantação da Estrutura de 2013. A administração está atualmente comparando nossos controles internos implementados no âmbito da estrutura COSO 1992 ao de 2013 e, até o momento, com base no nosso negócio, não encontrou inconsistências relevantes em controles internos.

Controles Internos de Informações Financeiras

Nossa administração é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre a divulgação de informações financeiras. Nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras é um procedimento projetado para prover garantias razoáveis com relação à confiabilidade das informações financeiras e a preparação de nossas demonstrações financeiras de propósitos externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras incluem políticas e procedimentos que: (i) dizem respeito à manutenção de registros que razoavelmente detalhados, refletem de maneira acurada e justa as transações e a disposição dos ativos; (ii) proveem razoável segurança de que são registradas conforme o necessário para permitir a preparação de nossas demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os gastos e despesas estão sendo realizados em conformidade com as autorizações da nossa administração e diretoria; e (iii) proveem razoável segurança com relação à prevenção ou detecção a tempo de aquisição não autorizada, uso ou disposição de nossos ativos que poderiam gerar efeito material adverso em nossas demonstrações financeiras.

Por motivo de limitações inerentes, o controle interno sobre a divulgação de informações financeiras pode não prevenir ou detectar declarações incorretas. Ademais, a eficácia de projeções e avaliações com relação a períodos futuros é sujeita ao risco de que os controles podem ser inadequados por motivo de mudanças de condições e que o grau de conformidade com esses procedimentos e políticas pode se deteriorar.

A eficácia dos controles internos sobre o processo de elaboração das demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2014 foi auditada pela Deloitte Touche Tohmatsu, uma companhia de auditores independentes, conforme declarado em seu relatório.

b) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

Considerando os trabalhos realizados pelos auditores independentes para avaliar a estrutura de controles internos, que tem como objetivo garantir a adequação das demonstrações financeiras, nossa administração atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de fraquezas materiais no ambiente de controles internos sobre a divulgação das demonstrações financeiras.

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios**10.7. Comentários dos diretores sobre oferta pública de distribuição de valores mobiliário do emissor**

- a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados*
- b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição*
- c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios*

O emissor não realizou oferta pública de distribuição de valores mobiliários em 2014 e 2012.

A Companhia emitiu no segundo trimestre de 2013, 129.000 debêntures, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, com vencimento em maio de 2015. As debêntures foram subscritas e integralizadas pela CPFL Energia no montante de R\$ 1.290.000 (R\$ 1.287.174 líquido dos gastos de emissão). Em 24 de fevereiro de 2015, a Companhia realizou o pré-pagamento da 4ª emissão de debêntures, cujo saldo com encargos em 31 de dezembro de 2014 era R\$ 1.304.406.

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras**10.8. Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor**

a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items):

- i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;***
- ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;***
- iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;***
- iv. contratos de construção não terminada;***
- v. contratos de recebimentos futuros de financiamento;***

Em 31 de dezembro de 2014, não havia itens que não aparecem em nosso balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para compra e venda de energia e para projetos para construção de usinas, que estão apresentados em forma de tabela no item 10.1.c deste Formulário de Referência.

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.9. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, os diretores devem comentar:

a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

b) natureza e o propósito da operação;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

10.10 - Plano de negócios

10.10. Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:

a) investimentos, incluindo:

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos;

Os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição e aos projetos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 e a projeção para o biênio de 2016 e 2017:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de				
	2017*	2016*	2015	2014	2013
	(em milhões)				
Distribuição	1.390	1.178	868	702	845
Geração	17	10	7	14	10
Renováveis	409	1.506	494	251	828
Comercialização e outros investimentos	95	119	59	94	52
Total	1.911	2.813	1.062	1.735	2.460

* Investimento planejado

Além dos investimentos acima, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, houve um investimento de R\$37 milhões (R\$57 milhões em 2014 e R\$ 7 milhões em 2013) relacionados à construção de linhas de transmissão das subsidiárias CPFL Transmissão Piracicaba e CPFL Transmissão Morro Agudo que, de acordo com o ICPC01/IFRIC 12, está registrado como "Ativos Financeiros de Concessão" (ativo não circulante).

Planejamos investir aproximadamente R\$2.813 milhões em 2016 e aproximadamente R\$1.911 milhões em 2017. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$2.568 milhões são esperados de serem investidos no nosso segmento de distribuição, R\$1.915 milhões em nosso segmento de Energia Renovável e R\$27 milhões no nosso segmento de Geração Convencional.

ii. fontes de financiamento dos investimentos;

As principais fontes de recursos das controladas da Companhia são provenientes da geração de caixa operacional e de financiamentos. Para o biênio de 2015 e 2016, nossas controladas pretendem captar recursos por meio de (i) novos financiamentos junto ao BNDES, (ii) captações com instituições financeiras e (iii) emissões de debêntures.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;

Não aplicável em razão de não estar, em andamento, desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor;

10.10 - Plano de negócios

2014

- Em fevereiro de 2014, as controladas CPFL Renováveis e CPFL Geração celebraram um acordo de associação mediante a incorporação pela CPFL Renováveis da WF2 Holding S.A. ("WF2"), detentora da totalidade das ações de emissão da DESA na data de sua incorporação pela CPFL Renováveis. O Arrow – Fundo de Investimentos e Participações ("FIP Arrow") era detentor da totalidade do capital social da WF2. A associação foi concluída em 1º de outubro de 2014, após superadas todas as condições precedentes.

2013

- Em 18 de junho de 2013, a controlada CPFL Renováveis assinou contrato de aquisição de 100% dos ativos dos parques eólicos Canoa Quebrada, com capacidade instalada de 10,5 MW, Lagoa do Mato, com capacidade instalada de 3,2 MW, localizados no litoral do Estado do Ceará.

2012

- Em janeiro de 2012, através da nossa subsidiária CPFL Renováveis, celebramos um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da Atlântica I Parque Eólico S.A. ("Atlântica I"), Atlântica II Parque Eólico S.A. ("Atlântica II"), Atlântica IV Parque Eólico S.A. ("Atlântica IV") e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Atlântica V").
- Em fevereiro de 2012, celebramos, por meio de nossa subsidiária CPFL Renováveis, um Contrato de Compra e Venda para a aquisição de 100% das ações da BVP S.A. ("BVP"), que detém 100% das ações da Bons Ventos Geradora de Energia S.A. ("Bons Ventos").
- Em março de 2012, através de nossa controlada CPFL Renováveis, celebramos um contrato para a compra de 100% dos ativos de geração de energia elétrica e sistema de cogeração hidrelétrica da SPE Lacenas Participações Ltda., uma subsidiária da Usina Açucareira Ester ("Usina Ester").
- Em novembro de 2012, iniciamos a operação da usina de energia solar Tanquinho ("Tanquinho"). A nossa subsidiária CPFL Renováveis foi a responsável pela construção do empreendimento e será a responsável pela gestão e operação da usina.

Para mais detalhes sobre a aquisições de plantas e outros ativos, vide item 10.3.b supracitado.

c) novos produtos e serviços:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços;

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

10.11. Comentários dos diretores sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Não existem outros fatores que influenciam de maneira relevante o desempenho operacional da companhia e que não foram mencionados nesta seção.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11. Projeções

11.1 As projeções devem identificar:

a) objeto da projeção;

A Companhia divulga para o mercado projeções dos Investimentos (Capex) do grupo CPFL, para os próximos cinco anos, segregando os segmentos de Distribuição, Geração de Energia por Fontes Convencionais, Geração de Energia por Fontes Renováveis, Comercialização, Serviços e Outros.

b) período projetado e o prazo de validade da projeção;

Compreende os anos de 2016 a 2020. Não existe prazo de validade definido, porém a Companhia atualiza anualmente suas projeções de investimento.

c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle.

Os valores projetados estão em moeda constante.

Nos segmentos de Geração existem Ativos Existentes e Empreendimentos em Construção. Os investimentos em ativos existentes visam melhorias operacionais de suas usinas. Os investimentos nos Empreendimentos em Construção baseiam-se nos cronogramas de desembolso para cada projeto relacionado ao cronograma físico de execução das obras, tendo em vista as datas previstas de entrada em operação de cada empreendimento.

As premissas são suportadas por contratos e cronogramas definidos e gerenciados pela CPFL Energia e pela construtora contratada para gerir os empreendimentos. Os projetos são desenvolvidos utilizando-se adequadas e consagradas práticas de engenharia.

As premissas que ultrapassam ao controle da empresa e poderiam impactar o cumprimento dos cronogramas dos Empreendimentos em Construção estão relacionadas basicamente a riscos hidrológicos, além daqueles preconizados nos projetos básicos (licenças para a execução do projeto aprovada pela Aneel) e executivos (detalhamento do projeto básico para a construção).

Os investimentos no segmento de Distribuição são destinados à expansão, manutenção e aprimoramento da nossa rede. As premissas para projeção de investimentos consideram o atendimento ao cliente, suporte ao crescimento de mercado, manutenção e melhorias no sistema elétrico, infraestrutura operacional e informática. Considera ainda investimentos em eficiência energética, P&D e projetos especiais, como Luz para Todos.

As premissas que fogem ao controle da empresa estão relacionadas ao comportamento de mercado - crescimento ou redução drástica do número de consumidores/consumo.

d) Valores dos indicadores que são objeto de previsão.

Capex divulgado em março de 2016 em R\$ milhões	2016e	2017e	2018e	2019e	2020e
Distribuição	1.178	1.390	1.462	1.512	1.491
Geração – energia convencional	10	17	11	6	6
Geração – energia renovável	1.506	409	80	26	23
Comercialização, Serviços e Outros	119	95	88	104	135
Total	2.813	1.911	1.640	1.648	1.654

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

11.2 Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:

a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário;

A Companhia revisa anualmente suas projeções de investimento, considerando os novos empreendimentos que são adquiridos pelo Grupo e as alterações em cronogramas de obras, projeções de aumento de demanda e necessidades de expansão e reforço das redes de distribuição.

b) quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções;

Investimento - Distribuição (R\$ milhões)	2015	2014	2013
Realizado	868	702	845
Previsto	882	875	1.117
Desvio % (realizado/previsto)	-2%	-20%	-24%
Desvio em R\$ (realizado/previsto)	-14	-173	-272

Investimento - Geração (R\$ milhões)	2015	2014	2013
Realizado	501	265	837
Previsto	592	604	1.072
Desvio % (realizado/previsto)	-15%	-56%	-22%
Desvio em R\$ (realizado/previsto)	-91	-339	-235

Com relação aos investimentos realizados em 2015, comparado com a previsão divulgada para o mesmo exercício em março de 2015, o desvio de 2% (R\$ 14 milhões) no segmento de Distribuição refere-se basicamente à postergação de obras de expansão, em consequência da revisão das projeções de crescimento da demanda. O desvio de 15% (R\$ 91 milhões) observada no segmento de Geração refere-se basicamente à postergação dos desembolsos nos projetos em andamento (Complexos São Benedito e Campo dos Ventos, Morro dos Ventos II e PCH Mata Velha), previstos para entrarem em operação no ano de 2016.

Com relação aos investimentos realizados em 2014, comparado com a previsão divulgada para o mesmo exercício em março de 2014, o desvio de 20% (R\$ 173 milhões) no segmento de Distribuição refere-se basicamente à postergação de obras de expansão, em consequência da revisão das projeções de crescimento da demanda. Já o desvio de 56% (R\$ 339 milhões) observada no segmento de Geração refere-se basicamente à postergação dos desembolsos nos projetos em andamento (Complexos São Benedito e Campo dos Ventos, Morro dos Ventos II e PCH Mata Velha), previstos para entrarem em operação no ano de 2016.

Com relação aos investimentos realizados em 2013, comparado com a previsão divulgada para o mesmo exercício em março de 2013, o desvio de 24% (R\$ 272 milhões) no segmento de Distribuição refere-se basicamente a: (i) postergação de obras de expansão, em consequência da revisão das projeções de crescimento da demanda; e (ii) postergação dos investimentos com medição inteligente para clientes optantes pela Tarifa Branca, que foi postergada pela ANEEL e depende da certificação de medidores pelo INMETRO. Já o desvio de 22% (R\$ 235 milhões) observada no segmento de Geração refere-se basicamente a: (i) alterações na curva de desembolso dos investimentos nos complexos eólicos (Atlântica e Macacos I), com entrada em operação no 1º semestre de 2014; e (ii) postergação dos desembolsos nos projetos em

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

andamento (Complexos eólicos Campos dos Ventos e São Benedito), previstos para entrarem em operação no ano de 2016.

c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas.

Foram atualizadas as projeções para o período 2016-2019 e adicionada a projeção para o ano de 2020.

Para 2016, no segmento de geração, o aumento de R\$ 320 milhões refere-se aos investimentos que foram postergados de 2015 para 2016, sendo os principais a postergação de pagamentos e ajustes nos cronogramas das obras dos projetos em construção. No segmento de distribuição, a redução de R\$ 212 milhões deve-se a basicamente à postergação de obras de expansão, em consequência da revisão das projeções de crescimento da demanda, além da postergação dos investimentos em telemedição de clientes do grupo B.

Para o período 2017-2019, no segmento de distribuição, o aumento dos investimentos projetados no montante de R\$ 398 milhões está relacionado aos investimentos que foram postergados em 2015 e 2016, como fora listado acima, principalmente relacionados às obras de expansão, revisão das projeções de crescimento e investimentos em telemedição de clientes do grupo B. Para os outros segmentos, não houve variação relevante.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

12. Assembleia geral e administração

12.1 Descrever a estrutura administrativa do emissor, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno, identificando:

a) atribuições de cada órgão e comitê

A Companhia é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, que são compostos e funcionam em conformidade com o Estatuto Social e as disposições do Acordo de Acionistas.

a.1) Conselho de Administração

O Conselho de Administração da CPFL Energia é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, que será composto por um mínimo de sete membros e um máximo de nove membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de um ano, sendo permitida a reeleição. Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por sete membros, sendo um deles independente, de acordo com o disposto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA e no Estatuto Social.

O Conselho de Administração da Companhia tem seu funcionamento disciplinado em um Regimento Interno, que dispõe sobre o seu relacionamento com os Comitês e Comissões que o assessoram, bem como com os demais órgãos da Companhia e de suas sociedades controladas e coligadas.

O Conselho de Administração é o fórum central de decisões da Companhia e é responsável por determinar as diretrizes estratégicas globais. Suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei nº 6.404/1976, como no Art. 17 e respectivas alíneas do Estatuto Social da Companhia, destacando-se, dentre elas, o estabelecimento das políticas gerais de negócios, a eleição da Diretoria e supervisão do exercício de suas funções, a manifestação sobre o Relatório da Administração e as contas da Diretoria, a aprovação da contratação de instituição depositária para prestação de serviços de ações escriturais, a deliberação sobre aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, a autorização para celebração de contratos de qualquer natureza, contratos com acionistas e com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, a seleção e/ou destituição dos auditores externos da Companhia, a constituição de garantias em negócios relacionados aos interesses da Companhia e de suas sociedades controladas ou coligadas, a deliberação sobre a criação de Comitês de assessoramento, a aprovação de alteração em contratos de concessão firmados pela Companhia, pelas suas sociedades controladas e coligadas.

O Estatuto Social da Companhia, bem como o Regimento Interno do Conselho de Administração, estão disponíveis na sede da Companhia, em seu website (www.cpfl.com.br/governanca) e, ainda, no website de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

a.2) Diretoria

A Diretoria Executiva é responsável por dirigir todos os negócios e pela administração geral da Companhia e suas controladas e a execução da estratégia corporativa. Nos termos do Art. 18 do Estatuto Social, é composta por até sete membros, sendo um Diretor Presidente, um Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas, Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado, um Diretor Vice-Presidente Jurídico & de Relações Institucionais, um Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios, um Diretor Vice-Presidente Financeiro, que acumulará as funções de Diretor de Relações com Investidores, e um Diretor Vice-Presidente de Planejamento e Gestão Empresarial, todos eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição.

As competências da Diretoria Executiva estão previstas nos Arts. 18 e 21 do Estatuto Social da Companhia, sendo sua responsabilidade, dentre outras, submeter à aprovação do Conselho (i) as políticas e estratégias da Companhia, (ii) a proposta de aumento de capital e reforma do Estatuto Social, (iii) o calendário anual de eventos corporativos, (iv) o plano quinquenal de negócios e o orçamento anual, (v) as operações de aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, (vi) a constituição de garantias aos negócios de interesse da Companhia e, ainda, (vii) a celebração de contratos com acionistas ou pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a.3) Comitês e Comissões

O Estatuto Social da Companhia (Art. 17, alínea "v") prevê a constituição de Comitês e Comissões para assessorá-lo em assuntos estratégicos de sua competência, cujos membros são nomeados na primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar após a Assembleia Geral Ordinária, para cumprirem mandato de 1 (um) ano.

São três os Comitês de assessoramento ao Conselho de Administração, cujas competências e regras de funcionamento são reguladas em Regimento Interno: Comitê de Processos de Gestão e Riscos, Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Gestão de Pessoas.

Nos termos do Regimento Interno dos Comitês e da Ficha de Trabalho Comitê de Processos de Gestão e Riscos, lhe compete assessorar o Conselho de Administração nos assuntos a seguir: (i) avaliação da eficácia das informações prestadas ao Conselho de Administração; (ii) elaboração de propostas de melhoria dos processos de gestão de negócios; e (iii) orientação dos trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento. Além disso, o Conselho de Administração delegou a este Comitê a responsabilidade em monitorar as iniciativas de Sustentabilidade, Meio Ambiente e Comunicação Institucional.

A competência do Comitê de Gestão de Pessoas está descrita no Regimento Interno dos Comitês e na Ficha de Trabalho, consistindo em assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas: (i) coordenação do processo de seleção do Diretor Presidente; (ii) monitoramento do processo de seleção dos Vice-Presidentes da CPFL Energia e Diretores Presidentes de nossas companhias controladas; (iii) definição dos critérios de remuneração da Diretoria Executiva, incluindo planos de incentivo de curto e longo prazo; (iv) coordenação do processo de avaliação da Diretoria Executiva; (v) preparação do plano de sucessão da Diretoria Executiva; e (vi) monitoramento da execução de políticas e práticas de Recursos Humanos e, quando necessário, elaboração de propostas de aprimoramento.

Segundo a Ficha de Trabalho e o Regimento Interno dos Comitês, o Comitê de Partes Relacionadas tem atribuição para assessorar o Conselho de Administração nas seguintes matérias: (i) avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da Companhia, garantindo que sejam observadas condições de mercado; e (ii) avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia para Parte(s) Relacionada(s), cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da Companhia, garantindo que sejam observadas condições de mercado.

Para o período de mandato 2015/2016, os membros dos Comitês de Gestão de Pessoas, de Processos de Gestão e Riscos e de Partes Relacionadas foram nomeados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 06 de maio de 2015.

Adicionalmente aos comitês de assessoramento, nosso Conselho de Administração pode criar comissões de trabalho ad hoc, caso seja necessário. As principais responsabilidades de uma comissão de trabalho ad hoc inclui avaliar e endereçar de assuntos específicos que poderão surgir. Em 2014, nosso Conselho de Administração criou três tipos de comissão de trabalho ad hoc: a Comissão de Estratégia, a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas e a Comissão de Gestão de Riscos.

b) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês;

O Art. 26 do Estatuto Social da Companhia estabelece que o Conselho Fiscal da Companhia tem funcionamento permanente, com mandato de um ano, que se estende até a Assembleia Geral Ordinária do ano seguinte ao de sua eleição. Os membros do Conselho Fiscal da Companhia eleitos na Assembleia Geral Ordinária realizada em 29 de abril de 2015 tomaram posse em 05 de maio de 2015 e permanecem em exercício até a Assembleia Geral Ordinária que se realizará em 2016.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê

O Regimento Interno do Conselho de Administração prevê que, no último mês de cada exercício social, o Presidente do Conselho de Administração deverá encaminhar a seus membros um questionário de avaliação para ser preenchido individualmente pelos Conselheiros. Os resultados desta avaliação são posteriormente divulgados a todos os Conselheiros, com o objetivo aprimorar cada vez mais o desempenho do Conselho de Administração.

Os membros do Conselho Fiscal também são avaliados, com o objetivo possibilitar uma reflexão acerca de seu conhecimento e de suas atividades desempenhadas, de acordo com o disposto no Regimento Interno do Conselho Fiscal, documento disponível na sede da Companhia, em seu *website* (www.cpf.com.br/governanca) e, ainda, no *website* de Relações com Investidores (www.cpf.com.br/ri).

A Companhia realiza também uma avaliação da Diretoria Executiva, de acordo com metas corporativas e individuais estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia e métricas do Sistema de Geração de Valor ao Acionista (GVA®), previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas.

Compete, ainda, ao Comitê de Gestão de Pessoas acompanhar o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva, revisar seus critérios, se necessário, e validar os cálculos previstos na norma administrativa que estabelece diretrizes do Plano de Incentivos de Longo Prazo ("ILP") para os executivos da Companhia.

d) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais;

As atribuições individuais dos membros da Diretoria Executiva estão previstas nas alíneas "a", "b", "c", "d", "e", "f" e "g" do parágrafo único do Art. 18 do Estatuto Social da Companhia:

(a) Ao Diretor Presidente, dirigir e liderar todos os negócios e a administração geral da Companhia e das sociedades direta e indiretamente controladas e das coligadas; promover o desenvolvimento e a execução da estratégia corporativa, incluindo a gestão corporativa de riscos e de pessoas e a gestão regulatória; exercer as demais atribuições que lhe foram conferidas por este Estatuto, pelo Conselho de Administração e, ainda, privativamente:

(i) convocar e presidir as reuniões da Diretoria Executiva;

(ii) conceder licença aos membros da Diretoria Executiva e indicar-lhes substitutos;

(iii) coordenar e orientar os trabalhos dos Diretores Vice-Presidentes;

(iv) propor ao Conselho de Administração as áreas de atuação de cada Diretor Vice-Presidente;

(v) tomar decisões de caráter de urgência de competência da Diretoria Executiva, "ad referendum" desta;

(vi) representar a Companhia em Assembleias Gerais de acionistas e/ou de quotistas da Sociedade e das sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas, ou indicar um Diretor Vice-Presidente ou um procurador para, em seu lugar, representar a Companhia; e

(vii) indicar os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva das sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas, de acordo com a quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia, nos termos da alínea "ad" do Art. 17 deste Estatuto.

(b) Ao Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas, dirigir e liderar os negócios relativos à distribuição de energia elétrica, observando e fazendo observar a regulação e os riscos inerentes aos negócios nas empresas direta e indiretamente controladas pela Companhia, competindo-lhe propor e gerir os investimentos; propor e implantar novos projetos, garantindo a excelência das operações; gerir os processos relativos à operação da distribuição e respectivos assuntos regulatórios, à engenharia de operações, e aos processos relacionados aos contratos de compra e venda de energia dos negócios de distribuição, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia;

(c) Ao Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado, dirigir e liderar os negócios de geração e de comercialização de energia elétrica, de prestação de serviços, de telecomunicação e de transmissão

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

de dados das empresas direta e indiretamente controladas pela Companhia, competindo-lhe propor e gerir os investimentos relacionados a esses negócios, propor e implantar novos projetos, garantindo a excelência e o desenvolvimento das operações, planejar e realizar as atividades de venda de energia e de serviços, observando e fazendo observar a regulação e os riscos inerentes aos negócios, e gerir a engenharia de operações e os processos de eficiência energética, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia;

(d) Ao Diretor Vice-Presidente Jurídico & de Relações Institucionais, dirigir e liderar as comunicações externas e a interlocução regulatória e institucional, bem como os assuntos jurídicos e de sustentabilidade; definir e garantir o cumprimento dos princípios e normas legais, de meio-ambiente e de comunicação da Companhia e das sociedades direta ou indiretamente controladas, ou coligadas, e realizar ações corretivas na ocorrência de eventuais incidentes jurídicos, regulatórios, ambientais e de reputação, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia;

(e) Ao Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios, dirigir e liderar a avaliação do potencial e o desenvolvimento de novos negócios nas áreas de distribuição, geração, e comercialização de energia elétrica, de prestação de serviços, de telecomunicação e de transmissão de dados e de outras atividades correlatas ou complementares da Companhia e das sociedades direta ou indiretamente controladas, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia;

(f) Ao Diretor Vice-Presidente Financeiro, dirigir e liderar a administração e gestão das atividades financeiras da Companhia e das sociedades direta e indiretamente controladas, incluindo a análise de investimentos, a definição dos limites de exposição e monitoramento de riscos, a propositura e contratação de empréstimos e financiamentos, as operações de tesouraria, planejamento e controle financeiro e tributário, e a gestão das atividades inerentes à contabilidade, competindo-lhe, ainda, desempenhar as funções de representante da Companhia e das sociedades diretamente controladas em suas relações com os investidores e o mercado de capitais; e

(g) Ao Diretor Vice-Presidente de Planejamento e Gestão Empresarial, dirigir e liderar os processos de planejamento estratégico e energético, de tecnologia da informação, qualidade, suprimentos, infraestrutura, logística, inovação, e gestão de pessoas; gerir os processos e sistemas de gestão organizacional, propor e/ou disseminar normas inerentes a esses processos, bem como propor, avaliar, planejar e implantar novos projetos e investimentos pertinentes a tais processos, com ênfase nos princípios de inovação e eficácia empresarial da Companhia e das sociedades direta e indiretamente controladas ou coligadas, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.

e) mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração, dos comitês e da diretoria;

Os mecanismos de avaliação de desempenho dos membros dos respectivos órgãos estão divulgados conjuntamente com o item 12.1.c deste Formulário de Referência.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

12.2 Descrever as regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais, indicando:

a) prazos de convocação

A Lei nº. 6.404/76 determina que as assembleias gerais sejam convocadas com antecedência mínima de 15 (quinze) dias em primeira convocação e 8 (oito) dias em segunda convocação.

Por ter ações listadas na Bolsa de Nova Iorque, a Companhia tem como prática publicar o edital de convocação da assembleia com 30 (trinta) dias de antecedência.

A Companhia não adota políticas ou práticas diferenciadas em relação ao previsto na legislação societária.

b) competências

A Assembleia Geral de Acionistas da Companhia têm por competência deliberar sobre matérias previstas na Lei nº. 6.404/76 e no Estatuto Social.

Na forma da Lei nº 6.404/76, em consonância como o Art. 8º do Estatuto Social, compete à Assembleia Geral Ordinária da Companhia:

- (a) tomar as contas dos administradores, relativas ao último exercício social;
- (b) examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, instruídas com parecer do Conselho Fiscal;
- (c) deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição dos dividendos;
- (d) eleger os membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes;
- (e) eleger os membros do Conselho de Administração titulares e suplentes; e
- (f) fixar os honorários globais dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria, bem como os honorários do Conselho Fiscal.

Nos termos do Parágrafo Único do Art. 9 do Estatuto Social, compete à Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovar: (a) o cancelamento do registro de Companhia Aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários; (b) a saída do Novo Mercado da BM&FBOVESPA; (c) a escolha de empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos VIII e IX do Estatuto Social, dentre uma lista tríplice de empresas apontadas pelo Conselho de Administração; (d) planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência dos acionistas e (e) a reforma do Estatuto Social.

A Companhia não adota políticas ou práticas diferenciadas em relação ao previsto na legislação societária.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Sede da Companhia: Rua Gomes de Carvalho, nº. 1.510, 14º andar, conjunto 142, CEP 04547-005, São Paulo/SP.

Website da Companhia: www.cpfl.com.br/institucional/governanca-corporativa

Website de Relações com Investidores: www.cpfl.com.br/ri

Website da Comissão de Valores Mobiliários – CVM: www.cvm.gov.br

Website da BM&FBOVESPA – Bolsa de Valores e Mercadorias de São Paulo: www.bmfbovespa.com.br

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

d) identificação e administração de conflitos de interesses

A subcláusula 5.10 do Acordo de Acionistas da Companhia estabelece que o Presidente da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração da Companhia e de suas controladas, não deve computar o voto proferido por representantes de Acionista Controlador em infração ao disposto no Acordo de Acionistas ou às deliberações de Reunião Prévia, hipótese em que qualquer dos representantes dos demais Acionistas Controladores pode, apresentando cópia da ata da Reunião Prévia em que a matéria tenha sido decidida pelos Acionistas Controladores, exigir que o voto do inadimplente seja considerado e computado, no sentido previamente aprovado na Reunião Prévia.

Nos termos da subcláusula 5.11 do Acordo de Acionistas da Companhia, está determinado, também, que o não comparecimento à Assembleia Geral ou à reunião do Conselho de Administração da Companhia ou de suas controladas, bem como a abstenção de voto de representante de qualquer Acionista Controlador ou de membro do Conselho de Administração por ele eleito, nos termos do Acordo de Acionistas, assegura a qualquer dos representantes dos demais Acionistas Controladores que participe, conforme o caso, de Assembleia Geral ou de reunião do Conselho de Administração, o direito de votar (i) no caso de Assembleia Geral, com as ações pertencentes ao Acionista Controlador ausente ou omissa e (ii) no caso de reunião do Conselho de Administração, em nome do conselheiro ausente ou omissa.

A subcláusula 6.4 do Acordo de Acionistas da Companhia determina, ainda, que, sem prejuízo do disposto nas subcláusulas 5.10 e 5.11, o eventual exercício do direito de voto nas Assembleias Gerais por qualquer dos acionistas do Bloco de Controle em desacordo com o deliberado em reunião prévia importará em invalidade do voto e nulidade da deliberação que for assim tomada, sem prejuízo do direito dos acionistas do Bloco de Controle interessados de promover a execução específica da obrigação descumprida e pleitear perdas e danos.

O Estatuto Social da Companhia prevê, também, em seu Art. 10, Parágrafo Único, que o Presidente da Assembleia deverá observar e fazer cumprir as disposições do(s) acordo(s) de acionistas arquivados na sede da Companhia, não permitindo que se computem os votos proferidos em contrariedade com o conteúdo desse(s) acordo(s).

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

A Companhia adota como prática de governança corporativa a elaboração de manuais de assembleia, que são disponibilizados aos seus acionistas por meio eletrônico. Nos referidos manuais de assembleia, a Companhia coloca à disposição dos acionistas um modelo de procuração, assim como um executivo da Companhia que poderá ser indicado como procurador para representá-los, sem qualquer ônus e com observância estrita ao mandato que lhe for outorgado, de forma a permitir a maior participação dos acionistas da Companhia nas assembleias.

A Companhia não adota como prática a elaboração de pedidos públicos de procuração, nos termos da Instrução CVM 481/09, bem como a outorga de procurações por meio eletrônico. Sem prejuízo do acima disposto, a Companhia constantemente estuda mecanismos para permitir maior participação de seus acionistas nas deliberações sociais, bem como está - apta para cumprir com as obrigações previstas na Instrução CVM 481/09.

f) formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

O Art.11 do Estatuto Social da Companhia prevê que os documentos de representação sejam depositados na sede social da Companhia com 24 (vinte e quatro) horas de antecedência da hora marcada para o início dos trabalhos.

O Parágrafo Único desse mesmo Art. 11 prevê, ainda, que o acionista que comparecer à Assembleia Geral munido dos documentos exigidos poderá participar e votar, mesmo que tenha deixado de depositá-los previamente.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

Esta solicitação de depósito prévio de procuração visa apenas facilitar os trabalhos de preparação da documentação das assembleias e não representa obstáculo à participação daqueles acionistas que não depositarem previamente as procurações nas assembleias.

O Estatuto Social da Companhia não prevê a possibilidade de procurações outorgadas por meio eletrônico.

No último exercício social, a Companhia não adotou nenhuma outra prática acerca das formalidades relacionadas às assembleias gerais, além das descritas acima e das previstas em seu Estatuto Social.

g) manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

No *Website* de Relações com Investidores da Companhia: www.cpfl.com.br/ri, existe um *link*, denominado "Fale com o RI", no qual são disponibilizadas as formas possíveis de contato e/ou esclarecimentos de dúvidas junto à Diretoria de Relações com Investidores da Companhia (por e-mail ou por telefone), de maneira que os comentários dos acionistas sobre as pautas de assembleias podem ser recebidos por meio destes canais.

h) transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias

Não há regra relativa à transmissão ao vivo do vídeo e/ou áudio das assembleias no Estatuto Social da Companhia.

i) mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

A inclusão de quaisquer matérias para serem deliberadas em assembleias gerais deve ser feita anteriormente à sua convocação, para que constem da ordem do dia e sejam do conhecimento de todos. A Companhia não dispõe de mecanismo formal para permitir a inclusão de propostas de acionistas na ordem do dia na data da Assembleia Geral. No dia da Assembleia Geral, os assuntos eventualmente trazidos para comentários podem ser informados, mas nunca incluídos na agenda para deliberação. E, ainda, caso os acionistas apresentarem novas propostas, estas poderão ser posteriormente examinadas pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva.

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76

Exercício Social	Publicação	Jornal - UF	Datas
31/12/2014	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	27/03/2015
		Jornal Valor Econômico - SP	27/03/2015
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	31/03/2015
			01/04/2015
			02/04/2015
Jornal Valor Econômico - SP	30/03/2015		
31/12/2013	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	28/03/2014
		Valor Econômico - SP	28/03/2014
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	28/03/2014
			29/03/2014
			01/04/2014
	Valor Econômico - SP		28/03/2014
			31/03/2014
			01/04/2014
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	21/05/2014
Valor Econômico - SP			21/05/2014
31/12/2012	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	14/03/2013
		Valor Econômico - SP	14/03/2013
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	20/03/2013
			21/03/2013
			22/03/2013
	Valor Econômico - SP		20/03/2013
			21/03/2013
			22/03/2013
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado de São Paulo - SP	21/05/2013
Valor Econômico - SP			21/05/2013

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

12.4 Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração, indicando:

A Companhia se rege por Diretrizes de Governança Corporativa que reúnem e consolidam o conjunto de mecanismos formais e informais que visam promover a interação entre os Acionistas, o Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva da Companhia. O Conselho de Administração tem suas regras de funcionamento disciplinadas em seu Regimento Interno.

Conforme previsto no Art. 13, Parágrafo Único do Estatuto Social da Companhia, os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente não poderão ser acumulados pela mesma pessoa.

O Art. 15 do Estatuto Social da Companhia dispõe que o Conselho de Administração é composto por um mínimo de 07 (sete) e um máximo de 09 (nove) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição. No mínimo 20 % (vinte por cento) dos membros do Conselho devem ser Conselheiros Independentes, conforme a definição do Regulamento do Novo Mercado da BM&FBovespa, e expressamente declarados como tais na ata da Assembleia Geral que os eleger, sendo também considerado(s) como independente(s) o(s) conselheiro(s) eleito(s) mediante faculdade prevista pelo artigo 141, §§ 4º e 5º e artigo 239 da Lei 6.404/76. Se, em decorrência da observância do referido percentual de 20% (vinte por cento), resultar número fracionário de Conselheiros, procede-se ao arredondamento para número inteiro: (i) imediatamente superior, quando a fração for igual ou superior a 0,5 (cinco décimos); ou (ii) imediatamente inferior, quando a fração for inferior a 0,5 (cinco décimos), nos termos do Regulamento do Novo Mercado.

Nos termos do Art. 15, Parágrafo 5º do Estatuto Social, a Assembleia Geral poderá eleger Conselheiros suplentes que substituem os Conselheiros titulares a que estiverem vinculados em suas ausências ou impedimentos temporários.

O Conselho de Administração tem um Presidente e um Vice-Presidente que são eleitos dentre seus membros na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos conselheiros. Os Conselheiros têm mandato unificado de 1 (um) ano, podendo ser reeleitos e, ao término do prazo de seus mandatos, permanecem nos cargos até a posse dos sucessores (Art. 15).

Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por 7 (sete) membros titulares, 1 (um) dos quais é Conselheiro Independente, e 6 (seis) suplentes.

Todos os membros do Conselho de Administração, ao serem investidos nos respectivos cargos, assinam: (i) Termo de Anuência dos Administradores a que alude o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, pelo qual se comprometem a cumprir as regras ali constantes, (ii) Termo de Adesão à Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, (iii) Termo de Adesão à Política de Negociação de Valores Mobiliários e (iv) Termo de Compromisso para Dirigentes da CPFL Energia com o Código de Ética.

Os Conselheiros de Administração que representam acionistas do Bloco de Controle firmam, também, Termo de Adesão aos dispositivos do Acordo de Acionistas, o qual fica arquivado na sede da Companhia (Art. 14 do Estatuto Social), e também no website da Companhia: www.cpfl.com.br/governanca e na página de Relações com Investidores: www.cpfl.com.br/ri.

a) frequência das reuniões

Nos termos do Parágrafo 1º do Art. 17 do Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração realizará, no mínimo, 12 (doze) reuniões anuais em caráter ordinário, conforme calendário a ser divulgado no primeiro mês de cada exercício social, podendo, entretanto, ser realizadas reuniões extraordinárias, caso o Presidente assim solicite, por iniciativa própria ou mediante provocação de qualquer membro, deliberando validamente pelo voto da maioria dos conselheiros presentes (dentre eles, obrigatoriamente, o Presidente ou o Vice-Presidente). Permite-se que a participação dos conselheiros nas reuniões do Conselho de Administração se dê através de conferência telefônica ou videoconferência e o voto por escrito antecipado e por fax, correio eletrônico ou por qualquer outro meio de comunicação, computando-se como presentes os membros que assim votarem.

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

O Parágrafo 2º do Art. 17 do Estatuto Social da Companhia determina que a convocação das reuniões do Conselho de Administração seja feita com 09 (nove) dias de antecedência, por meio de comunicação enviada pelo Presidente do Conselho de Administração, contendo a indicação das matérias a serem tratadas e os documentos de apoio porventura necessários, admitindo o Parágrafo 3º do mesmo artigo que a convocação de reuniões do Conselho de Administração seja feita em prazo inferior a 09 (nove) dias sempre que houver manifesta urgência.

b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

O Acordo de Acionistas da Companhia estabelece na Subcláusula 5.10 que o Presidente da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração da Companhia e de suas controladas, não deve computar o voto proferido por representantes de Acionista Controlador em infração ao disposto no Acordo de Acionistas ou às deliberações de Reunião Prévia, hipótese em qualquer dos representantes dos demais Acionistas Controladores pode, apresentando cópia da ata da Reunião Prévia em que a matéria tenha sido decidida pelos Acionistas Controladores, exigir que o voto do inadimplente seja considerado e computado no sentido previamente aprovado na Reunião Prévia.

A subcláusula 7.1 do Acordo de Acionistas da Companhia estabelece que os acionistas do Bloco de Controle se obrigam a orientar os membros do Conselho de Administração da Companhia, das sociedades controladas e coligadas por eles eleitos de forma que votem nas reuniões do Conselho de Administração conforme o decidido nas reuniões prévias.

c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Aplicam-se à Companhia as disposições do Art. 156 da Lei nº. 6.404/76 que veda ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do conselho de administração ou da diretoria, a natureza e extensão do seu interesse. Nos termos do Parágrafo 1º do mesmo artigo, o administrador somente pode contratar com a Companhia se observar condições razoáveis ou equitativas, idênticas às que prevalecem no mercado ou em que a Companhia contrataria com terceiros, sob pena do negócio ser declarado anulável e o administrador interessado seja obrigado a transferir para a Companhia as vantagens que dele tiver auferido.

A Cláusula Quarta, Subcláusula 4.2 do Acordo de Acionistas estabelece que qualquer negócio ou contrato que venha a ser firmado pela Companhia ou suas controladas com Parte Relacionada deverá ser concluído em bases estritamente comutativas e em condições de mercado, tal qual fosse contratado com terceiros.

O Art. 17 do Estatuto Social estabelece, na alínea "m", como atribuições do Conselho de Administração da Companhia autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela Companhia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 10.056.000,00 (dez milhões e cinquenta e seis mil reais).

As transações envolvendo Partes Relacionadas aos Acionistas Controladores devem ser previamente submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas que, nos termos do Regimento Interno dos Comitês, tem competência para assessorar o Conselho de Administração na avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social, garantindo que sejam observadas condições de mercado.

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

12.5 Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.

O Art. 43 do Estatuto Social determina que a Companhia, seus acionistas, os administradores e os membros do Conselho Fiscal, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções, das Cláusulas Compromissórias do Contrato de Participação no Novo Mercado da BM&FBovespa.

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Wilson P. Ferreira Junior	54	Pertence apenas à Diretoria	06/05/2015	2 anos – até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017.
012.217.298-10	Engenheiro Eletricista	10 - Diretor Presidente / Superintendente	07/05/2015	Sim
Luiz Eduardo Frões do Amaral Osorio	40	Pertence apenas à Diretoria	06/05/2015	2 anos – até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017.
026.000.007-80	Advogado	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	07/05/2015	Sim
Gustavo Estrella	39	Pertence apenas à Diretoria	06/05/2015	2 anos – até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017.
037.234.097-09	Administrador de Empresas	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	07/05/2015	Sim
Luís Henrique Ferreira Pinto	54	Pertence apenas à Diretoria	06/05/2015	2 anos – até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017.
029.352.408-47	Engenheiro Eletricista	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	07/05/2015	Sim
Karin Regina Luchesi	38	Pertence apenas à Diretoria	06/05/2015	2 anos – até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017.
219.880.918-45	Engenheira	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	07/05/2015	Sim
Wagner Luiz Schneider de Freitas	43	Pertence apenas à Diretoria	06/05/2015	2 anos – até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017.
024.833.017-97	Engenheiro Metalúrgico e de Materiais	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	07/05/2015	Sim
Carlos da Costa Parcias Júnior	53	Pertence apenas à Diretoria	06/05/2015	2 anos – até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017.

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
667.235.667-34	Economista	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	07/05/2015	Sim
Fernando Luiz Aguiar Filho	35	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
306.391.208-57	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	04/05/2016	Sim
Membro dos Comitês de Processos de Gestão e Riscos e de Partes Relacionadas				
Francisco Caprino Neto	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
049.976.298-39	Engenheiro Metalúrgico	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	04/05/2016	Sim
Membro do Comitê de Gestão de Pessoas				
Decio Bottechia Junior	49	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
089.795.878-05	Bancário e Economiário	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	04/05/2016	Sim
Helois Helena Silva de Oliveira	59	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
356.627.517-49	Bancária e Economiária	23 - Conselho de Administração (Suplente)	04/05/2016	Sim
Murilo Cesar Lemos dos Santos Passos	67	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
269.050.007-87	Engenheiro Químico	20 - Presidente do Conselho de Administração	04/05/2016	Sim
Membro do Comitê de Processos de Gestão e Riscos				
Arnaldo José Vollet	67	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
375.560.618-68	Bancário e Economiário	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	04/05/2016	Sim
Ana Maria Elorrieta	59	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
125.045.588-05	Contadora	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	04/05/2016	Sim

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Roberto Navarro Evangelista	58	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
945.531.658-72	Contador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	04/05/2016	Sim
Livio Hagime Kuze	34	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
220.769.508-50	Administrador de Empresas	23 - Conselho de Administração (Suplente)	04/05/2016	Sim
Martin Roberto Glogowsky	61	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
861.682.748-04	Administrador de Empresas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	04/05/2016	Sim
Carlos Alberto Cardoso Moreira	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
039.464.818-84	Administrador de Empresas	23 - Conselho de Administração (Suplente)	04/05/2016	Sim
Membro do Comitê de Gestão de Pessoas				
José Florêncio Rodrigues Neto	50	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
484.364.021-20	Administrador de Empresaas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	04/05/2016	Sim
Fernando Manuel Pereira Afonso Ribeiro	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
633.364.137-53	Bancário Aposentado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	04/05/2016	Sim
Noel Dorival Giacomitti	64	Conselho Fiscal	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
150.481.369-34	Bancário e Economíario	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	03/05/2016	Sim
Licio da Costa Raimundo	46	Conselho Fiscal	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
131.951.338-73	Economista	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	03/05/2016	Sim

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Susana Amaral Silveira	34	Conselho Fiscal	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
221.135.938-82	Advogada	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	03/05/2016	Sim
Paulo Ionescu	34	Conselho Fiscal	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
220.512.688-19	Administrador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	03/05/2016	Sim
Adalgiso Fragoso de Faria	54	Conselho Fiscal	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
293.140.546-91	Economista	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	03/05/2016	Sim
João Pinto Rabelo Junior	48	Conselho Fiscal	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
364.347.521-72	Bancário e Economiário	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	03/05/2016	Sim
Benilton Couto da Cunha	58	Conselho Fiscal	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
431.529.967-72	Bancário e Economiário	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	03/05/2016	Sim
Luiza Damasio Ribeiro do Rosario	33	Conselho Fiscal	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
053.052.907-67	Advogada	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	03/05/2016	Sim
Marcelo de Andrade	48	Conselho Fiscal	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.
076.244.538-60	Administrador de empresas	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	03/05/2016	Sim
William Bezerra Cavalcanti Filho	58	Conselho Fiscal	29/04/2016	1 ano - até AGO prevista para abril de 2017.

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
530.627.607-53	Economista	40 - Pres. C.F.Eleito p/Controlador	03/05/2016	Sim

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

Wilson P. Ferreira Junior - 012.217.298-10

Formado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia da Universidade Mackenzie em 1981 e em Administração de Empresas pela Faculdade de Ciências Econômicas, Contábeis e Administrativas pela Universidade Mackenzie em 1983. cursou mestrado em Energia pela Universidade de São Paulo (USP) (não defendeu tese), e várias especializações, dentre as quais Engenharia de Segurança do Trabalho (Universidade Mackenzie, 1982), Marketing (Fundação Getúlio Vargas - FGV, 1988), e Administração de Distribuição de Energia Elétrica (Swedish Power Co. 1992). Na Companhia Energética de São Paulo (CESP) exerceu diversos cargos, incluindo Diretor de Distribuição (1995 a 1998). Foi Presidente da RGE de 1998 a 2000, Presidente do Conselho de Administração da Bandeirante Energia S.A. de 2000 a 2001 e Presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE (2009 a 2010). Atualmente é Vice-Presidente da Associação Brasileira de Infraestrutura e Indústria de Base (ABDIB), membro do Conselho de Administração do ONS e, desde 2010, membro do Conselho de Administração da WEG S.A. De 2002 a 2011, foi membro do Conselho de Administração da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, CPFL Geração e RGE. De 2000 a 2011 foi Presidente da CPFL Paulista e de 2001 a 2011 foi Presidente da CPFL Piratininga, CPFL Geração e CPFL Brasil. Ele também foi o Presidente da CPFL Jaguariúna, Nect, e outras controladas da CPFL Energia. Desde 2002 é Diretor Presidente da CPFL Energia. Atualmente é o presidente do Conselho de Administração da CPFL Renováveis. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luiz Eduardo Fróes do Amaral Osorio - 026.000.007-80

Formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) e mestre em Ciência na Gestão do Desenvolvimento pela American University, em Washington-DC (EUA), Luiz Eduardo Osorio também possui formação executiva em: Corporate Social Responsibility, pela Harvard Business School (EUA); Identifying the Challenges and Building General Management Skills, pela Insead (França); e From Strategy to Execution, Leading in a High Performance Organization, pela Wharton School (EUA). Possui larga experiência nas áreas de Relações Internacionais, Assuntos Corporativos e Sustentabilidade, tendo atuado em cargos de direção em grandes empresas nacionais e multinacionais, como AmBev, Diageo, Shell e Raizen. Foi membro do Conselho Deliberativo da Associação Brasileira de Bebidas – ABRABE e do Comitê de Ética do Conar, além de membro do Conselho Fiscal do Centro de Informação sobre Saúde e Álcool – CISA. Ainda, também foi diretor do Sindicato Nacional da Indústria de Cerveja – SINDICERV e da Associação Brasileira das Indústrias de Refrigerantes e Bebidas Não Alcoólicas – ABIR. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ. Pós-graduado (MBA) em Finanças pela IBMEC-RJ. Trabalhou no Grupo Lafarge e nas empresas Light e Brasil Telecom. Está no Grupo CPFL Energia desde 2001, tendo atuado neste período como gerente de Planejamento Econômico-Financeiro, Diretor de Relações com o Mercado Investidor e Diretor de Planejamento e Controle. Desde fevereiro de 2013, é Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia e CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, RGE e Diretor Financeiro das demais subsidiárias do grupo CPFL Energia, exceto CPFL Renováveis. É, também, Vice-Presidente do Conselho de Administração da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Geração e membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis, Sul Geradora e Enercan. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luís Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47

Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos em 1985. cursou pós-graduação em Engenharia do Sistema Elétrico de Potência pela Escola Federal de Itajubá (EFEI) em 1990, e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) em 2001 (não defendeu tese); e duas especializações, dentre as quais MBA em Gestão Empresarial (2004) e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria (2011), na Fundação Getúlio Vargas - FGV. Na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Operação (1986 a 2000); Gerente da Divisão de Serviços da Transmissão da CPFL (2000 a 2001); Gerente da Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL (2001 a 2002); Gerente do Departamento de Controle Operacional da CPFL Paulista e CPFL Piratininga (2002 a 2006); Diretor de Operações da RGE (2006 a 2009); e Diretor Executivo da RGE (2009 a 2011). Foi representante da CPFL no Grupo Coordenador da Operação Interligada do Sistema Elétrico Sul/Sudeste do Brasil - GCOI/GTPO/ELETOBRAS (1986 a 1996); Representante das distribuidoras Paulista, Piratininga e RGE no grupo de trabalho para Oferta de Ações da CPFL Energia, na Bolsa de Valores de São Paulo e de Nova Iorque (Initial Public Offering – IPO) (2006); Coordenador do Grupo de Perdas Técnicas na Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) (2005 a 2006); Professor do Curso de Perdas Técnicas no Setor Elétrico da Fundação COGI (2005 a 2006). Foi também Diretor Presidente da RGE (de junho de 2011 a abril 2013). Foi Diretor Presidente da CPFL Paulista e CPFL Piratininga de 2013 a 2015. Em 2015, foi eleito o Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Karin Regina Luchesi - 219.880.918-45

Formada em Engenharia de Produção de Materiais pela Universidade Federal de São Carlos e com MBA Executivo em Finanças pelo Insper. Iniciou sua carreira já atuando no Setor Elétrico, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Está na CPFL desde setembro de 2001, tendo atuado durante sete anos como Gerente do Departamento de Gestão de Contratos de Compra e Venda de Energia. Em junho de 2011 assumiu a Diretoria de Comercialização de Energia da Distribuição, e entre janeiro e maio de 2014 respondeu pela Diretoria de Planejamento Energético e Gestão de Energia. A partir de 05 de maio de 2014 assumiu a Presidência de Geração, ocupando também o cargo de Diretora das Sociedades CPFL Transmissão, Paulista Lajeado e CPFL Jaguarí de Geração, fazendo parte do Conselho de Administração das empresas CPFL Renováveis, CERAN, Chapecoense, Foz do Chapecó, ENERCAN, BAESA e EPASA. Em 2015, foi eleita a Diretora-Vice Presidente de Operações de Mercado da CPFL Energia. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Diretora Vice-Presidente não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Wagner Luiz Schneider de Freitas - 024.833.017-97

Graduado em Engenharia Metalúrgica e de Materiais pelo Instituto Militar de Engenharia - IME/RJ em 1994, com especializações em Engenharia de Materiais pela Universidade Federal do Paraná - UFPR/PR em 1996, em Logística pelo Instituto de Logística da Aeronáutica - ILA/SP em 1997, e mestrado em Engenharia Mecânica e Aeronáutica, Gestão Industrial e Desenvolvimento Estratégico pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA/SP em 2003. Atuou como Engenheiro de Qualidade pela Volkswagen/Audi de 1998 a 2000. Atuou como Engenheiro de Qualidade na Embraer de 2000 a 2003 em São José dos Campos – SP e posteriormente como Gerente de Operações e Qualidade em Fort Lauderdale - Flórida/EUA de 2003 a 2005, e como Gerente Sênior em São José dos Campos/SP de 2005 a 2008. Foi Consultor pela McKinsey & Company de 2008 a 2010. Atuou como Diretor de Operações do Grupo Positivo de 2010 a 2012 e como Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento da Whirlpool - Embraco. Atualmente é Diretor Administrativo da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, da RGE, da CPFL Geração, e das demais subsidiárias da CPFL Energia. Foi eleito Diretor Vice-Presidente de Planejamento e Gestão Empresarial da CPFL Energia em 2015. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos da Costa Parcias Júnior - 667.235.667-34

Graduado em Economia pela Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC - Rio) (1984), tendo cursado Mestrado em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ- 1988). Em 2011, foi Diretor de Investimentos em Energia na companhia holding do Grupo Camargo Correa. De 2004 a 2010 tinha sua própria empresa de Consultoria Financeira Independente, com foco em fusões e aquisições e estruturação de operações de 'private equity'. Anteriormente ocupou posições de liderança no setor financeiro: Diretor-Presidente da Icatu Gestão de Participações, entre 2001 e 2003, cuja atividade principal é a de gestão de investimentos; Diretor do Banco de Investimentos Fleming Graphus, entre 1998 a 2000; Presidente do BBA-Capital Asset Management, entre 1996 a 1998; Diretor de Mercado de Capitais do Banco BBA-Creditanstalt de 1993 a 1995; Diretor Executivo do JP Morgan, entre 1992 a 1993; e atuou também como Assessor da Presidência do BNDES, entre 1990 a 1992. Desde março de 2012 é Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios. Atualmente é membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Fernando Luiz Aguiar Filho - 306.391.208-57

Graduado em Engenharia Civil pela USP/SP em 2001, tendo cursado Mestrado na mesma instituição em 2007. Atuou como Engenheiro na Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A. (CCCC) entre abril de 2002 e outubro de 2006 e como Analista, Consultor, Gerente e Superintendente de Participações na Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A. (CCII) e na Camargo Corrêa S.A. (CCSA) entre outubro de 2006 e setembro de 2014. Foi membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia de Concessões Rodoviárias S.A. (CCR) entre abril de 2009 e abril de 2013 e da CPFL Energia S.A. entre abril de 2009 e abril de 2014. Atualmente, é Diretor da Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A. (CCII), da Camargo Corrêa Energia S.A. (CCE), da VBC Energia S.A., da ESC Energia S.A., da Atila Holdings S.A. e da Camargo Corrêa Geração de Energia S.A. e Diretor de Participações na Camargo Corrêa S.A. (CCSA). Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Francisco Caprino Neto - 049.976.298-39

Graduado em Engenharia Metalúrgica pela USP/SP em 1983, tendo cursado Mestrado em Engenharia Metalúrgica pela mesma instituição em 1992. Atuou como Chefe de Departamento de Engenharia de Processos e Assessor de Planejamento e Controle da Siderúrgica J.L. Aliperti S.A. e Coordenador de Processos Metalúrgicos da Aços Vilares S.A.. Foi membro Efetivo do Conselho de Administração da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, da CPFL Geração e da RGE entre 2000 e 2005. É Conselheiro certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). É Diretor Superintendente e Presidente do Conselho de Administração da Camargo Corrêa Energia S.A. (CCE) e da Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A. (CCI) desde 2007 e da VBC Energia S.A. desde 2009, e da ESC Energia S.A. desde 2012. Também atua como membro Efetivo do Conselho de Administração da Companhia de Concessões Rodoviárias S.A. (CCR) desde 2004. Foi membro Efetivo do Conselho de Administração da CPFL Energia no período de 2004 a abril de 2013, e suplente de abril de 2013 a agosto de 2014 e, atualmente, é membro Efetivo. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Decio Bottechia Junior - 089.795.878-05

Graduado em Economia pela Universidade Mackenzie em 1990, com pós-graduação em Administração Financeira pela Universidade São Judas Tadeu em 1995, bem como com Mestrado e Doutorado em Economia de Empresas pela Universidade Católica de Brasília – UCB em 2005 e em 2013, respectivamente. De 2002 a 2014, foi Assessor Sênior do Banco do Brasil S.A.. Desde 2013, é membro do Conselho Fiscal da ANABBPREV e, desde 2014, é Diretor de Planejamento da Previ. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Heloisa Helena Silva de Oliveira - 356.627.517-49

Graduada em Economia pela UNICEUB – Centro Universitário de Brasília em 2002, com pós-graduação em BB MBA Programa de Formação de Executivos pela Fundação Instituto de Administração – FEA/USP em 1994 e com pós-graduação em Governança Corporativa pela FIPECAFI –USP. Foi Presidente da Fundação do Banco do Brasil de 1999 a 2003. Foi membro efetivo e suplente do Conselho de Administração da BRF – Brasil Foods entre 2011 e 2013. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Murilo Cesar Lemos dos Santos Passos - 269.050.007-87

Graduado em Engenharia Química pela UFRJ/RJ em 1971. Entre 1970 e 1977, atuou no Ministério da Indústria e Comércio - Conselho de Desenvolvimento Industrial (CDI). Entre 1977 e 1992, atuou como empregado e posteriormente Diretor da Área de Produtos Florestais, Meio Ambiente e Metalurgia da Companhia Vale do Rio Doce e como Diretor Presidente da Celulose Nipo-Brasileira S.A. (Cenibra) e Florestas Rio Doce S.A.. Entre 1993 e 2006, foi Diretor Superintendente da Bahia Sul Celulose S.A. e da Suzano Papel e Celulose S.A.. Foi membro do Conselho de Administração da Brasil Agro Cia. Brasileira de Propriedades Agrícolas entre setembro de 2007 e junho de 2010. É conselheiro de administração certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC. Atualmente, é, também, membro do Comitê de Gestão do Conselho de Administração da Suzano Papel e Celulose S.A., do Conselho de Notáveis da Fundação Nacional da Qualidade (FNPQ), do Conselho Consultivo da Associação dos Produtores de Papel e Celulose – BRACELPA, do Conselho Superior do Instituto Ecofuturo, do Conselho de Administração da São Martinho S.A., Odontoprev S.A., Camil Alimentos S.A. e Tegma Gestão Logística S.A.. É Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia desde 2010. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Arnaldo José Vollet - 375.560.618-68

Graduado em Licenciatura em Matemática pela USP (1975) e Finanças pelo IBMEC (1992). Possui MBA para Altos Executivos pela FGV RJ (1996) e Amana Key (1998). Foi Gerente Executivo no Banco do Brasil e BB DTVM, além de Diretor Financeiro da Coelba. Integrou órgãos colegiados em empresas como a TELESP-Celular – Participações, CEF, Cassi, Celpe, Cemig e Neoenergia. Atualmente, é membro do Comitê de Auditoria da CEF e titular do Conselho Fiscal da Vale. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Ana Maria Elorrieta - 125.045.588-05

Graduada em Ciências Contábeis pela Universidade de Buenos Aires (UBA) em 1973. Em 1995, tornou-se sócia da PwC Brasil, onde permaneceu até dezembro de 2012. Durante este período, liderou a área de Risco e Qualidade no Brasil e na América do Sul, representou a PwC em foros internacionais (PwC Global Accounting Standards Board e o Global Risk & Quality), bem como foi integrante do Territory Leadership Team. De 1997 a 2002, participou do Grupo de Trabalho das Normas Brasileiras de Contabilidade do Conselho Federal de Contabilidade (CFC). De 1998 a 2003, foi integrante do International Auditing and Assurance Standard Board (IAASB) da Federação Internacional de Contadores - International Federation of Accountants (IFAC). No Instituto dos Auditores Independentes do Brasil (IBRACON), integrou sucessivas gestões da Diretoria Nacional de 1998 a 2004 e foi diretora de assuntos técnicos de 2004 a 2007 e, ainda, de 2009 a 2011, foi presidente da Diretoria Nacional. De 2005 a 2014, liderou o Latin America Coordinating Committee. É associada ativa do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) e certificada como Membro de Conselho de Administração desde 2013. Desde 2014, membro do Comitê de Auditoria de empresa fechada brasileira da área de mineração. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Roberto Navarro Evangelista - 945.531.658-72

Graduado em Ciências Contábeis pelo Instituto Alberto Mesquita de Camargo/SP. cursou o Programa de Educação Continuada "Geração de Valor ao Acionista" pela FGV/GVPEC. Foi membro suplente do Conselho Fiscal da CPFL Energia. Atualmente, é Diretor de Tesouraria da Camargo Corrêa S.A. (CCSA) e membro suplente do Conselho Fiscal da São Paulo Alpargatas S.A. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Lívio Hagime Kuze - 220.769.508-50

Graduado em Administração pela Escola de Administração de São Paulo – EAESP/FGV-SP em 2001, com especialização em Finanças pela Wharton/Universidade da Pensilvânia e pela Both/Universidade de Chicago e em Gestão de Projetos pela EAESP/FGV. Foi consultor associado da consultoria A.T.Kearney em projetos no Brasil e Estados Unidos de 2001 a 2005 e Gerente de projetos no Unibanco de 2005 a 2007. Foi Gerente Corporativo de Planejamento Estratégico na Tavex Corporation, empresa controlada pela Camargo Corrêa, de 2007 a 2009. Após breve passagem pela MasterCard Advisors em 2009, retornou, em 2010, à Camargo Corrêa como Gerente de Inteligência Estratégica. Foi membro suplente do Conselho Fiscal da CPFL Energia. Desde 2012, é Superintendente de Finanças e Planejamento Estratégico da Camargo Corrêa S.A. (CCSA). Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Martin Roberto Glogowsky - 861.682.748-04

Graduado em Administração de Empresas pela FGV/SP em 1976 e em Direito pela – PUC/SP em 1979. Desde 2005, é Diretor Presidente da Fundação CESP, tendo antes ocupado a posição de Diretor de Investimentos e Patrimônio de 1999 a 2005. Foi Vice-presidente do Citibank de 1977 a 1994. Atuou na área de Mercado de Capitais do Banco Schahin Cury S.A. de 1994 a 1997 e do Banco BBA Creditanstalt de 1997 a 1998. É Presidente do Conselho Fiscal da Net Serviços de Comunicação S.A. desde 2005. É associado e conselheiro de administração/conselheiro fiscal certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC, foi membro da Comissão Técnica Nacional de Investimentos em 2005 e integrou o Conselho Deliberativo da Abrapp – Associação Brasileira das Entidades de Previdência Complementar em 2006. Desde 2002, tem alternado a posição de membro do Conselho Fiscal e do Conselho de Administração das empresas do grupo CPFL. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos Alberto Cardoso Moreira - 039.464.818-84

Graduado em Administração de Empresas pela PUC/SP em 1984. De 1984 a 1988, foi Analista de Investimentos Sênior do Credibanco. De 1988 a 1992, foi Vice-presidente do Citibank N.A. Foi Diretor de Clientes Institucionais do Banco BMC S.A. de 1992 a 1999. De 2000 a 2014, foi Diretor de Investimentos e Finanças da Fundação Sistel de Seguridade Social (SISTEL). É Conselheiro certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Atualmente, é membro da Comissão Técnica Nacional de Investimentos – CNTI da Abrapp e membro do Conselho de Administração da Geração, Transmissão e Distribuição S.A. - GTD. É, ainda, Diretor Administrativo da Bonaire Participações S.A. e Diretor Presidente da SISTEL. De 2002 a 2014, alternou a posição de membro Efetivo e suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia. Foi eleito membro efetivo do Conselho Fiscal da CPFL Energia em 2015. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José Florêncio Rodrigues Neto - 484.364.021-20

Graduado em Engenharia Civil pela Universidade de Brasília (UnB) em 1990, com especialização em Administração de Empresas (CEAG) pela FGV-SP e MBA pelo Massachusetts Institute of Technology (MIT). Entre 1990 e 1996, atuou como engenheiro calculista e de planejamento em diversos projetos, incluindo o Aeroporto e Metrô de Brasília. Entre 1996 e 2000, atuou na área de Planejamento do Contrato de Concessão e Controladoria na Nova Dutra. Após cursar o MBA no exterior, entre 2002 a 2007, atuou na Holding do Grupo Camargo Correa, ocupando o cargo de Diretor de Planejamento de Controle, entre outros. Durante este período, fez parte do Conselho de Administração da Usiminas, como membro suplente. Entre 2008 a 2010, Atuou como CFO na Construtora Camargo Correa, atuando, também, como conselheiro no Advisory Board da Alcoa America Latina. Em 2011, assumiu a área de finanças e RI (Diretor Vice-presidente de Finanças) da Cyrela Brazil Realty. Em 2013, assumiu a S.A., da Atila Holdings S.A. e da Camargo Corrêa Geração de Energia S.A. e Diretor de Participações na Camargo Corrêa S.A. (CCSA). Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Fernando Manuel Pereira Afonso Ribeiro - 633.364.137-53

Graduado em Administração de Empresas pela UFRJ (1982), com pós-graduação em Economia pela George Washington University USA (2000) e MBA de Executivo de Finanças pelo IBMEC RJ (1997). Especialização em Informática pela George Washington University USA (2000) e Governança Corporativa (2001) pelo IBMEC RJ (2001). Atuou como Diretor da BB FUND SPC, empresa do conglomerado BB, sediada nas Ilhas Cayman, no período 2005/2006 e de 2010 até 2014. Foi membro de Conselhos de Administração em Valepar e Cosern. Atualmente é Diretor da AMEC - Associação dos Investidores no Mercado de Capitais. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Noel Dorival Giacomitti - 150.481.369-34

Graduado em Administração de Empresas pela Associação de Ensino Unificado do Distrito Federal (1982). Pós-Graduado em Informática pelo Escritório Técnico da Universidade Católica – ETUC (1983). Possui certificado de Conselheiro de Administração pelo IBGC. Atuou em Órgãos de Governança da Companhia de Telecomunicações do Piauí S.A. TELEPISA, Grupo Executivo da Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administrações – CGPAR, BNDES, COSIPA, Companhia Docas do Estado de São Paulo – CODESP, Companhia de Telecomunicações de Santa Catarina – TELESC, Empresa de Navegação da Amazônica – ENASA, Companhia Geradora Térmica de Energia Elétrica – CGTEE, Companhia de Telecomunicações do Paraná – TELEPAR, Conselho de Gestão da Previdência Complementar – CGPC, Empresa Brasileira de Hemoderivados e Biotecnologia – HEMOBRÁS, Sauípe S.A., entre outras. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Lício da Costa Raimundo - 131.951.338-73

Graduado em Economia pela FEA-USP em 1993, com Mestrado e Doutorado pelo Instituto de Economia da UNICAMP em 1997 e 2002, respectivamente. De 2003 a 2005, foi Gerente da Área de Planejamento de Investimento da Fundação Petrobrás de Seguridade Social – Petros. Desde 2001, é Assessor Técnico Superior da Secretaria de Finanças da Prefeitura Municipal de Campinas e, desde 2013, é Diretor de Investimentos da Fundação de Previdência Complementar do Servidor Público Federal - Funpresp. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Susana Amaral Silveira - 221.135.938-82

Graduada em Direito pela USP/SP em 2002, com Mestrado em Direito pela Universidade de Oxford em 2007 e Doutorado em Direito pela USP/SP em 2010. Atuou como Advogada na área Societária, de Contratos, Financiamentos e M&A de outubro/2007 a novembro/2012 no Veirano Advogados. Atualmente, é Superintendente Jurídica na Camargo Corrêa S.A. (CCSA). Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Paulo Ionescu - 220.512.688-19

Graduado em Administração pela FGV/SP em 2003, com MBA pela Wharton School, University of Pennsylvania em 2010. Atualmente, é Gerente de Planejamento Estratégico da Camargo Corrêa S.A. (CCSA). Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Adalgiso Fragoso de Faria - 293.140.546-91

Graduado em Ciências Econômicas pela PUC/MG em 1987. cursou MBA em Finanças Corporativas pelo IBMEC/SP em 1995 e Política Econômica e Finanças de Empresas pela Fundação Mineira de Educação e Cultura - FUMEC em 1990. Foi Analista Econômico-Financeiro da Andrade Gutierrez S.A. de 1979 a 2005 e Diretor Financeiro e Administrativo da SP Vias Concessionária de Rodovias S.A. de 2005 a 2006. Desde 2006, é Diretor da Camargo Corrêa S.A. (CCSA). É membro titular do Conselho Fiscal da Companhia de Concessões Rodoviárias S.A. (CCR), da São Paulo Alpargatas S.A. e da CPFL Energia desde 2009. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

João Pinto Rabelo Junior - 364.347.521-72

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade de Brasília (1993) e Pós-Graduado em Administração Pública pela USP (2011). Possui especialização em Marketing pela UFRJ COPPEAD (1997) e Governança Corporativa pela USP. Foi Gerente Executivo em diversas áreas do Banco do Brasil. Atuou em Órgãos de Governança no Instituto de Resseguros do Brasil – IRB e Conselho Deliberativo do Fat – CODEFAT. Atualmente é Secretário Adjunto de Política Econômica do Ministério da Fazenda e integra a Comissão da Moeda e do Crédito – COMOC. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Benilton Couto da Cunha - 431.529.967-72

Graduado em Ciências Econômicas pela Faculdade Dom Bosco (1980) e Administração de Empresas pelo Instituto Gay Lussac (1991). Possui MBA em Auditoria pela USP-FIPECAFI (2001) e pós graduado em Gestão da Qualidade em Serviços pela Fundação Getúlio Vargas (1998). Possui formação avançada em Gestores de Negócios pela UFRGS (2008) e Governança Corporativa pelo IBGC (2010). Foi Diretor de Controle do Economus - Instituto de Seguridade Social e Diretor Executivo do Banco Popular do Brasil. Atualmente é membro dos Conselhos Fiscais de Cassi e PREVI. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luiza Damasio Ribeiro do Rosario - 053.052.907-67

Graduada em Direito pela PUC/RJ em 2005, com MBA pela Universidade Católica Portuguesa, em Lisboa em 2011. Integrou a equipe de advogados do escritório Vieira, Rezende, Barbosa e Guerreiro Advogados de janeiro/2006 a setembro/2015. Atualmente, é Gerente de Executiva de Participações Mobiliárias da Fundação Petrobrás de Seguridade Social – Petros; Membro suplente do Conselho de Administração e Membro suplente do Comitê de Auditoria da Invepar – Investimentos em Participações e Infraestrutura desde 11/2015; Membro suplente do Comitê de Auditoria da Diagnósticos da América S.A. – DASA desde 11/2015 e Membro suplente do Conselho de Administração da Brasil Pharma S.A. desde 10/2015. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Marcelo de Andrade - 076.244.538-60

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade São Judas Tadeu de São Paulo em 1999, pós-graduado em Controladoria (MBA Controller) pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras da Universidade de São Paulo (FIECAFI–USP/SP) em 1999. Atualmente, é Superintendente de Controladoria da Camargo Corrêa S.A. (CCSA), sendo que atua no grupo desde 2009. É membro Efetivo do Conselho Fiscal da São Paulo Alpargatas S.A. e da CPFL Energia. Atuou como Gerente Corporativo de Planejamento Financeiro e Estratégico da Coelho da Fonseca Empreendimentos Imobiliários Ltda. de 2008 a 2009, e também como Gerente Corporativo de Planejamento e Orçamento da Santista Têxtil S.A. de 1998 a 2008. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

William Bezerra Cavalcanti Filho - 530.627.607-53

Graduado em Ciências Econômicas pelas Faculdades Integradas Bennett em 1982, pós-graduado em Formação Geral para Altos Executivos pela FGV/RJ em 1996 e MBA Executivo em Finanças pelo IBMEC/RJ em 1991. Atuou como membro do Conselho Fiscal na América Latina Logística S.A. - ALL de 2009 a 2010 e na Sadia S.A. de 2000 a 2001, membro suplente do Conselho de Administração da Bolsa de Valores do RJ de 2000 a 2001 e da Brasilcap S.A. de 2001 a 2009 e, concomitantemente, Presidente do Comitê de Investimentos e membro titular do Conselho de Administração da Guarani S.A. – atual Neoenergia S.A. de 1997 a 2000 e da Guarani Comércio e Serviços S.A. de 2001 a 2002. Foi Vice-Presidente do Conselho de Administração da Nitrocarbono S.A. e da Pronor S.A. de 1997 a 2002. Foi também executivo do Banco do Brasil S.A., tendo ocupado os cargos de Gerente Executivo da Gerência de Operações Financeiras – GEROF de 1999 a 2003, Diretor de Finanças de 2003 a 2009 e Gerente Executivo da Área Financeira e de Investimentos da Brasilcap S.A de 2009 a 2013. Ocupa a posição de Presidente do Conselho Fiscal da CPFL Energia desde 2013. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Idade	Data posse	
Outros cargos/funções exercidas no emissor		Experiência Profissional / Declaração de Eventuais Condenações			
Alexandre José Fava de Souza Junior	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Economista	04/05/2016	1 ano - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017
076.922.477-65 N/A	Comitê de Partes Relacionadas		38	04/05/2016	
Arnaldo José Vollet	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Bancário	04/05/2016	1 ano - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017
375.560.618-68 Membro do Conselho de Administração (efetivo)	Comitê de Processos de Gestão e Riscos		67	04/05/2016	
Arthur Prado Silva	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Advogado	04/05/2016	1 ano - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017
991.897.047-20 N/A	Comitê de Gestão de Pessoas		44	04/05/2016	
Augusto Etchebehere Tavares de Tavares	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Advogado	04/05/2016	1 ano - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017
259.966.928-64 N/A	Comitê de Processos de Gestão e Riscos		39	04/05/2016	
Carlos Alberto Cardoso Moreira	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador de Empresas	04/05/2016	1 ano - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017
039.464.818-84 Membro do Conselho de Administração (suplente)	Comitê de Gestão de Pessoas		56	04/05/2016	
Fernando Luiz Aguiar Filho	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	04/05/2016	1 ano - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017
306.391.208-57 Membro do Conselho de Administração (suplente), membro da Comissão de Estratégia e membro da Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas	Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Processos de Gestão e Riscos		36	04/05/2016	

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Idade	Data posse	
Outros cargos/funções exercidas no emissor		Experiência Profissional / Declaração de Eventuais Condenações			
Francisco Caprino Neto	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro Metalúrgico	04/05/2016	1 ano - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017
049.976.298-39	Comitê de Gestão de Pessoas		56	04/05/2016	
Membro do Conselho de Administração (efetivo)					
Paola Rocha Ferreira	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheira Química	04/05/2016	1 ano - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2017
081.786.107-60	Comitê de Partes Relacionadas		37	04/05/2016	
N/A					

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não há relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau entre os administradores da Companhia ou de suas controladas diretas ou indiretas, ou controladores diretos ou indiretos da Companhia.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2014Administrador do Emissor

Martin Roberto Glogowsky

861.682.748-04

Controle

Controlador Indireto

Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.

Pessoa Relacionada

Fundação CESP

62.465.117/0001-06

Diretor Presidente.

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Livio Hagime Kuze

220.769.508-50

Controle

Controlador Direto

Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.

Pessoa Relacionada

Camargo Corrêa S.A.

01.098.905/0001-09

Superintendente de Finanças e Planejamento Estratégico.

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Albrecht Curt Reuter Domenech

213.551.208-70

Controle

Controlador Direto

Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.

Pessoa Relacionada

Camargo Corrêa S.A.

01.098.905/0001-09

Membro do Conselho de Administração.

ObservaçãoAdministrador do Emissor

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Albrecht Curt Reuter Domenech Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	213.551.208-70	Controle	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada VBC Energia S.A. Membro do Conselho de Administração.	00.095.147/0001-02		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor Roberto Navarro Evangelista Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	945.531.658-72	Controle	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Camargo Corrêa S.A. Diretor de Tesouraria.	01.098.905/0001-09		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada Camargo Corrêa Energia S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	04.922.357/0001-88		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	02.372.232/0001-04		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada VBC Energia S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	00.095.147/0001-02		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Direto
Pessoa Relacionada ESC Energia S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	15.146.011/0001-51		
Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor Fernando Luiz Aguiar Filho Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	306.391.208-57	Controle	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Camargo Corrêa S.A. Superintendente de Participações e Diretor de Participações.	01.098.905/0001-09		
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Fernando Luiz Aguiar Filho Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	306.391.208-57	Controle	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A. Superintendente de Participações e Diretor.	02.372.232/0001-04		
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Fernando Luiz Aguiar Filho Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	306.391.208-57	Controle	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Camargo Corrêa Energia S.A. Diretor	04.922.357/0001-88		
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Fernando Luiz Aguiar Filho Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	306.391.208-57	Controle	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
VBC Energia S.A. Diretor	00.095.147/0001-02		
<u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Fernando Luiz Aguiar Filho	306.391.208-57	Controle	Controlador Direto

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ESC Energia S.A. Diretor	15.146.011/0001-51		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Fernando Luiz Aguiar Filho Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	306.391.208-57	Controle	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ATILA HOLDINGS S/A Diretor	07.305.671/0001-00		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Décio Bottechia Júnior Vice-Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	089.795.878-05	Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI Membro do Conselho Fiscal.	33.754.482/0001-24		
<u>Observação</u>			

Exercício Social 31/12/2013			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Martin Roberto Glogowsky Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	861.682.748-04	Controle	Controlador Indireto

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Fundação CESP Diretor Presidente.	62.465.117/0001-06		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Livio Hagime Kuze Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	220.769.508-50	Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Camargo Corrêa S.A. Superintendente de Finanças e Planejamento Estratégico	01.098.905/0001-09		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Albrecht Curt Reuter Domenech Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	213.551.208-70	Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Camargo Corrêa S.A. Membro do Conselho de Administração	01.098.905/0001-09		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Albrecht Curt Reuter Domenech Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	213.551.208-70	Controle	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
VBC Energia S.A. Membro do Conselho de Administração.	00.095.147/0001-02		

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<u>Observação</u>			

Administrador do Emissor			
Roberto Navarro Evangelista Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	945.531.658-72	Controle	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Camargo Corrêa S.A. Diretor de Tesouraria.	01.098.905/0001-09		
<u>Observação</u>			

Administrador do Emissor			
Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada			
Camargo Corrêa Energia S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	04.922.357/0001-88		
<u>Observação</u>			

Administrador do Emissor			
Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada			
Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	02.372.232/0001-04		
<u>Observação</u>			

Administrador do Emissor			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u> VBC Energia S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	00.095.147/0001-02		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u> Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u> ESC Energia S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	15.146.011/0001-51		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u> Fernando Luiz Aguiar Filho Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	306.391.208-57	Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u> Camargo Corrêa S.A. Superintendente de Participações	01.098.905/0001-09		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u> Fernando Luiz Aguiar Filho Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	306.391.208-57	Controle	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u>			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
---------------	----------	---	----------------------------

Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A. Superintendente de Participações	02.372.232/0001-04		
---	--------------------	--	--

Observação**Administrador do Emissor**

Décio Bottechia Junior Vice-Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	089.795.878-05	Controle	Controlador Direto
---	----------------	----------	--------------------

Pessoa Relacionada

Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI Membro do Conselho Fiscal	33.754.482/0001-24		
---	--------------------	--	--

Observação**Exercício Social 31/12/2012****Administrador do Emissor**

Murilo Cesar Lemos dos Santos Passos Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	269.050.007-87	Controle	Controlador Indireto
--	----------------	----------	----------------------

Pessoa Relacionada

VBC Energia S.A. Diretor	00.095.147/0001-02		
-----------------------------	--------------------	--	--

Observação**Administrador do Emissor**

Martin Roberto Glogowsky Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia	861.682.748-04	Controle	Controlador Indireto
--	----------------	----------	----------------------

Pessoa Relacionada

Fundação CESP	62.465.117/0001-06		
---------------	--------------------	--	--

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor Presidente			
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Livio Hagime Kuze	220.769.508-50	Controle	Controlador Direto
Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Camargo Corrêa S.A.	01.098.905/0001-09		
Superintendente de Finanças e Planejamento Estratégico.			
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Albrecht Curt Reuter Domenech	213.551.208-70	Controle	Controlador Direto
Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Camargo Corrêa S.A.	01.098.905/0001-09		
Membro do Conselho de Administração			
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Albrecht Curt Reuter Domenech	213.551.208-70	Controle	Controlador Indireto
Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
VBC Energia S.A.	00.095.147/0001-02		
Membro do Conselho de Administração			
<u>Observação</u>			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<u>Administrador do Emissor</u>			
Roberto Navarro Evangelista Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	945.531.658-72	Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Camargo Corrêa S.A. Diretor de Tesouraria.	01.098.905/0001-09		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Camargo Corrêa Energia S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	04.922.357/0001-88		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	02.372.232/0001-04		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Indireto

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<u>Pessoa Relacionada</u>			
VBC Energia S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	00.095.147/0001-02		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Francisco Caprino Neto Membro Titular do Conselho de Administração da CPFL Energia.	049.976.298-39	Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
ESC Energia S.A. Presidente do Conselho de Administração e Diretor Superintendente.	15.146.011/0001-51		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Fernando Luiz Aguiar Filho Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	306.391.208-57	Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Camargo Corrêa S.A. Superintendente de Participações	01.098.905/0001-09		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Fernando Luiz Aguiar Filho Membro Suplente do Conselho de Administração da CPFL Energia.	306.391.208-57	Controle	Controlador Indireto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A. Superintendente de Participações	02.372.232/0001-04		

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<u>Observação</u>			

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

12.11 Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções.

A Companhia mantém seguro de responsabilidade civil para diretores estatutários, conselheiros de administração e conselheiros fiscais.

Seguro de Responsabilidade Civil Geral de Administradores (Directors & Officers Liability Insurance):

- Apólice: em processo de emissão ⁽¹⁾
- Vigência: 31/03/2015 a 31/03/2016
- Seguradora: ACE Seguradora S/A.
- Riscos Cobertos: proteção ao patrimônio pessoal dos administradores, caso estes venham a ser responsabilizados por atos danosos causados a terceiros, decorrentes da gestão das empresas do Grupo CPFL Energia S/A; a cobertura estende-se a todas as empresas que a CPFL Energia detenha participação societária superior a 51% (cinquenta e um por cento);
- Importância Segurada: US\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de dólares americanos);
- Custo total do seguro: US\$ 270.000,00 (duzentos e setenta mil dólares americanos).

Franquias:

- Cobertura "A": sem franquias
- Cobertura "B": sem franquias
- Cobertura "C": Mercado de Capitais Internacional R\$ 200.000,00; Mercado de Capitais Nacional R\$ 50.000,00.

⁽¹⁾ Na data de arquivamento deste Formulário de Referência a apólice referente a este seguro encontrava-se em processo de emissão, sendo a data de início de sua vigência 31 de março de 2015.

12.12 - Outras informações relevantes

12.12	Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes
--------------	--

As informações a que se refere o item 4.5 do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBovespa já foram prestadas no item 12.6/8 do Formulário de Referência.

Em complemento às informações prestadas nos itens dessa Seção 12, a Companhia entende que as informações abaixo também são relevantes:

Item 12.3

Em complemento ao quadro 12.3, informamos que os avisos aos acionistas comunicando a disponibilização das demonstrações financeiras relativas aos exercícios sociais encerrados em 2014, 2013 e 2012 foram dispensados de publicação, nos termos do artigo 133, parágrafo 5º, da Lei das Sociedades por Ações.

Adicionalmente, informamos que até a data de arquivamento deste Formulário a ata da Assembleia Geral Ordinária que apreciou as Demonstrações Financeiras, realizada em 29 de abril de 2015, não havia sido publicada em jornais.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

13. Remuneração de Administradores
13.1 Política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal e dos comitês.

a) objetivos da política ou prática de remuneração:

A política de remuneração dos administradores com função executiva praticada pela CPFL Energia tem por objetivo atrair e reter, motivar e desenvolver determinados profissionais com o padrão de excelência requerido pelo Grupo CPFL Energia.

A remuneração variável dos diretores estatutários é baseada em metas contratadas com base no Planejamento Estratégico da Companhia.

O Comitê de Gestão de Pessoas da CPFL Energia, órgão de assessoramento do Conselho de Administração, verifica a aderência dos planos de remuneração variável ao plano estratégico da Companhia, bem como avalia o cumprimento das metas contratadas.

b) composição da remuneração:

i. elementos da remuneração e os objetivos

Os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia recebem honorários fixos mensais, os quais são estabelecidos de acordo com o padrão de mercado, sendo diferenciado o valor da remuneração do Presidente do Conselho de Administração, desde o ano de 2012, devido ao diferencial das atribuições inerentes ao cargo.

Os membros da Diretoria Estatutária, além da remuneração fixa recebida mensalmente, fazem jus a (i) benefícios, (ii) incentivos de curto prazo e (iii) incentivos de longo prazo.

Com relação à remuneração variável, (i) os benefícios têm por objetivo alinhar as práticas de mercado, e proporcionar a retenção dos Executivos (ii) os incentivos de curto prazo têm por objetivo central direcionar o comportamento dos Executivos ao aperfeiçoamento da estratégia dos negócios da Companhia e ao atingimento de resultados; e (iii) os incentivos de longo prazo têm como objetivos a criação de visão e comprometimento de longo prazo, o alinhamento dos interesses dos diretores estatutários da Companhia ao conjunto de acionistas e a premiação da geração de resultados e de criação de valor de forma sustentável.

Os comitês de assessoramento do Conselho de Administração da Companhia, quais sejam, Comitê de Processos de Gestão, Comitê de Gestão de Pessoas e Comitê de Partes Relacionadas são compostos, em sua maioria, por membros titulares ou suplentes do Conselho de Administração, não sendo paga remuneração adicional pelo desempenho dessa função.

ii. proporção de cada elemento na remuneração total

	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	100%	100%	50%
Benefícios	-	-	4%
Incentivos de curto prazo	-	-	24%
Incentivos de longo prazo	-	-	22%
TOTAL	100%	100%	100%

Os percentuais informados para a Diretoria Estatutária poderão variar tendo em vista, especialmente, a composição baseada em elementos variáveis.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

Os membros titulares do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal recebem honorários fixos mensais. Os conselheiros suplentes não recebem honorários, a não ser na hipótese de substituírem o conselheiro titular a que estão vinculados. Nessa circunstância, a Companhia paga ao membro suplente o valor equivalente a 50% da remuneração mensal do membro titular, caso participe de reunião ordinária do órgão, ou a totalidade da remuneração mensal do conselheiro titular se esse último estiver, temporariamente, impossibilitado de exercer suas funções. O reajuste da remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é feito com base em pesquisa de mercado, realizado por empresa especializada.

A proposta de remuneração fixa definida pelo Conselho de Administração da Companhia para os diretores estatutários, bem como eventual reajuste, baseia-se em pesquisa de mercado realizada anualmente por consultorias especializadas. As referidas pesquisas de mercado foram realizadas pela Hay Group do Brasil e pela Mercer Human Resources Consulting Ltda. A proposta de remuneração variável está detalhada no item 13.3.

iv. razões que justificam a composição da remuneração

A composição da remuneração considera as responsabilidades de cada cargo e tem como parâmetro os valores praticados pelo mercado para os profissionais que exercem funções equivalentes.

c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração:

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é fixa e não considera indicadores de desempenho individuais ou da Companhia.

Com relação à remuneração variável dos diretores estatutários, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas e individuais, estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia e métricas do Sistema de Geração de Valor ao Acionista (GVA), previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais. O contrato de metas de cada executivo contempla metas financeiras, individuais de crescimento e geração de valor e de gestão de pessoas.

Compete, ainda, ao Comitê de Gestão de Pessoas definir o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva, seus critérios e, ainda, examinar os cálculos previstos na Norma Administrativa que estabelece diretrizes do Plano de Incentivo de Longo Prazo ("ILP") para os Executivos da Companhia ("Norma ILP").

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é fixa e não considera indicadores de desempenho individuais ou da Companhia.

Com relação à remuneração variável dos diretores estatutários, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas e individuais, estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia e métricas do Sistema de Geração de Valor ao Acionista (GVA), previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais. O contrato de metas de cada executivo contempla metas financeiras, individuais de crescimento e geração de valor e de gestão de pessoas.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

Compete, ainda, ao Comitê de Gestão de Pessoas definir o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva, seus critérios e, ainda, examinar os cálculos previstos na Norma Administrativa que estabelece diretrizes do Plano de Incentivo de Longo Prazo ("ILP") para os Executivos da Companhia ("Norma ILP").

d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho:

Os honorários do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal são revisados anualmente através de pesquisa de mercado e possíveis ajustes são definidos pelo Conselho de Administração, com o apoio do Comitê de Gestão de Pessoas, sendo posteriormente submetidos à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas da Companhia.

No que tange aos diretores estatutários, a remuneração variável é totalmente baseada em metas quantitativas e qualitativas formalmente contratadas, as quais refletem a evolução dos indicadores de desempenho da Companhia.

e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo:

A política de remuneração dos diretores estatutários está alinhada aos interesses da Companhia, por ser fundamentada por critérios atrelados ao desempenho econômico-financeiro da Companhia previamente definidos. O Comitê de Gestão de Pessoas, que assessora o Conselho de Administração da Companhia, é um órgão que contribui para a verificação do alinhamento da remuneração.

Nossa política de remuneração busca incentivar os colaboradores a procurar a melhor rentabilidade dos investimentos e projetos desenvolvidos pela Companhia, de tal maneira a alinhar os seus interesses com os da Companhia por meio das seguintes perspectivas: (i) no curto prazo: salários e pacote de benefícios compatíveis com o mercado; (ii) no médio prazo: pagamento de participação nos nossos resultados e bônus, de acordo com o cumprimento de metas pré-estabelecidas; e (iii) no longo prazo: outorga de phantom stocks através de programa específico, com a possibilidade de conversão de bônus em dinheiro conforme descrito no item 13.4.

f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos:

Os membros da Diretoria Executiva, do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia não recebem qualquer remuneração em função do exercício do cargo na Companhia que seja suportada por suas subsidiárias, controladas ou controladores.

g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor:

Em relação aos membros do nosso Conselho de Administração e do nosso Conselho Fiscal, não há qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário.

Quanto aos diretores estatutários, há previsão de indenização na hipótese de alteração significativa dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário, que implique a extinção do cargo de diretor, destituição unilateral por parte do Conselho de Administração, ou alteração das condições de trabalho análogas a uma rescisão indireta do contrato de trabalho.

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2015 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	7,00	7,00	5,00	19,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.632.000,00	6.167.000,00	716.000,00	8.515.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	144.000,00	0,00	144.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	326.000,00	1.727.000,00	143.000,00	2.196.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS.	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	4.697.000,00	0,00	4.697.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	3.139.000,00	0,00	3.139.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
Pós-emprego	0,00	562.000,00	0,00	562.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	
Total da remuneração	1.958.000,00	16.436.000,00	859.000,00	19.253.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	7,00	5,67	5,00	17,67
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.528.000,00	4.588.000,00	670.000,00	6.786.000,00
Benefícios direto e indireto	10.000,00	46.000,00	12.000,00	68.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	306.000,00	1.630.000,00	134.000,00	2.070.000,00

Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS.	Outros refere-se a INSS e FGTS.	Outros refere-se a INSS.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	4.142.000,00	0,00	4.142.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	1.699.000,00	0,00	1.699.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP.		
Pós-emprego	0,00	477.000,00	0,00	477.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	
Total da remuneração	1.844.000,00	12.582.000,00	816.000,00	15.242.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	7,17	6,00	6,25	19,42
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.271.000,00	4.874.000,00	548.000,00	6.693.000,00
Benefícios direto e indireto	3.000,00	28.000,00	2.000,00	33.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	260.000,00	2.006.000,00	114.000,00	2.380.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	3.281.000,00	0,00	3.281.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	-1.972.000,00	0,00	-1.972.000,00

Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP.		
Pós-emprego	0,00	452.000,00	0,00	452.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	
Total da remuneração	1.534.000,00	8.669.000,00	664.000,00	10.867.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2012 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	6,17	5,75	5,08	17,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.196.000,00	2.680.000,00	608.000,00	4.484.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	25.000,00	0,00	25.000,00
Participações em comitês	96.000,00	0,00	0,00	96.000,00
Outros	258.000,00	2.997.000,00	122.000,00	3.377.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS.	Outros refere-se a INSS e FGTS.	Outros refere-se a INSS.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	3.795.000,00	0,00	3.795.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	2.861.000,00	0,00	2.861.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		outros refere-se a ILP e INSS.		
Pós-emprego	0,00	514.000,00	0,00	514.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	1.484.000,00	0,00	1.484.000,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 03/2012.	
Total da remuneração	1.550.000,00	14.356.000,00	730.000,00	16.636.000,00

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

13.3 Remuneração variável dos últimos três exercícios sociais e a prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL - EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 ⁽¹⁾ (R\$ mil)				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número total de membros	7	5	6	18
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	3.036 ⁽¹⁾	3.036
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	4.554 ⁽¹⁾	4.554
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	3.795 ⁽¹⁾	3.795
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	3.795 ⁽¹⁾	3.795
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A

⁽¹⁾ No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL - EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 ⁽¹⁾ (R\$ mil)				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número total de membros	7	5	6	18
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	2.624 ⁽¹⁾	2.624
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	3.937 ⁽¹⁾	3.937
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	3.281 ⁽¹⁾	3.281
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	3.281 ⁽¹⁾	3.281
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam	N/A	N/A	N/A	N/A

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

atingidas				
-----------	--	--	--	--

- (1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL - EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 ⁽¹⁾ (R\$ mil)				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número total de membros	7	5	6	18
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	3.313 ⁽¹⁾	3.313
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	4.969 ⁽¹⁾	4.969
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	4.141 ⁽¹⁾	4.141
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A

- (1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL PREVISTA - EXERCÍCIO SOCIAL 2015 ⁽¹⁾ (R\$ mil)				
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número de membros	7	5	7	19
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	6.269 ⁽¹⁾	6.269
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	9.403 ⁽¹⁾	9.403
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	7.836 ⁽¹⁾	7.836
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A

- (1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

13.4 Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente

a) termos e condições gerais;

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada no dia 25 de março de 2015, foi aprovado um Plano de Incentivo de Longo Prazo – “ILP”, baseado na modalidade de Performance Phantom Stocks, que consiste na concessão de ações virtuais (“phantom stocks”), que, após um prazo de carência (vesting) conforme informado no item 13.4 (j), e se atingida uma meta mínima de valorização esperada para a CPFL em bolsa, conforme previsto em norma específica e revisada ano a ano, poderão ser convertidas em bônus em espécie, não sendo conferidas, em nenhuma hipótese, a concessão de ações físicas.

Este plano é acompanhado anualmente pelo Conselho de Administração, através de análises e pareceres de seu Comitê de Gestão de Pessoas que é o órgão responsável pelo estabelecimento das condições gerais do plano. O Conselho de Administração tem poderes para a interrupção do plano a qualquer momento.

A elegibilidade ao plano é direta a profissionais que ocupem cargo estatutário de Diretor Presidente ou Diretor Vice Presidente em nossa Companhia, bem como Diretores Presidentes de nossas controladas (“Executivos”), e condicionada a desempenho para o Grupo de Diretores e Gerentes de nível 2, estando, ainda, limitado a, no máximo, 50% do quadro de Diretores e a 10% do quadro de gerentes de nível 2, ativos na empresa e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

O desempenho dos Diretores e Gerentes é mensurado observando-se o posicionamento na matriz de avaliação de potencial e desempenho (nine box), ou, caso este venha a ser substituído, outro instrumento de distribuição forçada. O atual instrumento em prática apura não só a aderência às competências exigidas para o exercício da função, como também o atingimento de metas individuais e o potencial do profissional.

O valor inicial das phantom stocks é calculado com base no valuation da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em targets definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

b) principais objetivos do plano;

O desenho do programa se estruturou de forma a alinhar os interesses dos Executivos, diretores e gerentes elegíveis aos interesses dos acionistas, com objetivo de comprometimento de longo prazo e criação de valor constante e sustentável. Da mesma forma, por se tratar de apuração de resultados a longo prazo, tem como finalidade também a retenção dos talentos da Companhia que mais agregam valor através do seu desempenho individual apurado pela matriz de avaliação de potencial e desempenho.

c) forma como o plano contribui para esses objetivos;

O atingimento da meta de valorização estabelecida para a Companhia em seu plano estratégico de longo prazo sinaliza os objetivos traçados no programa foram reconhecidos pelo mercado e que também as metas estabelecidas no plano estratégico foram alcançadas.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor;

O plano se insere no mix de remuneração dos elegíveis de forma a estabelecer maior participação no pacote variável, não incorporável à remuneração, e condicionado a resultados que proporcionam a criação de valor econômico para a empresa.

e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo;

O plano visa estimular o comprometimento dos elegíveis a longo prazo, levando em consideração que a política foi desenhada para atender as expectativas do plano estratégico da Companhia. No curto prazo o alinhamento desses interesses se dá por instrumento específico, através da contratação de metas individuais e de gestão de pessoas, além de parcela atribuída a resultados corporativos do Grupo e/ou da unidade de gestão, não vinculado ao ILP.

f) número máximo de ações abrangidas;

Foram concedidas 157.573 *phantom stocks* no ano de 2014, levando em consideração o valor inicial com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado. Este valor foi utilizado para apuração das *phantoms stocks* concedidas aos elegíveis conforme detalhado no item 13.4. (a) deste Formulário de Referência.

g) número máximo de opções a serem outorgadas;

O número de *phantom stocks* outorgadas é fixo e sua conversão em bônus em espécie se dá exclusivamente pelo valor de mercado apurado pela média ponderada da cotação da ação dos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão. A efetivação da conversão só será possível após aprovação formal do Conselho de Administração.

h) condições de aquisição de ações;

Conforme detalhado no item 13.4. (a), para concessão das *phantom stocks*, os outorgados, mediante elegibilidade e desempenho, deverão estar ativos na Companhia e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;

O valor inicial das *phantom stocks* é calculado com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em targets definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

j) critérios para fixação do prazo de exercício;

O prazo de carência total será de 4 anos para exercício da seguinte forma:

- 1/3 das *phantom stocks* outorgadas poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga;
- 1/3, ou 2/3, caso a primeira conversão não tenha sido exercida, das *phantom stocks* outorgadas poderão ser convertidas em premiação no terceiro ano após o ano de outorga; e
- 100% das *phantom stocks* outorgadas e ainda não convertidas poderão ser convertidas no quarto ano após o ano de outorga.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

k) forma de liquidação

Atingida a meta de valorização mínima estabelecida no plano estratégico da Companhia, a liquidação das ações virtuais (phantom stocks) em premiação (após o prazo de carência), consiste na apuração do preço da ação da Companhia, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de ações virtuais.

l) restrições à transferência das ações;

Tendo em vista que o plano não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;

Em caso de eventos extraordinários, o Conselho de Administração, a seu julgamento e amparado pela avaliação do Comitê de Gestão de Pessoas, tem o poder de alterar, suspender ou até mesmo extinguir o plano de incentivo de longo prazo.

n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.

Evento	phantom stocks não Exercíveis ("unvested")	phantom stocks Exercíveis ("vested")
Rescisão Voluntária do Executivo	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As phantom stocks são canceladas	
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as phantom stocks serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As phantom stocks serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

13.5 Informar a quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, na data de encerramento do último exercício social.

VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO DA CPFL ENERGIA – 31/12/2014			
Órgão	Ações Ordinárias		
	Diretamente	Indiretamente	Total
Diretoria Estatutária	102.300	-	102.300
Conselho de Administração	800	-	800
Conselho Fiscal	-	-	-

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

13.6 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária

Apesar de ter havido outorga de *phantom stocks* para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2013 e 2012, a Companhia não realizou remuneração baseada em ações para o Conselho de Administração e Diretoria Estatutária em função do valor estabelecido como referência ter ficado abaixo da meta de valorização.

REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PARA O EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2012	
Órgão	Diretoria Estatutária
Nº de membros	6 membros
Outorga de opções de compras de ações:	
Data de outorga	25/07/12
Quantidade de opções outorgadas	141.710
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	Vesting previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das phantom stocks outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (ano de 2014)
Prazo máximo para exercício das opções	Quarto ano após o ano de outorga (ano de 2016)
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício:	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-
Valor justo das opções na data da outorga	24,16
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PARA O EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2013	
Órgão	Diretoria Estatutária
Nº de membros	6 membros
Outorga de opções de compras de ações:	
Data de outorga	31/07/2013
Quantidade de opções outorgadas	141.262
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	Vesting previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das phantom stocks outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (ano de 2015)

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Prazo máximo para exercício das opções	Quarto ano após o ano de outorga (ano de 2017)
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício:	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-
Valor justo das opções na data da outorga	24,57
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PREVISTA PARA O EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2014	
Órgão	Diretoria Estatutária
Nº de membros	5,67 membros
Outorga de opções de compras de ações:	
Data de outorga	25/03/2015
Quantidade de opções outorgadas	157.573
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	Vesting previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das <i>phantom stocks</i> outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (2016)
Prazo máximo para exercício das opções	Quarto ano após o ano de outorga (2018)
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício:	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	22,40
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-
Valor justo das opções na data da outorga	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PREVISTA PARA O EXERCÍCIO SOCIAL CORRENTE 2015	
Órgão	Diretoria Estatutária
Nº de membros	7 membros
Outorga de opções de compras de ações:	
Data de outorga	N/A
Quantidade de opções outorgadas	N/A

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Prazo para que as opções se tornem exercíveis	Vesting previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das <i>phantom stocks</i> outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (2018)
Prazo máximo para exercício das opções	Quarto ano após o ano de outorga (2019)
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício:	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	N/A
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-
Valor justo das opções na data da outorga	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

13.7 Opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social

OPÇÕES EM ABERTO AO FINAL DO EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2014	
	Diretoria Estatutária
Nº de membros	6 membros
Opções ainda não exercíveis	
Quantidade	157.573
Data em que se tornarão exercíveis	<i>Vesting</i> previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das phantom stocks outorgadas que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (ano de 2016)
Prazo máximo para exercício das opções	Quarto ano após o ano de outorga (ano de 2018)
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício	N/A ⁽¹⁾
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A ⁽¹⁾
Opções exercíveis ⁽²⁾	
Quantidade	-
Prazo máximo para exercício das opções	-
Prazo de restrição à transferência das ações	-
Preço médio ponderado de exercício	-
Valor justo das opções no último dia do exercício social	-
Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	-

(¹) A remuneração baseada em ações realizada pela Companhia não prevê entrega efetiva de ações físicas aos seus beneficiários, por ser *phantom stocks*, conforme descrito no item 13.4 acima.

(²) Primeira opção será exercida em 2015

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

13.8 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais

Para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2013 e 2012 a Companhia não realizou remuneração baseada em ações para o Conselho de Administração e Diretoria Estatutária. Adicionalmente, não houve *phantom stocks* exercidas em 2014.

13.9 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a**13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções****13.9 Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções****a) modelo de precificação**

Para outorga das phantom stocks foi considerado como valor inicial o resultado do valuation da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado.

Para posterior liquidação das phantom stocks (premiação após o prazo de carência), será considerado o preço da ação da CPFL, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de phantom stocks.

b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

Conforme modelo de cálculo citado no item 13.9. (a), foi apurado o valor de R\$ 22,40 como preço inicial das phantom stocks. O preço da opção apenas será apurado quando atingido o prazo de vesting, sendo que o primeiro exercício acontecerá em 2015. Os demais itens não são aplicáveis ao modelo de ILP vigente.

c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Não há previsão de exercício antecipado.

d) forma de determinação da volatilidade esperada

Não aplicável no modelo do plano, tendo em vista que a volatilidade das ações não foi considerada no cálculo para apuração do valor da bonificação.

e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não há outras características das opções incorporadas na mensuração de seu valor.

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

Somente os Diretores Estatutários têm planos de previdência. Os Conselheiros Fiscais e de Administração não gozam desse benefício.

a. Órgão	Diretoria Estatutária	
b. Número de membros	5	1
c. Nome do plano	PGBL Bradesco	PGBL Brasil Prev
d. Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	0	0
e. Condições para se aposentar antecipadamente	Não há	Não há
f. Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	R\$ 1.054	R\$ 114
g. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores*	R\$ 490	R\$ 5
h. Se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O valor referente à parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém, o resgate da parcela da empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).	

* valores já atualizados monetariamente.

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

A eficácia do presente item 13.11 encontra-se suspensa em relação aos associados do Instituto Brasileiro de Executivos de Finanças do Rio de Janeiro ("IBEF-RJ"), e, por consequência, às sociedades às quais esteja associado, em razão da sentença favorável proferida em 1ª instância pela 5ª Vara Federal do Rio de Janeiro, no âmbito da Ação Ordinária nº 2010.510102888-5 ajuizada pelo IBEF. A CVM recorreu dessa sentença e o processo ainda não foi julgado pela 2ª instância.

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

13.12 Descrição dos arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, bem como as consequências financeiras para o emissor

A Norma ILP que estabelece as diretrizes do ILP para os programas de 2012, 2013 e 2014, estabelece o tratamento a ser dado ao exercício das Unidades Virtuais de Valor ("UVVs") conversíveis (pós-vesting) e não conversíveis (pré-vesting) na eventualidade do desligamento de algum dos Executivos da Companhia:

Evento	phantom stocks não Exercíveis ("unvested")	phantom stocks Exercíveis ("vested")
Rescisão Voluntária do Executivo	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As phantom stocks são canceladas	
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas desde que manifestada a intenção de conversão em até 30 dias após o desligamento, informando-se ao Comitê de Gestão de Pessoas.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as phantom stocks serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As phantom stocks serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

No caso de ocorrer antes do término do prazo do mandato por iniciativa da Companhia, o(s) Diretor(es) Estatutário(s) desligado(s) terá(ão) direito a:

- honorários integrais do mês de destituição;
- 13º honorário proporcional ao número de meses trabalhados no ano;
- 1 honorário mensal, a título de Aviso Prévio; e
- indenização das parcelas conversíveis do Incentivo de Longo Prazo – ILP.

Assegura-se ao administrador, de forma suplementar aos demais direitos, o recebimento de uma indenização especial e única, correspondente ao valor de 06 (seis) honorários, caso ocorram alterações significativas dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário da sociedade, que impliquem em:

- extinção do cargo, objeto do Instrumento de Contratação para Administração;
- destituição unilateral por parte do Conselho de Administração; e
- alterações das condições de trabalho, análogas a uma rescisão indireta de contrato de trabalho previstas no artigo 483 da CLT, ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo, tais como: remuneração, benefícios, funções, atribuições, autoridade ou responsabilidades. Nessa hipótese, o administrador poderá rescindir o Instrumento de Contratação para Administração, fazendo jus à indenização aqui estabelecida.

13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

13.13 Percentual da remuneração total de cada órgão, nos últimos três exercícios sociais, reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto.

EXERCÍCIO DE 2012			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	92%	100%	0%

EXERCÍCIO DE 2013			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	92%	100%	0%

EXERCÍCIO DE 2014			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	87%	100%	0%

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

13.14 Valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados.

Não houve pagamento de qualquer remuneração para membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal ou da Diretoria por qualquer razão que não a função que ocupam na Companhia.

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

13.15 Valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, nos últimos três exercícios sociais

EXERCÍCIO DE 2012 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	17.149	17.149
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2012 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2013 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	10.928	10.928
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2013 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

EXERCÍCIO DE 2014 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	3.214	3.214
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2014 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

13.16 - Outras informações relevantes**13.16 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/CVM/SEP/nº003/2012, conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	7	5	5
Fevereiro	7	5	5
Março	7	5	5
Abril	7	5	5
Maio	7	5	6
Junho	7	5	6
Julho	7	5	6
Agosto	7	5	6
Setembro	7	5	6
Outubro	7	5	6
Novembro	7	5	6
Dezembro	7	5	6

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	6	6	6
Fevereiro	7	6	6
Março	7	6	6
Abril	9	8	6
Maio	8	8	6
Junho	7	6	6
Julho	7	6	6
Agosto	7	6	6
Setembro	7	6	6
Outubro	7	5	6
Novembro	7	6	6
Dezembro	7	6	6

13.16 - Outras informações relevantes

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	6	5	5
Fevereiro	5	5	4
Março	6	5	6
Abril	6	6	6
Maiο	7	5	6
Junho	7	5	6
Julho	7	5	6
Agosto	6	5	6
Setembro	6	5	6
Outubro	6	5	6
Novembro	6	5	6
Dezembro	6	5	6

14.1 - Descrição dos recursos humanos

14. Recursos humanos
14.1 Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:

a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Atividade de desempenho	Localização geográfica	Número de empregados		
		2014	2013	2012
Comercialização	São Paulo	49	51	64
Total Comercialização		49	51	64
Corporativo	Distrito Federal	3	3	3
	Rio Grande do Sul	237	190	99
	Santa Catarina	-	-	15
	São Paulo	1.309	1.387	836
Total Corporativo		1.549	1.580	953
Distribuição	Minas Gerais	9	9	9
	Paraná	13	13	12
	Rio Grande do Sul	1.266	1.290	1.476
	São Paulo	3.418	3.191	3.966
Total Distribuição		4.706	4.503	5.463
Geração	Ceará	-	-	63
	Minas Gerais	-	-	29
	Pernambuco	-	-	46
	Rio Grande do Norte	-	-	10
	Rio Grande do Sul	54	55	16
	São Paulo	411	380	244
Total Geração		465	435	408
Serviços	Rio Grande do Sul	24	-	7
	São Paulo	2.343	1.822	1.582
Total Serviços		2.367	1.822	1.589
Total Geral		9.136	8.391	8.477

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Nossas distribuidoras terceirizam algumas atividades inerentes a concessão do serviço público de energia elétrica por meio de contrato de prestação de serviços medido em unidades por atividades. Não há, assim, controle das pessoas envolvidas e nem o controle quantitativo de homem/hora (Hh).

A Companhia, embora houvesse informado uma estimativa de força de trabalho vinculada aos serviços terceirizados em anos anteriores, chegou à conclusão de que não mais deveria fazer essa estimativa de força de trabalho uma vez que contrata a execução de serviços dos mais diversos fins (manutenção, operação, administrativo, etc.) sem quantificar a força de trabalho envolvida.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

c) índice de rotatividade

O índice de rotatividade foi de 23,39% em 2014, 20,63% em 2013 e 14,26% em 2012.

d) exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas

Vide itens 4.3 a 4.6 deste Formulário de Referência.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

14.2 Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

Não houve alterações relevantes nos números acima.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

<p>14.3 Descrever as políticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:</p>

a) política de salários e remuneração variável

Os salários são definidos conforme a avaliação dos cargos alinhados ao mercado conforme pesquisas salariais periódicas. Os aumentos salariais são de, no máximo, 10% ao ano e os aumentos por promoção (movimentação para cargo mais avaliado) não podem ocorrer em períodos inferiores a 12 meses.

Em conformidade com a legislação e a política de remuneração da Companhia, os empregados são elegíveis para o programa de participação nos resultados. Este montante é estabelecido nas convenções coletivas de cada companhia do Grupo, ajustados anualmente. Em 2014, foram provisionados R\$ 63 milhões (R\$ 56 milhões dos quais são lançados como passivo circulante) registrados para o Programa de Participação nos Lucros.

Adicionalmente, parte da remuneração de cada empregado está atrelada a metas de desempenho. Os empregados são avaliados com base em critérios estabelecidos para Competências Organizacionais, Comportamentais e Técnicas, além da Avaliação de Resultados atingidos na Contratação de Metas. O sistema de avaliação de desempenho foi elaborado para medir cada um destes itens, visando a contratação de um Plano de Desenvolvimento Individual com acompanhamento e Feedback constante.

b) política de benefícios

Os benefícios oferecidos para nossos colaboradores estão alinhados às melhores práticas do mercado de trabalho, bem como a legislação trabalhista, e são eles:

- ✓ Assistência Médico-Hospitalar e Odontológica, extensiva aos dependentes;
- ✓ Plano de Previdência Privada (exceto Nect, CPFL Atende e CPFL Total);
- ✓ Participação nos Lucros e Resultados, conforme acordo coletivo de trabalho firmado em cada empresa com seus respectivos sindicatos;
- ✓ Auxílio Refeição e/ou Auxílio Alimentação;
- ✓ Auxílio Creche;
- ✓ Vale transporte e/ou Ônibus Fretado;
- ✓ Seguro de Vida (Executivos, Diretores, Gerentes, Colaboradores de empresas específicas, Menores Aprendizizes e Estagiários);
- ✓ Programas de Qualidade de Vida;
- ✓ Cartão Corporativo (Executivos e Diretores);
- ✓ Programas de Final de Ano;
- ✓ Estacionamento na Sede e Regionais (dentro do limite de vagas disponíveis);
- ✓ Check-Up Médico – Executivos Diretores e Gerentes;
- ✓ Gratificação de Férias (exceto CPFL Serviços, Nect, CPFL Total e CPFL Telecom);
- ✓ Política de Transferência;
- ✓ Requalificação Profissional (exceto CPFL Serviços, CPFL Atende, Nect e CPFL Total)
- ✓ Empréstimo Pessoal Consignado (exceto CPFL Telecom).

Para colaboradores da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, da CPFL Geração e da CPFL Brasil, além dos benefícios citados acima, os vinculados à previdência privada da Fundação Cesp, têm direito a benefícios, como empréstimo pessoal, seguros de vida, de residência e de veículos, auxílio farmácia, além de reembolsos específicos para serviços na área da saúde.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:

- i. grupos de beneficiários;**
- ii. condições para exercício;**
- iii. preços de exercício;**
- iv. prazos de exercício;**
- v. quantidade de ações comprometidas pelo plano.**

Não aplicável por não haver planos de remuneração baseado em ações dos empregados não administradores.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

14.4 Descrever as relações entre o emissor e sindicatos

O grupo CPFL mantém relacionamento com 16 sindicatos, reconhecendo-os como os representantes legais e legítimos dos colaboradores para o encaminhamento de suas reivindicações.

Os instrumentos coletivos celebrados com essas entidades sindicais representam para a CPFL o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

O Grupo considera indispensável para o desenvolvimento saudável das relações com os Sindicatos, o permanente respeito mútuo entre as partes e a lisura nos procedimentos, garantindo total imparcialidade, seja qual for a entidade sindical. O Grupo acredita manter boas relações com os sindicatos que representam seus colaboradores, evidenciado pelo fato de não ter ocorrido nenhuma greve nos últimos 26 anos que tenha afetado materialmente as operações do Grupo.

O Grupo garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente o Grupo possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

- SINTEC - SINDICATO DOS TÉCNICOS INDUSTRIAIS DE NÍVEL MÉDIO DO ESTADO DE SÃO PAULO
- SENEGISUL - SINDICATO DOS ASSALÁRIADOS ATIVOS, APOSENTADOS E PENSIONISTAS, NAS EMPRESAS GERADORAS, OU TRANSMISSORAS, OU DISTRIBUIDORAS, OU AFINS DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, E ASSISTIDOS POR FUNDAÇÕES DE SEGURIDADE PRIVADAS ORIGINADAS NO SETOR ELÉTRICO
- SINDICATO DOS TRABALHADORES NA INDÚSTRIA DE ENERGIA HIDROELÉTRICA DE IPAUSSU
- SINDLUZ - SINDICATO DOS EMPREGADOS NA GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE DO MUNICÍPIO DE BAURU
- SINDLUZ - SINDICATO DOS EMPREGADOS NA GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE DO MUNICÍPIO DE RIBEIRÃO PRETO
- SINDLUZ - SINDICATO DOS EMPREGADOS NA GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE DO MUNICÍPIO DE SÃO JOSÉ DO RIO PRETO
- SINDLUZ - SINDICATO DOS TRABALHADORES NOS SERVIÇOS DE FIAÇÃO, TRAÇÃO, LUZ E FORÇA DE ARARAQUARA
- SINDSUL - SINDICATO DOS ELETRICITÁRIOS DO SUL DE MINAS GERAIS
- SINTIUS - SINDICATO DOS TRABALHADORES NAS INDÚSTRIAS URBANAS DE SANTOS, BAIXADA SANTISTA, LITORLA SUL E VALE DO RIBEIRA
- STIEEC - SINDICATO DOS TRABALHADORES NA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CAMPINAS
- STIEESP - SINDICATO DOS TRABALHADORES NAS INDÚSTRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA DE SÃO PAULO
- SEESP - SINDICATO DOS ENGENHEIROS NO ESTADO DE SÃO PAULO
- SEAAC - SINDICATO DOS EMPREGADOS E EMPRESAS DE ASSESSORAMENTO DE CAMPINAS
- SINTETEL - SINDICATO DOS TRABALHADORES NAS EMPRESAS DE TELECOMUNICAÇÕES OPERADORAS DE MESAS TELEFONICAS DO ESTADO DE SÃO PAULO.
- SINDERGEL - SINDICATO DOS EMPREGADOS NAS EMPRESAS DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE DO MUNICÍPIO DE MOCOCA.
- SINDICOMOCOCA - SINDICATO DOS TRABALHADORES NAS INDÚSTRIAS DE CONSTRUÇÃO DO MOBILIDÁRIO E MONTAGEM INDUSTRIAL DE MOCOCA E REGIÃO.

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Brumado Holdings Ltda.						
08.397.763/0001-20	BRASILEIRA-SP	Não	Não	29/04/2016		
	36.497.075	3,585475%	0	0,000000%	36.497.075	3,585475%
Camargo Corrêa S.A.						
01.098.905/0001-09	Brasileira-SP	Não	Sim	29/04/2016		
	27.435	0,002695%	0	0,000000%	27.435	0,002695%
Antares Holdings Ltda.						
07.341.926/0001-90	BRASILEIRA-SP	Não	Não	29/04/2016		
	16.967.165	1,666855%	0	0,000000%	16.967.165	1,666855%
Bonaire Participações S.A.						
02.117.801/0001-67	Brasileira-SP	Sim	Sim	29/04/2016		
	1.269.386	0,124705%	0	0,000000%	1.269.386	0,124705%
Fundo Mútuo de Investimentos em Ações - BB Carteira Livre I						
73.899.742/0001-74	Brasileira-RJ	Sim	Sim	29/04/2016		
	269.285.374	26,454610%	0	0,000000%	269.285.374	26,454610%
ENERGIA SÃO PAULO FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES						
02.178.371/0001-93	BRASILEIRA-RJ	Sim	Sim	29/04/2016		
	150.136.050	14,749374%	0	0,000000%	150.136.050	14,749374%
BNDES Participações S.A.						
00.383.281/0001-09	Brasileira-RJ	Não	Não	29/04/2016		
	68.592.097	6,738491%	0	0,000000%	68.592.097	6,738491%
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI						
33.754.482/0001-24	Brasileira-RJ	Não	Sim	29/04/2016		
	30.502.185	2,996536%	0	0,000000%	30.502.185	2,996536%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
ESC Energia S.A.						
15.146.011/0001-51	Brasileira-SP	Sim	Sim	29/04/2016		
	239.956.080	23,573298%	0	0,000000%	239.956.080	23,573298%
Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros						
34.053.942/0001-50	Brasileira-RJ	Não	Sim	29/04/2016		
	1.861.659	0,182889%	0	0,000000%	1.861.659	0,182889%
OUTROS						
	202.820.240	19,925072%	0	0,000000%	202.820.240	19,925072%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
	0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL						
	1.017.914.746	100,000000%	0	0,000000%	1.017.914.746	100,000000%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Antares Holdings Ltda.				07.341.926/0001-90		
Bradespar S.A.						
03.847.461/0001-92	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	30/04/2015		
326.999.999	99,999999	0	0,000000	326.999.999	99,999999	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
NCF Participações S.A.						
04.233.319/0001-18	Brasileira-SP	Não	Não	30/04/2015		
1	0,000001	0	0,000000	1	0,000001	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL	327.000.000	100,000000	0	0,000000	327.000.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
BNDES Participações S.A.				00.383.281/0001-09	
BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL					
33.657.248/0001-89	BRASILEIRA-RJ	Não	Sim	04/09/1974	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Bonaire Participações S.A.				02.117.801/0001-67	
ENERGIA SÃO PAULO FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES					
02.178.371/0001-93	BRASILEIRA-RJ	Não	Sim	21/07/2014	
66.728.877	99,999999	0	0,000000	66.728.877	99,999999
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
1	0,000001	0	0,000000	1	0,000001
TOTAL	66.728.878	100,000000	0	0,000000	66.728.878
				66.728.878	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Brumado Holdings Ltda.				08.397.763/0001-20		
Antares Holdings Ltda.						
07.341.926/0001-90	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	30/04/2015		
983.227.791	99,999999	0	0,000000	983.227.791	99,999999	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
Bradespar S.A.						
03.847.461/0001-92	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2015		
1	0,000001	0	0,000000	1	0,000001	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL	983.227.792	100,000000	0	0,000000	983.227.792	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Camargo Corrêa S.A.				01.098.905/0001-09		
OUTROS						
3	0,006129	1	0,001074	4	0,002816	
Participações Morro Vermelho S.A.						
03.987.192/0001-60	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2012		
48.943	99,993871	93.099	99,998926	142.042	99,997184	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
TOTAL	48.946	100,000000	93.100	100,000000	142.046	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ENERGIA SÃO PAULO FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES				02.178.371/0001-93	
Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros					
34.053.942/0001-50	BRASILEIRA-RJ	Não	Não	16/11/2004	
181.405.069	22,780000	0	0,000000	181.405.069	22,780000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV					
65.471.914/0001-86	BRASILEIRA-SP	Não	Não	16/11/2004	
4.823.881	0,610000	0	0,000000	4.823.881	0,610000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Fundação Sistel de Seguridade Social					
00.493.916/0001-20	BRASILEIRA-SP	Não	Não	16/11/2004	
256.722.311	32,230000	0	0,000000	256.722.311	32,230000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Fundo de Investimento em Cotas de Fundo de Investimento em Participações 114					
07.792.436/0001-00	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	16/11/2004	
353.528.507	44,380000	0	0,000000	353.528.507	44,380000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ENERGIA SÃO PAULO FUNDO DE INVESTIMENTO EM AÇÕES				02.178.371/0001-93	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
796.479.768	100,000000	0	0,000000	796.479.768	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ESC Energia S.A.				15.146.011/0001-51	
ATILA HOLDINGS S/A					
07.305.671/0001-00	Brasileira-SP	Não	Sim	28/11/2013	
521.196.307	50,000000	0	0,000000	521.196.307	50,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL	1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615
VBC Energia S.A.					
00.095.147/0001-02	Brasileira-SP	Não	Sim	28/11/2013	
521.196.308	50,000000	0	0,000000	521.196.308	50,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Fundo Mútuo de Investimentos em Ações - BB Carteira Livre I				73.899.742/0001-74	
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI					
33.754.482/0001-24	Brasileira-RJ	Não	Sim	03/11/2009	
130.163.541	100,000000	0	0,000000	130.163.541	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
130.163.541	100,000000	0	0,000000	130.163.541	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
ATILA HOLDINGS S/A				07.305.671/0001-00		
Camargo Corrêa S.A.						
01.098.905/0001-09	Brasileira-SP	Não	Sim	15/04/2015		
821.452.787	100,000000	0	0,000000	821.452.787	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL	821.452.787	100,000000	0	0,000000	821.452.787	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Fundo de Investimento em Cotas de Fundo de Investimento em Participações 114				07.792.436/0001-00		
Fundação CESP						
62.465.117/0001-06	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	16/11/2004		
5.459.656	100,000000	0	0,000000	5.459.656	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL	5.459.656	100,000000	0	0,000000	5.459.656	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Participações Morro Vermelho S.A.				03.987.192/0001-60	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
RCABON EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A					
09.594.448/0001-55	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2015	
750.000	33,333333	0	0,000000	750.000	11,111111
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
RCABPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A					
09.594.459/0001-35	Brasileira-SP	Não	Não	01/10/2008	
0	0,000000	1.498.080	33,290667	1.498.080	22,193778
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
RCNON EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A					
09.594.570/0001-21	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2015	
750.000	33,333333	0	0,000000	750.000	11,111111
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
RCNPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A					
09.594.480/0001-30	Brasileira-SP	Não	Não	01/10/2008	
0	0,000000	1.498.080	33,290667	1.498.080	22,193778
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Participações Morro Vermelho S.A.				03.987.192/0001-60		
RCNPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A						
09.594.480/0001-30	Brasileira-SP	Não	Não	01/10/2008		
0	0,000000	1.498.080	33,290667	1.498.080	22,193778	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
RCPODON EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A						
09.594.541/0001-60	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2015		
750.000	33,333334	0	0,000000	750.000	11,111111	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
RCPODPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A						
09.594.468/0001-26	Brasileira-SP	Não	Não	01/10/2008		
0	0,000000	1.498.080	33,290667	1.498.080	22,193778	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
RRRPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A						
09.608.284/0001-78	Brasileira-SP	Não	Não	01/10/2008		
0	0,000000	5.760	0,127999	5.760	0,085333	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Participações Morro Vermelho S.A.				03.987.192/0001-60	
TOTAL					
2.250.000	100,000000	4.500.000	100,000000	6.750.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
VBC Energia S.A.				00.095.147/0001-02		
Camargo Corrêa Energia S.A.						
04.922.357/0001-88	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	28/11/2013		
1.937.959	44,681488	47.018	74,654261	1.984.977	45,110489	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A.						
02.372.232/0001-04	BRASILEIRA-SP	Não	Não	28/11/2013		
496.665	11,451084	0	0,000000	496.665	11,287184	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
Camargo Corrêa S.A.						
01.098.905/0001-09	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	21/10/2015		
1.902.651	43,867428	15.963	25,345739	1.918.614	43,602327	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL	4.337.275	100,000000	62.981	100,000000	4.400.256	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL				33.657.248/0001-89	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
6.273.711.452	100,000000	0	0,000000	6.273.711.452	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Camargo Corrêa Energia S.A.				04.922.357/0001-88		
Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A.						
02.372.232/0001-04	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	25/11/2014		
2.360.886	100,000000	689.075	100,000000	3.049.961	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
OUTROS						
0	0,000000	4	0,000000	4	0,000000	
TOTAL						
2.360.886	100,000000	689.079	100,000000	3.049.965	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
RCABON EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A				09.594.448/0001-55		
OUTROS						
0	0,000000	60	40,000000	60	0,008000	
Rosana Camargo de Arruda Botelho						
535.804.358-68	Brasileira-SP	Não	Sim	06/12/2012		
749.850	100,000000	90	60,000000	749.940	99,992000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
TOTAL	749.850	100,000000	150	100,000000	750.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
RCABPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A				09.594.459/0001-35	
OUTROS					
60	0,004000	0	0,000000	60	0,004000
Rosana Camargo de Arruda Botelho					
535.804.358-68	Brasileira-SP	Não	Sim	06/12/2012	
1.499.940	99,996000	0	0,000000	1.499.940	99,996000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.500.000	100,000000	0	0,000000	1.500.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
RCNON EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A				09.594.570/0001-21		
OUTROS						
0	0,000000	110	73,333333	110	0,014667	
Renata de Camargo Nascimento						
535.804.608-97	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008		
749.850	100,000000	40	26,666667	749.890	99,985333	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
TOTAL	749.850	100,000000	150	100,000000	750.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
RCNPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A				09.594.480/0001-30	
OUTROS					
110	0,007333	0	0,000000	110	0,007333
Renata de Camargo Nascimento					
535.804.608-97	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008	
1.499.890	99,992667	0	0,000000	1.499.890	99,992667
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.500.000	100,000000	0	0,000000	1.500.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
RCPODON EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A				09.594.541/0001-60		
OUTROS						
0	0,000000	150	100,000000	150	0,020000	
Regina de Camargo Pires Oliveira Dias						
153.204.398-81	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008		
749.850	100,000000	0	0,000000	749.850	99,980000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL	749.850	100,000000	150	100,000000	750.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
RCPODPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A				09.594.468/0001-26	
OUTROS					
150	0,010000	0	0,000000	150	0,010000
Regina de Camargo Pires Oliveira Dias					
153.204.398-81	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008	
1.499.850	99,990000	0	0,000000	1.499.850	99,990000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.500.000	100,000000	0	0,000000	1.500.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
RRRPN EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES S.A				09.608.284/0001-78	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Regina de Camargo Pires Oliveira Dias					
153.204.398-81	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008	
1.980	33,333334	0	0,000000	1.980	33,333334
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Renata de Camargo Nascimento					
535.804.608-97	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008	
1.980	33,333333	0	0,000000	1.980	33,333333
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Rosana Camargo de Arruda Botelho					
535.804.358-68	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008	
1.980	33,333333	0	0,000000	1.980	33,333333
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL	5.940	100,000000	0	0,000000	5.940
					100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A.				02.372.232/0001-04		
Camargo Corrêa S.A.						
01.098.905/0001-09	Brasileira-SP	Não	Sim	25/11/2014		
1.058.326.178	100,000000	0	0,000000	1.058.326.178	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL	1.058.326.178	100,000000	0	0,000000	1.058.326.178	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	29/04/2016
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	14.577
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	5.758
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	939

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	324.757.699	31,904214%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Total	324.757.699	31,904214%

15.4 - Organograma dos acionistas

15.4 Caso o emissor deseje, inserir organograma dos acionistas do emissor, identificando todos os controladores diretos e indiretos bem como os acionistas com participação igual ou superior a 5% de uma classe ou espécie de ações, desde que compatível com as informações apresentadas nos itens 15.1 e 15.2.

A Companhia optou por não apresentar organograma nesse item 15.4.

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

15.5 Com relação a qualquer acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte, regulando o exercício do direito de voto ou a transferência de ações de emissão do emissor, indicar:

a) partes;

Companhia e as empresas VBC ENERGIA S.A., 521 PARTICIPAÇÕES S.A e BONAIRE PARTICIPAÇÕES S.A.

Em outubro de 2009, as ações de emissão da Companhia detidas pelo acionista 521 foram transferidas para o fundo BB Carteira Livre I Fundo de Investimento em Ações ("BB CL I") que passou a ser o atual acionista da Companhia e titular de todos os direitos e obrigações inerentes às ações vinculadas ao Acordo de Acionistas.

Em agosto de 2011, a Bonaire transferiu 102.756.048 (cento e dois milhões, setecentas e cinquenta e seis mil e quarenta e oito) ações de emissão da Companhia à sua acionista controladora Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações ("Energia SP FIP") que passou a ser acionista da Companhia juntamente com a Bonaire e, conseqüentemente, titular de direitos e obrigações inerentes às ações vinculadas ao Acordo de Acionistas.

Em fevereiro de 2012, a Bonaire transferiu 12.362.202 (doze milhões, trezentas e sessenta e duas mil, duzentas e duas) ações de emissão da Companhia à sua acionista controladora Energia SP FIA, aumentando a participação desta última no capital social da Companhia.

No quarto trimestre de 2012, a propriedade das ações de emissão da CPFL Energia vinculadas ao Acordo de Acionistas, originalmente detidas pela VBC e BB CL I, passaram a ser detidas nas seguintes proporções por tais por tais acionistas e suas Afiliadas:

(i) Quantidade de ações vinculadas originalmente detidas pela VBC: 245.890.734 (duzentos e quarenta e cinco milhões, oitocentas e noventa mil, setecentas e trinta e quatro) ações. Composição atual: (a) ESC: 224.188.344 (duzentos e vinte e quatro milhões, cento e oitenta e oito mil, trezentas e quarenta e quatro) ações; (b) CCSA: 11.804.530 (onze milhões, oitocentas e quatro mil, quinhentas e trinta) ações; e (c) VBC: 9.897.860 (nove milhões, oitocentas e noventa e sete mil, oitocentas e sessenta) ações e

(ii) Quantidade de ações vinculadas originalmente detidas pelo BB CL I: 206.174.418 (duzentos e seis milhões, cento e setenta e quatro mil, quatrocentas e dezoito) ações. Composição atual: (a) Previ: 9.897.860 (nove milhões, oitocentas e noventa e sete mil, oitocentas e sessenta) ações; e (b) BB CL I: 196.276.558 (cento e noventa e seis milhões, duzentas e setenta e seis mil, quinhentas e cinquenta e oito) ações.

Deste modo, nos termos da Subcláusula 11.13 do Acordo de Acionistas da CPFL Energia, as Afiliadas: (i) ESC e CCSA, e (ii) Previ, manifestaram sua adesão incondicional ao Acordo de Acionistas da CPFL Energia, passando a exercer os direitos e obrigações decorrentes do mesmo, devendo, portanto, serem considerados como controladores da CPFL Energia para todos os fins.

Em março de 2013, a Camargo Corrêa S.A. ("CCSA") alienou ao Energia SP FIA, 11.804.530 (onze milhões, oitocentas e quatro mil, quinhentas e trinta) Ações Vinculadas, e a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil ("PREVI") alienou ao Energia SP FIA 9.897.860 (nove milhões, oitocentas e noventa e sete mil, oitocentas e sessenta) Ações Vinculadas. Na mesma data, a VBC Energia S.A. ("VBC"), transferiu à ESC Energia S.A. ("ESC Energia") 9.897.860 Ações Vinculadas, a título de aporte em integralização de aumento de capital social.

b) data de celebração;

22 de março de 2002 e aditado em 27 de agosto de 2002, 05 de novembro de 2003 e 06 de dezembro de 2007.

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

c) prazo de vigência;

O Acordo de Acionistas foi assinado entre a Companhia e as empresas VBC ENERGIA S.A., 521 PARTICIPAÇÕES S.A e BONAIRE PARTICIPAÇÕES S.A., em 22 de março de 2002 e aditado em 27 de agosto de 2002, 05 de novembro de 2003 e 06 de dezembro de 2007.

Conforme disposto na Cláusula Décima-Quarta, sub-cláusula 14.1 do Acordo de Acionistas, foi firmado por 25 (vinte e cinco) anos, ficando renovado automaticamente por períodos iguais e sucessivos de 5 (cinco) anos, caso não seja denunciado com a antecedência mínima de 6 (seis) meses antes do término do prazo contratual então em vigor.

d) descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle;

A Cláusula Sexta do Acordo de Acionistas disciplina o exercício do direito de voto dos Acionistas Controladores nas Assembleias Gerais da Companhia e suas sociedades controladas, e coligadas (quando aplicável).

De acordo com subcláusula 6.2, somente podem ser submetidas à Assembleia Geral as matérias cuja competência lhe seja expressamente atribuída por lei, devendo as decisões da Assembleia Geral serem tomadas por maioria simples dos acionistas presentes, à exceção das matérias em que a lei exija maioria qualificada, conforme disposto no Estatuto Social da Companhia.

A subcláusula 6.3 determina, também, que, nada obstante o disposto na subcláusula 6.2, os Acionistas Controladores se obrigam a comparecer a todas as Assembleias gerais da Companhia e nelas exercer seu direito de voto de modo a assegurar que as deliberações sobre quaisquer matérias somente sejam aprovadas conforme o definido em reunião prévia e pelo voto de Acionistas Controladores titulares de ao menos 80% (oitenta por cento) das ações vinculadas ao Acordo de Acionistas.

Nos termos da subcláusula 6.4, o eventual exercício do direito de voto nas Assembleias Gerais, por qualquer Acionista Controlador, em desacordo com o deliberado em reunião prévia importará em invalidade do voto e nulidade da deliberação que for assim tomada, sem prejuízo do direito da parte interessada de promover a execução específica da obrigação descumprida e pleitear perdas e danos.

A Subcláusula 5.10 do Acordo de Acionistas da Companhia estabelece que o Presidente da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração da Companhia e de suas controladas, não deve computar o voto proferido por representantes de Acionista Controlador em infração ao disposto no Acordo de Acionistas ou às deliberações de Reunião Prévia, hipótese em qualquer dos representantes dos demais Acionistas Controladores pode, apresentando cópia da ata da Reunião Prévia em que a matéria tenha sido decidida pelos Acionistas Controladores, exigir que o voto do inadimplente seja considerado e computado no sentido previamente aprovado na Reunião Prévia.

Nos termos da Subcláusula 5.11 do Acordo de Acionistas da Companhia estão determinados, também, que o não comparecimento a Assembleia Geral ou a reunião do Conselho de Administração da Companhia ou de suas controladas, bem como a abstenção de voto de representante de qualquer Acionista Controlador ou de membro do Conselho de Administração por ela eleito nos termos do Acordo de Acionistas, assegura a qualquer dos representantes das demais Acionistas Controladores que participe, conforme o caso, de Assembleia Geral ou de reunião do Conselho de Administração, o direito de votar (i) no caso de Assembleia Geral, com as ações pertencentes ao Acionista Controlador ausente ou omissa, e (ii) no caso de reunião do Conselho de Administração, em nome do conselheiro ausente ou omissa.

e) descrição das cláusulas relativas à indicação de administradores;

O Acordo de Acionistas da Companhia prevê, em suas subcláusulas 8.2.1 e 8.2.1.1 que os acionistas elegerão conjuntamente 6 (seis) membros para o Conselho de Administração, de acordo com a participação que cada acionista tem no Bloco de Controle, sendo 3 (três) membros indicados pelo acionista VBC Energia S.A., 2 (dois) membros indicados pelo acionistas

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

BB Carteira Livre I Fundo de Investimento em Ações e 1 (um) membro pelo acionista Energia SP FIA/Bonaire Participações S.A.

Por ser a CPFL Energia uma companhia listada no Novo Mercado da BM&FBovespa, o Acordo de Acionistas prevê, também, que caso os acionistas minoritários não elejam um Conselheiro, os Acionistas Controladores devem, de comum acordo, propor à assembleia geral nome(s) que atenda(m) à definição de Conselheiro Independente, conforme disposto na subcláusula 8.2.2.1.

De acordo com a subcláusula 8.2.4 do Acordo de Acionistas, o Presidente do Conselho de Administração será nomeado, na primeira reunião que ocorrer após a eleição de seus membros, dentre os conselheiros titulares indicados pelo Acionista Controlador que isoladamente seja titular da maior quantidade das ações vinculadas, e o Vice-Presidente pelo Acionista Controlador que isoladamente detenha a segunda maior quantidade dessas ações.

f) descrição das cláusulas relativas à transferência de ações e à preferência para adquiri-las;

Em suas Cláusulas Décima Primeira e Décima Segunda, o Acordo de Acionistas da Companhia traz previsões sobre transferência de ações e exercício do direito de preferência na aquisição das mesmas, pelos acionistas do Bloco de Controle.

A Cláusula Décima Primeira do Acordo de Acionistas da Companhia estabelece as limitações à transferência de ações, garantindo aos acionistas do Bloco de Controle o direito de preferência na aquisição das ações vinculadas que algum deles pretenda alienar (subcláusula 11.1) e estabelecendo as modalidades de negócios jurídicos aplicáveis à alienação de ações vinculadas (subcláusula 11.2). Das subcláusulas 11.3 e 11.4 constam os procedimentos que deverão ser observados para o exercício do direito de preferência, e as subcláusulas 11.5 e 11.6 tratam das hipóteses de exclusão do exercício do direito de preferência. Nas subcláusulas 11.7 a 11.14, encontram-se as demais disposições gerais aplicáveis à transferência de ações vinculadas.

A Cláusula Décima Segunda do Acordo de Acionistas da Companhia, por sua vez, trata do procedimento de transferência de ações em caso de mudança de controle societário, garantindo aos acionistas do Bloco de Controle o direito de preferência na aquisição de todas as ações vinculadas pertencentes ao acionista ofertante (subcláusulas 12.1, 12.2 e 12.3). As subcláusulas 12.4, 12.5 e 12.6, por sua vez, disciplinam os procedimentos que devem ser observados tanto pelo(s) acionista(s) ofertante(s), como pelo(s) acionista(s) interessado(s), no caso de transferência de ações por mudança de controle.

O Acordo de Acionistas da Companhia se encontra disponível na sede da Companhia, em seu website (www.cpfl.com.br) e, ainda, no website de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

g) descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do conselho de administração.

Determina a subcláusula 5.6.2 do Acordo de Acionistas que a orientação de voto definida pelos Acionistas Controladores em reunião prévia será seguida de maneira uniforme e em bloco pelos representantes dos Acionistas Controladores nos órgãos sociais da Companhia, de controlada ou de coligada que vá sobre elas deliberar.

A subcláusula 5.8.1 do Acordo de Acionistas estabelece, também, que os Acionistas Controladores se obrigam a observar, nas deliberações tomadas em reuniões prévias, o disposto no Art. 115 da Lei nº. 6.404/76, que dispõe sobre abuso do direito de voto e conflito de interesses.

O Art. 46 do Estatuto Social dispõe que a Companhia observará os acordos de acionistas, arquivados na sua sede, que dispuserem sobre as restrições à circulação de ações, preferência para adquiri-las, o exercício de voto, ou do poder de controle, nas Assembleias Gerais e nas Reuniões do Conselho de Administração, cumprindo-lhe e fazer com que (i) a instituição financeira depositária os anote no extrato da conta de depósito fornecido ao acionista; e (ii) o Presidente da Reunião do Conselho de Administração ou a mesa diretora da Assembleia Geral, conforme o caso, recuse a validade de voto proferido contra suas disposições.

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

15.6 Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.
--

Em agosto de 2011, a Bonaire Participações S.A. transferiu parte de suas ações de emissão da Companhia à sua acionista controladora Energia São Paulo Fundo de Investimento em Participações ("Energia SP FIP"). Detalhes desta operação estão disponíveis nos Comunicados ao Mercado divulgados pela Companhia em 15 e 18 de agosto de 2011.

Em fevereiro de 2012, a Bonaire novamente transferiu um determinado número de ações de emissão da Companhia à sua acionista controladora Energia SP FIP, aumentando a participação desta última no capital social da Companhia. Detalhes desta operação estão disponíveis no Comunicado ao Mercado divulgado pela Companhia em 30 de janeiro de 2012.

No quarto trimestre de 2012, os acionistas VBC e BB CL I realizaram operações societárias que resultaram na transferência de parte das ações de emissão da CPFL Energia vinculadas ao Acordo de Acionistas para Afiliadas. Detalhes destas operações estão disponíveis no Comunicado ao Mercado divulgado pela Companhia em 15 de janeiro de 2013.

Em março de 2013, foi concluída a operação do exercício da opção de compra ("Opção de Compra") da totalidade das ações adicionais, correspondente a 4% (quatro por cento) das ações ("Ações") vinculadas ao Acordo de Acionistas da CPFL Energia ("Ações Vinculadas"), pela Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações ("Energia SP FIA"), sucessor legítimo da Bonaire Participações S.A. ("Bonaire"). Na mesma data (25 de março de 2013), a VBC Energia S.A. ("VBC"), transferiu à ESC Energia S.A. ("ESC Energia") 9.897.860 Ações Vinculadas, a título de aporte em integralização de aumento de capital social. VBC e ESC Energia são sociedades integrantes do Grupo Camargo Corrêa, sendo a segunda subsidiária integral da primeira. Detalhes destas operações estão disponíveis nos Fatos Relevantes divulgados pela Companhia em 24 de janeiro de 2013 e 28 de março de 2013.

Em 26 de junho de 2014, o acionista Bonaire Participações S.A. emitiu Aviso aos Acionistas, comunicando a aprovação de redução de seu capital social em R\$ 206.541, sem cancelamento de ações. Esta redução se deu através de restituição a seus acionistas de: (i) R\$ 171.339 em dinheiro, (ii) 35.202 mediante a entrega de 5.108.790 (cinco milhões, cento e oito mil, setecentas e noventa) ações ordinárias não vinculadas ao acordo de acionistas da Companhia sob a titularidade da Bonaire.

No primeiro trimestre de 2015, houve (i) a transferência de 9.003.700 ações livres (não vinculadas ao Acordo de Acionistas) do acionista controlador BB Carteira Livre I FIA para o acionista Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ e (ii) venda de 4.500.000 ações ao mercado, pelo acionista Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ.

15.7 - Outras informações relevantes**15.7 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Em atendimento ao Item 15.2 do Anexo 24 da Instrução 480/2009 da CVM, incluímos a informação sobre as participações dos investidores não controladores Antares Holdings Ltda. e Brumado Holdings Ltda. por tratarem-se de investidas da Bradespar S.A., representando, portanto, um grupo de acionistas que agem em conjunto e representam um mesmo interesse.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

16. Transações com partes relacionadas

16.1 Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto.

O CPC 05 (R1) Partes Relacionadas – Pronunciamento Técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, aprovado pela Deliberação CVM nº 642/10, é a regra contábil que trata das divulgações necessárias sobre Partes Relacionadas nas notas explicativas às demonstrações financeiras. Adicionalmente, em atendimento ao Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBovespa, a CPFL Energia deve divulgar ao mercado informações sobre os contratos celebrados com partes relacionadas que ultrapassem o limite estabelecido pelo Regulamento.

Em atendimento aos requerimentos acima estabelecidos e preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas.

De acordo com o Estatuto Social e Acordo de Acionistas da CPFL Energia, os contratos de valor superior a R\$ 10.056.000,00 (dez milhões e cinquenta e seis mil reais) celebrados com Partes Relacionadas aos acionistas devem ser aprovados pelo Conselho de Administração.

Para assessorar o Conselho de Administração em assuntos relacionados à Companhia, às suas controladas e suas coligadas, foi criado o Comitê de Partes Relacionadas, órgão consultivo composto por três membros, dos quais no mínimo um é membro titular ou suplente do Conselho de Administração. O Comitê deve se reunir mediante solicitação do Conselho de Administração sempre que houver necessidade de análise e opinião sobre as matérias de sua competência.

Compete ao Comitê de Partes Relacionadas assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas que envolvem transações com os acionistas do Bloco de Controle:

(i) Avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da CPFL, garantindo que sejam observadas condições de mercado; e

(ii) Avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia para Parte(s) Relacionada(s), cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da CPFL, garantindo que sejam observadas condições de mercado.

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Paulista (Transação com Foz do Chapecó)	01/01/2013	25.874.561,42	0,00	N/A	01/01/2042	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com Goiás Sul Geração de Energia S.A.)	01/11/2011	1.512.626,17	R\$ 1.322.247,79	N/A	31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Cia Piratininga Força Luz (CPFL SERVICOS, EQUIPAMENTOS, I)	24/11/2014	3.150.000,00	1.771.875,00	N/A	10/05/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	OBRAS EM SUBESTAÇÃO						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Banco do Brasil S.A.)	06/08/2010	18.100.000,00	R\$ 6.783.615,30	N/A	10/07/2015	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada 98,50% do CDI.						
CPFL Brasil (PETROBRAS)		96.959.796,34	0,00	N/A	Curto Prazo	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (VALE)		12.796.605,68	0,00	N/A	Curto Prazo	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (FOZ DO CHAPECÓ ENERGIA)	15/07/2013	1.880.293,10	0,00	N/A	01/06/2013 a 30/06/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (PETROBRAS)	28/01/2013	80.714.700,00	0,00	N/A	01/01/2013 a 31/01/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (PETROBRAS)	28/01/2013	39.461.355,00	0,00	N/A	01/02/2013 a 28/02/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (PETROBRAS)	28/01/2013	66.913.500,00	0,00	N/A	01/03/2013 a 31/03/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Brasil (PETROBRAS)	28/01/2013	38.903.400,00	0,00	N/A	01/04/2013 a 30/04/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (PETROBRAS)	28/01/2013	67.860.240,00	0,00	N/A	01/05/2013 a 31/05/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (PETROBRAS)	28/01/2013	40.971.600,00	0,00	N/A	01/06/2013 a 30/06/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL ENERGIAS RENOVÁVEIS)	20/12/2012	10.621.428,05	0,00	N/A	01/01/2013 a 31/03/2013	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Santa Luzia Energética S.A.)	01/01/2010	51.534.038,70	R\$ 43.664.542,73	N/A	01/01/2040	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com SAMM - Sociedade de Atividades em Multimidia Ltda)	21/09/2012	960.000,00	0,00	N/A	31/01/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (Lacenas Participações Ltda)	01/01/2012	10.716.199,01	R\$ 8.967.926,86	N/A	01/01/2025	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção							
Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Logum Logística S/A)	23/10/2012	965.103,00	0,00	N/A	12 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Controladora							
Objeto contrato							
Material e prestação de serviço							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com Totvs S.A.)	15/07/2013	1.000.000,00	0,00	N/A	19/08/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Controladora							
Objeto contrato							
Prestação de serviço							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Nect)	01/03/2012	1.043.849,35	0,00	N/A	19/08/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Prestação de serviço de arrecadação e atendimento comercial							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Mococa (Transação com CPFL Nect)	06/06/2011	2.089.084,90	R\$ 628.746,49	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (CAMARGO CORREA - Salto Pilao - Camargo Correa)	01/01/2011	19.865.207,65	R\$ 18.008.063,84	N/A	01/01/2040	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra e venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (EOL CALANGO 2 - CALANGO 2 I5)	01/09/2013	14.657.086,01	R\$ 13.773.774,71	N/A	01/09/2033	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (EOL CALANGO 3 - CALANGO 3 I5)	01/09/2013	17.141.336,73	R\$ 16.108.311,38	N/A	01/09/2033	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (EOL CALANGO 4 - CALANGO 4 I5)	01/09/2013	15.899.211,40	R\$ 14.941.043,05	N/A	01/09/2033	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (RIO PCH I S.A.)	01/01/2010	21.800.653,42	R\$ 19.694.453,34	N/A	01/01/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (SPE Arvoredo Energia S.A.)	01/07/2010	38.047.614,95	R\$ 32.684.570,24	N/A	01/01/2040	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (SPE Varginha Energia S.A.)	01/11/2010	21.741.491,72	R\$ 18.676.895,07	N/A	01/01/2040	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (EMBRAER S.A.)	29/10/2012	2.325.723,70	0,00	N/A	29/10/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (Santa Luzia Energética S.A.)	01/09/2012	77.033.915,64	R\$ 65.369.135,33	N/A	01/01/2040	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Mococa)	31/01/2014	3.009.421,03	R\$ 2.894.148,16	N/A	17/02/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de materiais entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (PCH SALTO GOES - SALTO GOES)	01/01/2013	23.658.682,29	R\$ 22.274.374,10	N/A	01/01/2043	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (FOZ DO CHAPECÓ - Foz do Chapeco)	01/01/2012	10.148.252,40	0,00	N/A	01/01/2042	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (ESTER - CPFL BIO ESTER I5)	01/11/2012	16.334.429,27	R\$ 13.745.472,86	N/A	01/01/2025	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (EOL ATLÂNTICA II - ATLANTIC II I5)	01/09/2013	16.232.898,98	R\$ 15.307.253,11	N/A	01/09/2033	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (EOL ATLÂNTICA IV - ATLANTIC IV I5)	01/09/2013	16.375.139,80	R\$ 15.425.909,94	N/A	01/09/2033	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (EOL ATLÂNTICA V - ATLANTICA V I5)	01/09/2013	17.204.611,24	R\$ 16.256.520,83	N/A	01/09/2033	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com CPFL Renováveis)	17/12/2013	3.025.400,00	0,00	N/A	01/01/2014 a 31/03/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PIRATININGA (PEDRA PRETA EÓLICA)	01/05/2014	11.930.388,78	R\$ 11.579.039,19	N/A	01/05/2034	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Renováveis (Transação com CPFL Nect)	08/05/2012	3.674.128,64	0,00	N/A	10/09/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	ABAP SAP R/3						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Energia (Transação com CPFL Leste Paulista)	31/01/2014	3.789.565,75	R\$ 3.434.834,25	N/A	17/02/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de materiais entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Atlantica V Parque Eólico S.A. (Transação com Petrobras)	07/10/2013	4.097.356,80	0,00	N/A	07/10/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Óleo Combustível						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Telefônica Brasil S.A.)	29/10/2012	4.736.712,38	R\$ 1.020.557,87	N/A	30/09/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Telecomunicações - Transmissão de dados						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Santa Cruz)	31/01/2014	4.779.850,57	R\$ 4.375.642,09	N/A	17/02/2016	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de materiais entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Sul Paulista)	31/01/2014	4.896.771,25	R\$ 4.477.180,55	N/A	17/02/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de materiais entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Bioformosa)	01/01/2011	5.577.934,61	R\$ 4.374.376,38	N/A	01/01/2025	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Serviços)	01/04/2014	6.332.000,16	R\$ 5.223.379,91	N/A	31/03/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Inspeção, radiografia e auditoria de materiais						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
RGE (FOZ DO CHAPECÓ - Foz do Chapeco)	01/01/2012	20.960.932,92	0,00	N/A	01/01/2025	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com Usina Solar Tanquinho)	15/05/2013	6.657.600,00	R\$ 6.114.640,74	N/A	01/01/2013 A 31/12/2037	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
RGE (CPFL BRASIL - COMPETITIVO)	01/01/2013	341.901.141,00	0,00	N/A	01/01/2040	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
RGE (CGL - Santa Luzia Alto)	01/09/2012	2.684.340,57	R\$ 2.425.816,79	N/A	01/01/2040	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (CPFL Serviços)	25/02/2014	7.297.084,04	R\$ 6.058.294,13	N/A	12/03/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CCM / STC						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL JAGUARI (PAULISTA LAJEADO ENERGIA (Chamada Pública))	01/03/2013	65.908.965,26	0,00	N/A	01/01/2042	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Piratininga)	04/02/2014	7.854.011,08	R\$ 7.703.658,45	N/A	17/02/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de materiais entre empresas						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Mococa (Transação com CPFL Serviços)	17/10/2014	8.444.475,68	R\$ 7.986.764,31	N/A	09/05/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CCM / STC						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com BBTur Viagens e Turismo Ltda)	13/06/2012	8.968.568,21	R\$ 4.707.126,09	N/A	13/06/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Viagens						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Telefônica Brasil S.A.)	29/10/2012	9.673.926,20	R\$ 4.559.184,59	N/A	30/09/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Telecomunicações - Transmissão de dados						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com BBTur Viagens e Turismo Ltda.)	13/06/2012	10.409.259,07	R\$ 8.340.694,68	N/A	13/06/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Viagens						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL SUL PAULISTA (PAULISTA LAJEADO ENERGIA (Chamada Pública))	01/03/2013	83.020.337,51	0,00	N/A	01/01/2023	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL MOCOCA (PAULISTA LAJEADO ENERGIA (Chamada Pública))	01/03/2013	10.743.553,62	0,00	N/A		NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Nect)	06/11/2013	1.986.400,28	R\$ 1.643,61	N/A	28/02/2015	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Atende)	11/07/2013	595.117,44	R\$ 0,00	N/A	21/07/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Atende)	28/11/2013	676.029,46	0,00	N/A	10/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com Nect)	06/11/2013	1.509.629,69	R\$ 86.987,69	N/A	28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com RGE)	04/02/2014	10.660.697,72	R\$ 10.660.697,72	N/A	17/02/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de materiais entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Macacos Eólica)	01/05/2014	11.947.555,42	R\$ 11.596.205,83	N/A	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com EOL Atlântica I - Atlântica I 15)	01/09/2013	16.476.345,55	R\$ 15.544.555,82	N/A	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Piratininga (Transação com Banco do Brasil S.A.)	05/07/2013	44.000.000,00	R\$ 51.222.298,47	N/A	04/07/2018	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 104,9% do CDI						
CPFL Piratininga (Transação com EOL Calango 5 - Calango 5 I5)	01/09/2013	16.892.927,28	R\$ 15.874.874,78	N/A	01/09/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Paulista)	04/02/2014	17.198.079,52	R\$ 16.919.046,83	N/A	17/02/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de materiais entre empresas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com CPFL Sul Centrais)	23/08/2011	20.680.489,20	R\$ 10.586.741,07	N/A	01/01/2011 A 31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
RGE (Transação com Brasil Telecom)	22/02/2012	51.887.880,68	R\$ 26.573.536,25	N/A	22/08/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Aluguel de postes						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA)	10/02/2010	107.610.883,34	R\$ 91.661.921,20	N/A	01/01/2010 A 31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com CPFL Bio Ipê)	23/08/2011	206.573.367,01	R\$ 167.973.006,67	N/A	01/06/2011 A 31/12/2030	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
EPASA (Transação com Petrobras)	19/11/2010	413.942.175,05	R\$ 421.514,58	N/A	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Óleo combustível						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Serviços)	08/04/2013	46.845.019,12	R\$ 42.874.420,19	N/A	23/04/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
EPASA (Transação com Petrobras)	19/11/2010	413.969.107,37	R\$ 6.320.463,86	N/A	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Óleo combustível						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (ENERCAN)	18/10/2002	795.036.569,77	R\$ 246.905.975,11	N/A	01/02/2007 a 31/12/2027	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra e venda de energia						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Serviços)	01/07/2013	755.240,00	R\$0,00	N/A	31/01/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Piratininga)	17/10/2002	868.971.605,18	R\$ 580.604.421,43	N/A	01/10/2004 a 31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	O contrato tem vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com Petrobras)	30/11/2005	1.074.098.916,75	R\$ 233.869.774,35	N/A	01/11/2005 a 31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Serviços)	27/08/2013	3.343.153,23	R\$ 1.601,27	N/A	31/08/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Serviços)	28/08/2013	31.050.000,00	R\$ 0,00	N/A	06/10/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Serviços)	25/09/2013	3.129.248,70	R\$ 6.143,96	N/A	24/09/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Paulista (Transação com CPFL Serviços)	26/09/2013	5.213.005,32	R\$ 0,00	N/A	26/09/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com CPFL Serviços)	21/10/2013	11.604.308,00	R\$ 11.575.929,68	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com CPFL Serviços)	22/02/2013	14.300.000,00	R\$ 0,00	N/A	11/03/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com CPFL Serviços)	05/04/2013	31.690.157,30	R\$ 21.340.498,37	N/A	07/04/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com CPFL Serviços)	28/06/2013	8.398.500,00	R\$0,00	N/A	24/02/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com CPFL Serviços)	28/06/2013	10.120.000,00	R\$ 0,00	N/A	24/05/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com CPFL Serviços)	21/10/2013	5.664.037,00	R\$ 5.635.550,75	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com ENERCAN)	18/10/2002	1.485.036.640,76	R\$ 1.020.617.968,30	N/A	01/02/2007 a 19/11/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e venda de energia						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com CPFL Serviços)	21/10/2013	1.100.000,00	R\$ 1.096.562,70	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Foz do Chapecó (Transação com CPFL Paulista)	18/10/2002	1.744.993.081,63	R\$ 1.354.177.646,57	N/A	01/07/2007 a 06/11/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Leste Paulista (Transação com CPFL Serviços)	21/10/2013	671.739,00	R\$ 670.718,60	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Sul Paulista (Transação com CPFL Serviços)	21/10/2013	847.700,00	R\$ 846.193,00	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 57.227.401,76	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção							
Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Sul Paulista (Transação com CPFL Serviços)	06/12/2013	939.952,64	R\$ 0,00	N/A	12/03/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com CPFL Serviços)	21/10/2013	502.732,00	R\$ 501.158,30	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 105.000,00	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Mococa (Transação com CPFL Serviços)	21/10/2013	598.739,00	R\$ 597.600,20	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Renováveis (Transação com Nect)	02/03/2012	4.284.000,00	R\$ 0,00	N/A	31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com Nect)	03/09/2013	1.635.448,67	R\$ 516.364,28	N/A	28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Renováveis (Transação com Nect)	14/03/2013	596.445,97	R\$ 0,00	N/A	31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Campos dos Ventos II S/A (Transação com CPFL Serviços)	08/03/2013	4.669.026,15	R\$ 0,00	N/A	28/02/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
SPE Costa Branca S.A (Transação com CPFL Serviços)	08/03/2013	5.164.821,12	R\$ 0,00	N/A	28/02/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Foz do Chapecó (Transação com CPFL Leste Paulista)	05/04/2013	22.150,48	R\$ 20.670,90	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Compra e venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Foz do Chapecó (Transação com CPFL Santa Cruz)	05/04/2013	220.353,29	R\$ 205.640,69	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Compra e venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Foz do Chapecó (Transação de Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA)	25/02/2008	434.593.111,92	R\$ 394.148.705,61	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Energia elétrica - CCEAR						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Foz do Chapecó (Transação com Companhia Energética do Ceará - COELCE)	25/02/2008	205.102.957,22	R\$ 185.996.770,15	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Energia elétrica - CCEAR						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Foz do Chapecó (Transação com Companhia Energética do Rio Gde do Norte - COSERN)	25/02/2008	173.840.289,32	R\$ 157.659.470,13	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Energia elétrica - CCEAR						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Foz do Chapecó (Transação com Companhia Energética do Pernambuco - CELPE)	25/02/2008	279.349.421,58	R\$ 253.381.318,64	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Energia elétrica - CCEAR						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Leste Paulista)	10/02/2010	23.827,43	R\$ 22.124,42	N/A	2010/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Energia elétrica - CCEAR						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com RGE)	10/02/2010	1.130.985,02	R\$ 1.052.196,21	N/A	2010/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Energia elétrica - CCEAR						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação CPFL Paulista)	10/02/2010	64.307,26	R\$ 59.771,31	N/A	2010/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Energia elétrica - CCEAR						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Piratininga)	10/02/2010	410.431,91	R\$ 382.442,10	N/A	2010/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Energia elétrica - CCEAR						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Mococa (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 229.000,00	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com Banco do Brasil)	04/07/2013	2.900.000,00	R\$ 3.376.015,14	N/A	Jul/2018	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 104,90% do CDI.						
CPFL Renováveis (Transação com Banco do Brasil)	09/01/2013	230.000.000,00	R\$0,00	N/A	Jul/2013	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Não existem garantias						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 105,8% do CDI.						
CPFL Renováveis (Transação com Banco Brasil)	08/07/2013	138.000.000,00	R\$ 0,00	N/A	Jan/14	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Não existem garantias						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 108,5% do CDI.						
ENERCAN (Transação com Banco do Brasil)	04/03/2008	26.715.000,00	R\$ 26.715.000,00	N/A	Jan/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Negociação com LFT						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 5.045.695,68	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (CPFL Piratininga)	23/05/2012	32.661.806,69	0,00	N/A	30/09/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (CPFL Paulista)	23/05/2012	67.821.347,11	0,00	N/A	30/09/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Sul Paulista (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 248.000,00	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	26/04/2012	869.568,68	R\$ 0,00	N/A	01/03/2012 a 28/02/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	26/04/2012	821.480,71	R\$ 0,00	N/A	01/03/2012 a 28/02/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Jaguarí)	15/06/2012	800.000,00	0	N/A	15/06/2012 a 28/06/2012	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
							Capital de giro. Taxa de juros 110% CDI.
CPFL Energia (Transação com CPFL Leste Paulista)	05/01/2012	300.000,00	0	N/A	05/01/2012 a 10/07/2012	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
							Capital de giro. Taxa de juros 110% CDI.
CPFL Energia (Transação com CPFL Leste Paulista)	10/01/2012	1.000.000,00	0	N/A	10/01/2012 a 10/07/2012	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro. Taxa de juros 110% CDI.							
Paulista Lajeado (Transação com CIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO)	13/03/2006	1.760.104,22	R\$ 1.422.520,46	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
CONTROLADORA							
Objeto contrato							
Venda de energia							
Garantia e seguros							
Contrato de Constituição de Garantia							
Rescisão ou extinção							
Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente							
Natureza e razão para a operação							
Foz do Chapecó (Transação com RGE)	25/02/2008	246.332.862,45	R\$ 223.637.759,04	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Por controlada							
Objeto contrato							
Venda de energia elétrica							
Garantia e seguros							
Contrato de Constituição de Garantia							
Rescisão ou extinção							
Falência, inadimplência							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Leste Paulista)	10/07/2012	4.326.000,00	0	N/A	10/07/2012 a 31/07/2012	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro. Taxa de juros 110% CDI.							
CPFL Santa Cruz (Transação com Banco do Brasil S.A.)	05/07/2013	33.000.000,00	R\$ 38.416.723,77	N/A	4/7/14	SIM	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 104,90% do CDI						
CPFL Energia (Transação com CPFL Total)	09/03/2012	35.000,00	0	N/A	09/03/2012 a 30/03/2012	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros 110% CDI.						
Paulista Lajeado (Transação com CPFL SANTA CRUZ)	13/03/2006	503.188,36	R\$ 405.143,75	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CIA. ELETR. DO ESTADO DA BAHIA)	13/03/2006	1.956.594,49	R\$ 1.580.593,76	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Venda de energia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CIA ENERGETICA DO CEARA)	13/03/2006	1.337.238,76	R\$ 1.079.469,18	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE)	13/03/2006	1.017.937,26	R\$ 821.892,14	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL JAGUARI)	19/07/2012	79.012.040,31	R\$ 63.688.944,14	N/A	10 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Fiança Corporativa						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL LESTE PAULISTA)	19/07/2012	66.369.836,96	R\$ 54.530.512,06	N/A	10 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Fiança Corporativa						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL PAULISTA)	13/03/2006	5.216.757,59	R\$ 4.210.878,32	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL PIRATININGA)	13/03/2006	814.879,44	R\$ 661.516,57	N/A	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL MOCOCA)	19/07/2012	53.656.674,40	R\$ 42.443.604,21	N/A	10 anos	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Fiança Corporativa						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						
Natureza e razão para a operação							
Paulista Lajeado (Transação com CPFL SUL PAULISTA)	19/07/2012	90.211.407,51	R\$ 73.566.745,94	N/A	10 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Fiança Corporativa						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CIA ENERGETICA DO CEARA)	14/01/2008	12.479.048,95	R\$ 7.876.264,98	N/A	01/01/2010 a 31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano						
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE)	14/01/2008	17.067.033,92	R\$ 6.295.181,50	N/A	01/01/2010 a 31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADORA						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (BRASKEM)	04/10/2012	7.927.800,00	0,00	N/A	01/01/2013 a 31/12/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Leste Paulista (Transação com Paulista Lajeado)	01/03/2013	67.599.621,96	0,00	N/A	01/01/2040	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Sul Paulista (Transação com Banco do Brasil S.A.)	05/07/2013	21.000.000,00	R\$ 24.447.006,07	N/A	04/07/2018	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada 104,90% do CDI.						
CPFL Brasil (CPFL GERAÇÃO)	05/02/2013	8.211.900,00	0,00	N/A	01/07/2013 a 31/12/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (ATLÂNTICA II)	25/04/2012	4.006.612,50	0,00	N/A	01/07/2013 a 31/12/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Trasação com CPFL Paulista)	14/01/2008	189.811.969,19	R\$ 119.799.790,07	N/A	01/01/2010 a 31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CPFL PIRATININGA)	14/01/2008	146.618.421,23	R\$ 92.538.379,77	N/A	01/01/2010 a 31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano						
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com RGE - RIO GRANDE ENERGIA S/A)	14/01/2008	6.415.028,76	R\$ 4.049.468,09	N/A	01/01/2010 a 31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Venda de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com ENERCAN)	05/01/2011	44.962.070,38	R\$ 33.107.406,46	N/A	01/01/2011 a 31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL GERAÇÃO)	04/11/2009	29.453.760,00	R\$ 9.066.339,66	N/A	01/05/2010 a 31/12/2017	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL BIO BURITI)	23/08/2011	530.206.215,00	R\$ 429.104.019,89	N/A	01/06/2011 a 31/12/2030	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL BIO ENERGIA)	18/02/2009	230.464.350,60	R\$ 163.869.493,21	N/A	01/08/2010 a 31/12/2025	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com ENERCAN)	18/10/2002	4.165.610,45	R\$ 4.798.363,36	N/A	01/02/2007 a 31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Jaguari)	06/03/2013	1.000.000,00	R\$ 0	N/A	24/06/2013	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de Juros cobrada 110% CDI						
CPFL Paulista (Transação com CPFL Geração)	18/10/2002	2.080.939.590,96	R\$ 1.457.931.046,54	N/A	01/11/2005 a 13/05/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e Venda de Energia						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transação com CPFL SUL CENTRAIS)	15/07/2010	30.587.201,35	R\$ 13.671.854,87	N/A	01/07/2010 a 30/11/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL BRASIL (Transaçãom com PETROBRAS)	30/11/2005	768.127.950,00	R\$ 231.611.460,42	N/A	01/11/2005 a 31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com Estaleiro Atlântico Sul)	11/10/2012	10.335.358,08	R\$ 0,00	N/A	01/02/2013 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Ceran (Transação com CPFL Paulista)	17/10/2002	1.737.839.198,81	R\$ 1.159.703.168,73	N/A	2002-2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	O contrato tem vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Santa Cruz (Transação com Banco do Brasil S.A)		0,00	R\$ 995.000,00	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 68.380,30	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Leste Paulista (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 93.000,00	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Atende)	18/11/2013	2.900.000,00	R\$ 2.923.447,80	N/A	06/01/2014	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Fundação CESP)	30/09/1997	426.115.000,00	R\$ 863.086.000,00	N/A	1/10/2027	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Recebíveis						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Empréstimo. Taxa de juros cobrada: IGPM + 6,00%						
CPFL Piratininga (Transação com Fundação CESP)	01/12/2005	185.987.000,00	R\$ 211.859.000,00	N/A	1/5/2026	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Recebíveis						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Empréstimo. Taxa de juros cobrada: IGPM + 6,00%						
CPFL Geração (Transação com Fundação CESP)	01/09/2000	10.649.000,00	R\$ 17.801.000,00	N/A	1/10/2027	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Recebíveis						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Empréstimo. Taxa de juros cobrada: IGPM + 6,00%						
CPFL Energia (Transação com CPFL Leste Paulista)	19/07/2013	6.000.000,00	R\$ 0	N/A	15/08/2013	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro. Taxa de juros cobrada 110% CDI							
CPFL Energia (Transação com CPFL Serviços)	21/11/2013	3.900.000,00	R\$ 3.940.630,24	N/A	06/01/2014	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro. Taxa de juros cobrada 110% CDI							
CPFL Energia (Transação com EPASA)	02/01/2013	49.389.937,06	R\$ 2.275.000,24	N/A	16/01/2017	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro. Taxa de juros cobrada 113,5% CDI							
CPFL Total (Transação com CPFL Atende)	03/10/2013	3.150.000,02	R\$ 3.211,861,66	N/A	06/01/2014	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro. Taxa de juros cobrada 110% CDI							
CPFL Total (Transação com CPFL Serviços)	10/10/2013	1.750.000,00	R\$ 10.627.511,40	N/A	06/01/2014	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 110% CDI						
CPFL Leste Paulista (Transação com Banco do Brasil S.A.)		135.000,00	Média mensal de valores pagos às instituições.	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante débito da Conta Corrente da CPFL junto ao Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Mococa (Transação com Banco do Brasil S.A.)		115.000,00	Média mensal de valores pagos às instituições	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante débito da Conta Corrente da CPFL junto ao Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Sul Paulista (Transação com Banco do Brasil S.A.)		267.000,00	Média mensal de valores pagos às instituições	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante débito da Conta Corrente da CPFL junto ao Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com Nect)	06/11/2013	1.473.252,07	R\$ 290.340,80	N/A	fev/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
RGE (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 1.653.000,00	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Santa Cruz (Transação com Rio PCH I S.A.)	01/01/2010	1.562.255,32	R\$ 1.409.968,60	N/A	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
BAESA (Transação com CPFL Geração)	21/01/2010	408.573.374,83	R\$ 282.244.527,07	N/A	01/05/2008 a 31/05/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 124.891,64	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CELPE)	10/02/2010	75.312.778,75	R\$ 64.163.325,64	N/A	01/2010 a 12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	O contrato têm vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
Foz do Chapecó (Transação com CPFL Jaguarí)	25/02/2008	3.332.853,03	R\$ 2.744.530,16	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com Paulista Lajeado)	26/07/2012	53.213.964,00	R\$ 27.815.339,16	N/A	01/01/2013 a 31/12/2022	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
TAVEX (Transação com CPFL Brasil)	09/11/2011	20.997.720,00	R\$ 1.715.930,62	N/A	01/01/2013 a 31/12/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 86.318.050,00	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Renováveis (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 9.689.000,00	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
Foz do Chapecó (Transação com CPFL Paulista)	25/02/2008	292.265.631,48	R\$ 265.008.244,93	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Total (Transação com Banco do Brasil S.A.)		0,00	R\$ 36.000,00	N/A	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Contas-corrente e aplicações financeiras						
Garantia e seguros	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Rescisão ou extinção	Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Natureza e razão para a operação							
Foz do Chapecó (Transação com CPFL Piratininga)	25/02/2008	118.473.366,43	R\$ 107.755.867,64	N/A	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Paulista)	30/11/2012	69.800.651,41	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Santa Cruz)	30/11/2012	5.189.497,21	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Jaguarí)	30/11/2012	701.515,19	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com CPFL Mococa)	30/11/2012	851.623,72	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com Leste Paulista)	30/11/2012	1.227.822,96	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Atende (Transação com Sul Paulista)	30/11/2012	1.705.468,77	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (transação com RGE)	21/03/2012	500.000,00	R\$0,00	N/A	36 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Paulista)	15/10/2012	41.914.192,23	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção							
Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Piratininga)	15/10/2012	7.916.652,93	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (transação com CPFL Santa Cruz)	15/10/2012	4.019.427,31	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Leste Paulista)	15/10/2012	1.059.565,51	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Sul Paulista)	15/10/2012	1.268.000,46	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com CPFL Total)	15/10/2012	627.521,43	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Mococa)	15/10/2012	773.262,08	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com RGE)	15/10/2012	2.433.825,51	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção							
Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada							
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CIA ENERGETICA DE PERNAMBUCO)	14/01/2008	42.634.736,82	R\$ 26.908.899,98	N/A	15 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
CONTROLADORA							
Objeto contrato							
Venda de energia							
Garantia e seguros							
Contrato de Constituição de Garantia							
Rescisão ou extinção							
Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano							
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CPFL SANTA CRUZ)	14/01/2008	2.113.058,03	R\$ 1.333.789,46	N/A	15 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
CONTROLADA							
Objeto contrato							
Venda de energia							
Garantia e seguros							
Contrato de Constituição de Garantia							
Rescisão ou extinção							
Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano							
Natureza e razão para a operação							
Centrais Elétricas da Paraíba (EPASA) (Transação com CIA. ELETR. DO ESTADO DA BAHIA)	14/01/2008	20.563.864,25	R\$ 12.978.874,51	N/A	15 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
CONTROLADORA							
Objeto contrato							
Venda de energia							
Garantia e seguros							
Contrato de Constituição de Garantia							
Rescisão ou extinção							
Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Santa Cruz)	22/05/2012	2.776.063,17	R\$0,00	N/A	30/09/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	22/02/2012	1.208.294,00	R\$0,00	N/A	30/11/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	20/03/2012	1.019.423,00	0	N/A	11/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com RGE)	09/02/2012	1.798.500,00	0,00	N/A	30/06/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	02/04/2012	7.659.281,75	0,000	N/A	31/12/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Bio Alvorada)	29/05/2012	5.405.000,00	R\$ 0,00	N/A	10/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Bio Coopcana)	30/05/2012	5.857.575,00	R\$ 0,00	N/A	31/07/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Piratininga)	19/04/2012	1.777.531,00	R\$ 0,00	N/A	30/11/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com RGE)	25/04/2012	6.838.798,20	R\$ 0,00	N/A	04/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Piratininga)	25/04/2012	1.958.413,22	R\$0,00	N/A	31/07/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Piratininga)	05/07/2012	5.275.870,84	R\$ 0,00	N/A	30/10/2013	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	24/04/2012	1.644.268,79	0,00	N/A	01/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	24/04/2012	1.641.964,64	R\$0,00	N/A	01/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	24/04/2012	1.719.897,94	R\$0,00	N/A	01/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	24/04/2012	1.725.504,89	R\$0,00	N/A	01/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Santa Cruz)	31/07/2012	26.002.981,84	R\$ 12.568.761,75	N/A	19/08/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Mococa)	15/06/2012	7.058.540,25	R\$ 0,00	N/A	15/10/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Serviços (Transação com CPFL Leste Paulista)	15/06/2012	8.691.634,90	R\$ 0,00	N/A	15/10/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Piratininga)	24/07/2012	2.776.142,20	R\$0,00	N/A	12/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com Ferrovia Centro Atlântica)	06/09/2012	1.888.587,00	R\$ 125.842,75	N/A	10/10/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com COELCE)	10/02/2010	66.067.928,39	R\$ 56.282.172,07	N/A	01/01/2010 a 31/12/2039	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	O contrato têm vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Renováveis (Transação com Banco do Brasil S.A.)	21/02/2011	0,00	R\$ 1.901.526,70	N/A	15/12/2025	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Alienação fiduciária de máquinas e equipamentos Cessão fiduciária dos recebíveis e Fiança da CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada TJLP + 1,87% a.a..						
CPFL Renováveis (Transação com Banco do Brasil S.A.)	21/02/2011	0,00	R\$ 18.902.743,11	N/A	15/12/2025	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Alienação fiduciária de máquinas e equipamentos Cessão fiduciária dos recebíveis e Fiança da CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada TJLP + 1,87% a.a..						
CPFL Renováveis (Transação com Banco do Brasil S.A.)	21/02/2011	0,00	R\$ 5.801.543,11	N/A	15/12/2020	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Alienação fiduciária de máquinas e equipamentos Cessão fiduciária dos recebíveis e Fiança da CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada 5,5% a.a..						
CPFL Renováveis (Transação com Banco do Brasil S.A.)	21/05/2012	0,00	R\$ 435.795.406,14	N/A	31/05/2022	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Cessão Fiduciária dos dividendos da BVP e PCH Holding						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada CDI + 1,7%.						
CPFL Renováveis (Transação com Banco do Brasil S.A.)	01/04/2014	0,00	R\$ 309.603.276,24	N/A	28/03/2021	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Quirografia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada 114% do CDI.						
DESA (Transação com Banco do Brasil S.A.)	31/07/2014	0,00	R\$ 36.739.353,20	N/A	01/05/2021	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Penhor de ações, penhor de direitos emergentes da autorização da ANEEL e de direitos creditórios, cessão e vinculação de receitas, fiança bancária e seguros garantias e conta reserva da SPE.						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada 10% a.a..						
RGE (Transação com Banco do Brasil S.A.)		680.000,00	Média mensal de valores pagos às instituições	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
	Por controladores						
Objeto contrato							
	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros							
	O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de res						
Rescisão ou extinção							
	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Baguari Geração de Energia)	01/01/2013	455.596,63	R\$ 436.132,92	N/A	31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
	Controladora						
Objeto contrato							
	Compra de energia						
Garantia e seguros							
	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção							
	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Goiás Sul Geração de Energia S.A.)	01/01/2013	160.383,78	R\$ 150.012,00	N/A	01/01/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
	Controlada						
Objeto contrato							
	Compra de energia						
Garantia e seguros							
	Contrato de Concessão de Garantia						
Rescisão ou extinção							
	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Piratininga (CPFL Geração)	18/10/2002	1.040.431.149,75	R\$ 729.838.669,96	N/A	01/11/2005 a 31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra e Venda de Energia						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Goiás Sul Geração de Energia S.A.)	01/01/2013	120.288,16	R\$ 112.509,00	N/A	01/01/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Leste Paulista (Transação com Baguari I Geração de Energia)	01/01/2013	27.437,52	R\$ 25.636,51	N/A	01/01/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Goiás Sul Geração de Energia S.A.)	01/01/2013	25.684,66	R\$ 24.003,04	N/A	31/12/2039	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
RGE (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	06/06/2011	35.839.901,72	R\$ 8.957.005,26	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Foz do Chapecó (Transação com CPFL Piratininga)	18/10/2002	873.124.693,90	R\$ 677.952.908,06	N/A	07/2007 a 11/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Geração (NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	06/06/2011	3.003.928,24	R\$ 907.783,52	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Leste Paulista (Transação com SERRA DO FACAO ENERGIA S.A.)	01/01/2013	21.964,86	R\$ 20.664,76	N/A	01/01/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Goiás Sul Geração de Energia S.A.)	01/01/2013	19.266,82	R\$ 18.005,28	N/A	31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Leste Paulista (Transação com Goiandira e Nova Aurora - Performance)	01/01/2013	16.902,09	R\$ 15.792,63	N/A	01/01/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	26/04/2012	1.361.879,73	R\$0,00	N/A	01/03/2012 a 28/02/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	06/06/2011	55.936.075,57	R\$ 15.409.080,02	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	06/06/2011	25.879.022,80	R\$ 6.628.982,49	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	06/06/2011	8.420.283,70	R\$ 3.240.679,41	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Leste Paulista (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	06/06/2011	2.407.733,76	R\$ 592.870,53	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CERAN (Transação com CPFL Sta Cruz)	08/03/2006	5.062.318,11	R\$ 4.320.227,90	N/A	01/2010 a 12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	O contrato têm vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
CERAN - (Transação com Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN)	10/02/2010	43.046.201,06	R\$ 36.664.773,51	N/A	01/2010 a 12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Venda de energia elétrica						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	O contrato têm vigência a partir da data de assinatura até a data de término, ocasião em que o contrato restará automaticamente terminado.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Sul Paulista (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	06/06/2011	2.782.415,22	R\$ 797.457,45	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	06/06/2011	2.755.826,57	R\$ 636.778,74	N/A	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	CONTROLADA						
Objeto contrato	Prestação de serviços de tecnologia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Geração (Transação com Banco do Brasil S.A.)	23/04/2010	617.520.000,00	R\$ 637.635.000,00	N/A	abr/15	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Fiança CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro. Taxa de juros cobrada 107,00% CDI							
CPFL Paulista (Transação com Banco do Brasil S.A.)	23/04/2010	103.234.000,00	R\$ 105.500.000,00	N/A	abr/15	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Por controladores							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
Fiança CPFL Energia							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro. Taxa de juros cobrada 107,00% CDI							
RGE (Transação com Banco do Brasil S.A.)	06/08/2010	85.100.000,00	R\$ 31.894.000,00	N/A	jul/15	SIM	98,500000
Relação com o emissor							
Por controladores							
Objeto contrato							
Empréstimo							
Garantia e seguros							
Aval CPFL Energia							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
Capital de giro. Taxa de juros cobrada 98,50% CDI							
BAESA (Transação com Banco do Brasil S.A.)	18/12/2009	27.257.655,40	R\$ 27.257.655,40	N/A	01/07/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Por controladores							
Objeto contrato							
Negociação com LFT							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Banco do Brasil S.A.)		3.652.000,00	Média mensal de valores pagos às instituições	N/A	Anual	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor							
Por controladores							
Objeto contrato							
Taxa de arrecadação							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da Conta Corrente da CPFL junto ao Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Banco do Brasil S.A.)		1.206.000,00	Média mensal de valores pagos às instituições	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Por controladores							
Objeto contrato							
Taxa de arrecadação							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da Conta Corrente da CPFL junto ao Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com Banco do Brasil S.A.)		150.000,00	Média mensal de valores pagos às instituições.	N/A	Anual	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Por controladores							
Objeto contrato							
Taxa de arrecadação							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da Conta Corrente da CPFL junto ao Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com CERAN)	30/12/2005	127.091.251,50	R\$ 94.740.098,69	N/A	2010/2039	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Compra de energia elétrica						
Garantia e seguros	As partes negociam entre si						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Banco do Brasil S.A.)	05/07/2013	250.000.000,00	R\$ 291.035.786,84	N/A	4/7/18	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada 104,9% do CDI.						
CPFL Atende (Transação com CPFL Piratininga)	30/11/2012	20.856.055,56	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Teleatendimento						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Santa Cruz)	22/10/2013	1.573.116,00	R\$ 1.328.228,54	N/A	22/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Leste Paulista)	21/10/2013	1.127.840,00	R\$ 978.639,87	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Sul Paulista)	21/10/2013	1.399.805,00	R\$ 1.318.241,09	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Caetite 2 Energia Renovável S/A)	01/01/2013	14.611.690,78	R\$ 13.341.794,91	N/A	31/12/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Caetite 3 Energia Renovável S/A)	01/01/2013	14.744.469,06	R\$ 13.463.029,13	N/A	31/12/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Calango 1 Energia Renovável S/A)	01/01/2013	17.141.336,73	R\$ 16.108.311,38	N/A	31/12/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Energetica Aguas da Pedra S/A)	01/01/2011	123.955.243,53	R\$ 109.679.664,44	N/A	31/12/2040	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Atende)	24/04/2012	1.080.391,33	R\$0,00	N/A	01/02/2015	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	26/03/2013	575.569,85	R\$ 0,00	N/A	25/03/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	21/10/2013	15.526.574,00	R\$ 13.837.932,01	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Piratininga)	21/10/2013	7.682.064,00	R\$ 5.440.904,26	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Serviços)	27/09/2013	10.643.553,45	R\$ 9.283.047,27	N/A	30/09/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Serviços)	30/10/2013	2.301.529,60	R\$ 0,00	N/A	31/10/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Leste Paulista)	22/05/2012	850.583,06	R\$0,00	N/A	30/09/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Sul Paulista)	22/05/2012	1.326.543,18	R\$0,00	N/A	30/09/2012	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Total (Transação com CPFL Mococa)	22/05/2012	677.949,52	0,00	N/A	30/09/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviço de arrecação e atendimento comercial						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Mel 2 Energia Renovável S/A)	01/01/2013	11.894.665,17	R\$ 10.855.602,77	N/A	31/12/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com Rio PCH I S.A.)	01/01/2010	1.562.255,32	R\$ 1.409.968,60	N/A	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Serra do Facão Energia S.A.)	01/01/2012	285.120.959,36	R\$ 260.812.371,17	N/A	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Transação com Serra do Facão Energia S.A.)	01/01/2012	113.136.758,85	R\$ 103.582.484,71	N/A	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
RGE (Transação com Serra do Facão Energia S.A.)	01/01/2012	237.864.423,88	R\$ 217.631.118,31	N/A	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com ThyssenKrupp Cia. Siderurgica do Atlantico)	01/01/2011	97.112.626,30	R\$ 74.594.619,54	N/A	31/12/2025	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com Serra do Facão Energia S.A.)	01/01/2012	3.275.638,09	R\$ 2.744.760,85	N/A	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Jaguari)	21/10/2013	845.883,00	R\$ 804.269,95	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Mococa)	21/10/2013	986.865,00	R\$ 911.284,69	N/A	21/10/2017	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Mococa (Transação com Banco do Brasil S.A.)	05/07/2013	19.000.000,00	R\$ 22.118.719,74	N/A	04/07/2018	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de giro. Taxa de juros cobrada 104,90% CDI						
CPFL Atende (Transação com RGE)	30/11/2012	30.395.052,13	R\$ 0,00	N/A	48 meses	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Paulista)	07/03/2012	2.025.000,00	R\$ 0,00	N/A	31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Energia)	24/04/2012	1.890.678,88	R\$ 0,00	N/A	25/04/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL GERAÇÃO)	05/09/2014	35.206.045,16	0,00	N/A	01/08/2014 a 31/08/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com CPFL Energia)	24/04/2012	22.276.611,80	R\$ 0,00	N/A	24/04/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serviços (Transação com RGE)	24/05/2012	1.719.428,84	R\$0,00	N/A	31/12/2013	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor							
Por controladas							
Objeto contrato							
Venda de material e prestação de serviço							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com CPFL Bio Alvorada)	19/01/2012	426.445.560,00	R\$ 362.661.198,81	N/A	01/03/2013 a 31/12/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Por controladas							
Objeto contrato							
Compra de energia elétrica							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (FOZ DO CHAPECÓ)	22/05/2013	8.220.384,00	0,00	N/A	01/01/2014 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Venda de Energia - LP							
Garantia e seguros							
N/A							
Rescisão ou extinção							
N/A							
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL GERAÇÃO)	19/05/2014	147.735.909,73	0,00	N/A	01/07/2014 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor							
Controlada							
Objeto contrato							
Venda de Energia - LP							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (THYSSENKRUPP Campo Limpo)	23/08/2013	5.252.496,00	0,00	N/A	01/01/2014 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (THYSSENKRUPP ATLÂNTICO)	31/10/2013	6.570.000,00	0,00	N/A	01/01/2014 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia - LP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL MERIDIONAL)		4.060.561,88	0,00	N/A	Curto Prazo	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL PLANALTO)		21.649.610,13	0,00	N/A	Curto Prazo	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL ENERGIAS RENOVÁVEIS)		7.318.151,20	0,00	N/A	Curto Prazo	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (EPASA)		81.951.889,07	0,00	N/A	Curto Prazo	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (FOZ DO CHAPECÓ)		5.867.212,81	0,00	N/A	Curto Prazo	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (PETROBRAS)		5.479.563,89	0,00	N/A	Curto Prazo	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (ENERCAN - CAMPOS NOVOS ENERGIA)	14/06/2013	1.541.123,93	0,00	N/A	01/05/2013 a 31/05/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (EPASA)	05/03/2013	19.084.067,27	0,00	N/A	01/02/2013 a 28/02/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com CPFL Bio Coopcana)	19/01/2012	448.016.184,00	R\$ 384.212.252,82	N/A	01/03/2013 a 31/12/2033	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Compra de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Transação com Lacenas Participações)	28/05/2013	204.597.657,60	R\$ 196.633.512,37	N/A	01/01/2013 a 31/12/2031	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Compra de energia elétrica						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com Baguari I Geração de Energia)	01/01/2010	5.815.615,32	R\$5.008.048,22	N/A	31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Santa Cruz (Transação com Caetite 2 Energia Renovável)	01/01/2013	1.420.456,18	R\$ 1.297.002,74	N/A	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com Caetite 3 Energia Renovável S/A)	01/01/2013	1.433.402,57	R\$ 1.308.826,42	N/A	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de Energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com Calango 1 Energia Renovável S.A.)	01/09/2013	1.666.421,27	R\$ 1.565.955,70	N/A	01/01/2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Santa Cruz (Transação com Goias Sul Geração de Energia S.A.)	01/12/2010	1.950.673,87	R\$ 1.762.997,05	N/A	31/12/2032	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Transmissão (CPFL Serviços)	16/10/2013	3.271.067,68	R\$ 0,00	N/A	31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Cia Sul Paulista Energia (CPFL SERVICOS, EQUIPAMENTOS, I)	25/02/2014	14.887.463,64	R\$ 11.357.754,16	N/A	12/03/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CCM / STC						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Cia Piratininga Força Luz (CPFL SERVICOS, EQUIPAMENTOS, I)	26/02/2014	45.967.600,44	R\$ 43.894.369,92	N/A	26/02/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CCM / STC						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Cia Piratininga Força Luz (CPFL SERVICOS, EQUIPAMENTOS, I)	26/02/2014	32.759.223,71	R\$ 27.321.161,37	N/A	26/02/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CCM / STC						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Cia Paulista de Força Luz (NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	29/04/2014	18.703.290,13	R\$ 16.796.662,19	N/A	05/05/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Cia Piratininga Força Luz (NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	29/04/2014	9.805.417,20	R\$ 8.914.870,96	N/A	05/05/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Cia.Luz Força Santa Cruz (NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	29/04/2014	5.104.958,55	4.694.676,39	N/A	05/05/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Cia Sul Paulista Energia (NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	29/04/2014	3.079.010,65	2.756.616,19	N/A	05/05/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
RGE (NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	29/04/2014	11.268.952,04	10.176.402,05	N/A	05/05/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Geração Energia S/A (NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	29/04/2014	4.427.105,67	4.260.162,89	N/A	05/05/2018	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Cia Paulista de Força Luz (CPFL SERVICOS, EQUIPAMENTOS, I)	12/05/2014	26.046.868,80	23.822.957,26	N/A	11/05/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	OBRAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO (LT)						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Bio Ipê (Transação com CPFL Serviços)	17/04/2012	3.510.685,12	R\$ 0,00	N/A	30/06/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Telecom (Transação com CPFL Serviços)	12/07/2013	23.600.000,24	R\$ 1.585.610,59	N/A	22/07/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controlada						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Telecom (Transação com CPFL Serviços)	09/10/2013	14.437.672,61	R\$ 95.145,38	N/A	21/03/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Telecom (Transação com CPFL Serviços)	29/10/2013	27.800.000,00	R\$ 20.780.119,56	N/A	29/03/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Transmissão (Transação com CPFL Serviços)	01/04/2013	540.970,81	R\$ 0,00	N/A	12/07/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Por controladas						
Objeto contrato	Material e prestação de serviço						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Centrais Eletr.da Paraíba (PETROBRAS DISTRIBUIDORA S A)	26/06/2014	1.663.407,90	0,00	N/A	16/05/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	ÓLEO COMBUSTÍVEL						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Cia Paulista de Força Luz (CPFL SERVICOS, EQUIPAMENTOS, I)	11/08/2014	30.007.744,88	29.282.157,76	N/A	27/07/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CCM / STC						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Serv.Equi.Ind.Com.SA (NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	19/09/2014	3.141.696,26	2.717.186,74	N/A	05/05/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Comercial. Brasil SA (NECT SERVICOS ADMINISTRATIVOS)	19/09/2014	3.291.386,95	2.937.361,02	N/A	05/05/2018	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CENTRO DE SERVIÇOS						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Renováveis S.A. (CPFL SERVICOS, EQUIPAMENTOS, I)	24/09/2014	4.000.000,00	4.000.000,00	N/A	07/05/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	SERVIÇOS DE ENGENHARIA						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Leste Paulista (CPFL SERVICOS, EQUIPAMENTOS, I)	17/10/2014	15.613.384,31	15.096.331,20	N/A	08/05/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	CCM / STC						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Rio PCH I S.A.)	01/01/2010	82.368.920,25	R\$ 74.344.876,39	N/A	31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de energia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Piratininga (Rio PCH I S.A.)	01/01/2010	21.800.653,42	R\$ 19.694.453,34	N/A	31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (EPASA)	04/04/2013	9.635.032,07	0,00	N/A	01/03/2013 a 31/03/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (EPASA)	03/05/2013	3.373.116,63	0,00	N/A	01/04/2013 a 30/04/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (EPASA)	05/06/2013	3.637.745,67	0,00	N/A	01/05/2013 a 31/05/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (Epasa)	03/10/2013	1.814.880,27	0,00	N/A	01/09/2013 a 30/09/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL PLANALTO)	15/02/2013	4.126.915,92	0,00	N/A	01/01/2013 a 31/01/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL ENERGIAS RENOVÁVEIS)	20/12/2012	8.496.576,00	0,00	N/A	01/06/2013 a 31/08/2013	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (ATLÂNTICA I)	06/12/2013	3.576.148,20	0,00	N/A	01/11/2013 a 31/12/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (SPE BIO ALVORADA)	17/10/2013	7.602.828,09	0,00	N/A	01/10/2013 a 31/12/2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (EPASA)	13/05/2014	4.155.806,45	0,00	N/A	01/04/2014 a 30/04/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (EPASA)	16/06/2014	4.749.994,06	0,00	N/A	01/05/2014 a 31/05/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL GERAÇÃO)	22/04/2014	27.598.851,12	0,00	N/A	01/05/2014 a 31/05/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL GERAÇÃO)	22/04/2014	31.266.046,89	0,00	N/A	01/06/2014 a 30/06/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL ENERGIAS RENOVÁVEIS)	06/03/2014	10.577.271,80	0,00	N/A	01/02/2014 a 28/02/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Venda de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Paulista (Transação com Banco do Brasil S.A.)	06/08/2010	196.800.000,00	R\$ 73.757.763,33	N/A	10/07/2015	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada 98,50% do CDI.						
CPFL Brasil (JAYADITYA, MOHINI e CHIMAY)	23/08/2011	676.412.961,84	480.376.796,30	N/A	01/01/2013 a 31/12/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (VALE)	18/11/2013	8.059.200,00	0,00	N/A	01/01/2014 a 31/12/2014	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL BIOENERGIA)		3.760.960,05	0,00	N/A	Curto Prazo	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL ENERGIAS RENOVÁVEIS)		17.665.107,66		N/A	Curto Prazo	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL GERAÇÃO)	01/10/2014	35.003.537,68	0,00	N/A	01/09/2014 a 30/09/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL GERAÇÃO)	30/10/2014	35.706.485,61	0,00	N/A	01/10/2014 a 31/10/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL GERAÇÃO)	02/12/2014	38.056.885,60	0,00	N/A	01/11/2014 a 30/11/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Brasil (CPFL GERAÇÃO)	19/12/2014	29.380.615,57	R\$ 29.380.615,57	N/A	01/12/2014 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - CP						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (RIO PCH I S.A.)	01/01/2010	82.368.920,25	74.344.876,39	N/A	01/01/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Renováveis (Transação com Banco do Brasil S.A.)	01/07/2012	320.000.000,00	0,00	N/A	01/03/2014	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
BAESA (Transação com Banco do Brasil S.A.)	18/12/2009	27.257.655,40	R\$ 27.257.655,40	N/A	Julho/2013	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Negociação com LFT						
Garantia e seguros	Aval CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Jaguari (Transação com Banco do Brasil S.A.)		65.627,34	Média mensal de valores pagos às instituições	N/A	07/03/2015	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Por controladores						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação						
Garantia e seguros	Não existem garantias.						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
CPFL Energia (Transação com CPFL Leste Paulista)	04/01/2012	300.000,00	0,00	N/A	10/07/2012	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada 110,0% do CDI.						
CPFL Energia (Transação com CPFL Paulista Lajeado)	19/09/2014	4.250.000,00	R\$ 9.813.648,71	N/A	09/03/2012 a 30/03/2012	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada 110,0% do CDI.						
CPFL Brasil (Transação com EPASA)	28/03/2013	87.326.538,32	R\$ 92.109.806,45	N/A	15/08/2013	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Empréstimo						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Capital de Giro. Taxa de juros cobrada 110,0% do CDI.						
CPFL Paulista (Transação com SAMM - Sociedade de Atividades em Multimidia Ltda.)	23/02/2012	808.724,80	0,00	N/A	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora						
Objeto contrato	Aluguel de postes						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	O prazo de vigência do presente contrato é de 24 (vinte e quatro) meses, a partir da data de sua assinatura, renovando-se automaticamente por períodos iguais e sucessivos, desde que não haja manifestação das partes em sentido contrário, em até 60 (sessenta) dias antes de seu término.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (SPE Arvoredo Energia S.A.)	01/01/2010	25.452.440,44	R\$ 21.832.268,79	N/A	01/01/2040	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Condições de rescisão ou extinção						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
CPFL PAULISTA (SPE Varginha Energia S.A.)	01/01/2010	14.544.250,87	R\$ 12.475.581,43	N/A	01/01/2040	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
.....							

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

16.3 Em relação a cada uma das transações ou conjunto de transações mencionados no item 16.2 acima ocorridas no último exercício social: (a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses; e (b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.

(a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses

Preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa e com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BM&FBovespa, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas.

Nos termos do Art. 17 alínea “m” do Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração tem por atribuição autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela Companhia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 10.056.000,00 (dez milhões e cinquenta e seis mil reais).

Por prática interna de governança corporativa, as operações envolvendo Partes Relacionadas aos acionistas do Bloco de Controle são, previamente à deliberação do Conselho de Administração, submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas, órgão de assessoramento do Conselho cuja atribuição é examinar e manifestar opinião sobre o atendimento a práticas usuais de mercado nas transações com Partes Relacionadas aos Acionistas Controladores da CPFL Energia. Neste sentido, de acordo com as competências que lhe foram atribuídas pelo Conselho de Administração, cabe ao Comitê de Partes Relacionadas avaliar (a) o processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), e (b) o processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia com Parte(s) Relacionada(s), garantindo que sejam observadas as condições usuais de mercado, e (c) qualquer operação que possa, de alguma forma, propiciar benefício ou vantagem, de qualquer natureza, a uma Parte Relacionada.

Visando garantir a identificação de transações realizadas entre a CPFL Energia e suas sociedades controladas com acionistas do Bloco de Controle da CPFL Energia, evitando eventuais conflitos de interesse, os acionistas fornecem, anualmente, à Companhia uma lista atualizada de empresas afiliadas consideradas Partes Relacionadas. Com base nessa lista, a Companhia identifica as transações com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento às práticas usuais de mercado.

Algumas de nossas sociedades controladas também estão sujeitas às regras da ANEEL. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 334/2008 devem ser obrigatoriamente submetidos à anuência prévia da ANEEL, todos os atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum que sejam do mesmo grupo econômico.

(b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.

A Companhia formaliza os contratos com Partes Relacionadas sempre observando os preços e condições praticados em mercado, para que não sejam gerados benefícios ou prejuízos à Companhia e empresas de seu grupo econômico. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de cada operação (Ex: valores, prazos, sigilo das informações, qualidade dos serviços e produtos, etc.).

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

Ademais, todas as transações, inclusive aquelas com Partes Relacionadas, devem ser pactuadas por escrito, especificando-se as suas principais características (preços, prazos, direitos, responsabilidades, etc.).

Neste sentido, todo processo de contratação de fornecedores ou prestadores de serviços se inicia com a cotação de no mínimo três empresas, para garantir que os preços, prazos e demais condições comerciais são aquelas praticadas em mercado ou com base em negociações anteriores. É também analisada a viabilidade financeira de cada operação em comparação às operações semelhantes no mercado, verificando-se, portanto, a comutatividade das operações.

Conforme Resolução Normativa ANEEL no. 334/2008, os atos e negócios jurídicos entre Partes Relacionadas cujos gastos anuais sejam inferiores a 0,5% (cinco décimos por cento) da Receita Operacional Líquida - ROL (apurada segundo o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica – MCSPEE) anual da concessionária, da permissionária e da autorizada ficam dispensados da obrigação de aprovação e controle prévio da ANEEL estando sujeitos ao controle a posteriori, mediante processo administrativo de fiscalização. Portanto, as concessionárias, permissionárias e autorizadas dispensadas do controle prévio deverão constituir dossiê individualizado, contendo documentos que evidenciem o cumprimento do princípio da comutatividade. Tal princípio é verificado pela prática de preços nos patamares do correspondente mercado, bem como em condições de pagamento semelhantes ou melhores às praticadas no mercado de bens ou serviços substitutos.

17.1 - Informações sobre o capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	Capital Emitido				
29/04/2016	5.741.284.174,75		1.017.914.746	0	1.017.914.746
Tipo de capital	Capital Subscrito				
29/04/2016	5.741.284.174,75		1.017.914.746	0	1.017.914.746
Tipo de capital	Capital Integralizado				
29/04/2016	5.741.284.174,75		1.017.914.746	0	1.017.914.746
Tipo de capital	Capital Autorizado				
28/04/2006	0,00		500.000.000	0	500.000.000

17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
29/04/2015	Assembleia Geral Extraordinária	29/04/2015	554.887.598,45	Subscrição particular	30.739.955	0	30.739.955	3,19451078	18,05	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Média histórica dos últimos 30 pregões até 13 de março de 2015, considerando a volatilidade do período, do valor de cotação das ações em bolsa.								
Forma de integralização		Capitalização da reserva de lucros (reserva estatutária de reforço de capital de giro).								
29/04/2016	Assembleia Geral Extraordinária	29/04/2016	392.972.219,68	Subscrição particular	24.900.531	0	24.900.531	2,50757045	15,78	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Média histórica dos últimos 30 pregões até 29 de fevereiro de 2016, considerando a volatilidade do período, do valor de cotação das ações em bolsa.								
Forma de integralização		Capitalização da reserva de lucros (reserva estatutária de reforço de capital de giro).								

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Data aprovação	Quantidade de ações antes da aprovação (Unidades)			Quantidade de ações depois da aprovação (Unidades)		
	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações
Bonificação						
29/04/2015	962.274.260	0	962.274.260	993.014.215	0	993.014.215
Bonificação						
29/04/2016	993.014.215	0	993.014.215	1.017.914.746	0	1.017.914.746

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve redução de capital nos últimos 3 exercícios sociais.

17.5 - Outras informações relevantes**17.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Todas as informações relevantes sobre Capital Social foram divulgadas nos itens anteriores deste Formulário de Referência.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	Conforme artigo 28 do Estatuto Social, a companhia distribuirá, em cada exercício social, no mínimo 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei n.º 6.404/76.
Direito a voto	Restrito
Descrição de voto restrito	O parágrafo 7º do Artigo 5º do Estatuto Social da CPFL Energia prevê: “As ações são indivisíveis perante a Companhia e cada ação terá direito a 01 (um) voto nas Assembleias Gerais.”
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Não
Restrição a circulação	Não
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o Estatuto Social, tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em Assembleias Gerais de sociedade por ações podem privar os acionistas dos seguintes direitos: <ul style="list-style-type: none"> • Direito a participar da distribuição dos lucros; • Direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; • Direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações; • Direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais; • Direito de votar nas assembleias gerais; • Direito a retirar-se da Companhia, nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.
Outras características relevantes	Não há outras informações relevantes que não tenham sido abrangidas pelos itens anteriores.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

18.2 Descrever, se existirem, as regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública.
--

O Art. 11, parágrafo único, do Estatuto Social da Companhia prevê que o Presidente da Assembleia deverá observar e fazer cumprir as disposições dos acordos de acionistas arquivados na sede da Companhia, não permitindo que se computem os votos proferidos em contrariedade com o conteúdo dos acordos.

Com relação à obrigação de realização de oferta pública, o Art. 35 do Estatuto Social da Companhia estabelece que, conforme mencionado no item 18.1 acima, na hipótese de alienação de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratado, sob a condição suspensiva ou resolutive, que o adquirente se obrigue a efetivar a oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas minoritários da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento de Listagem do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante.

Conforme disposto no Art. 38 do Estatuto Social, na hipótese do cancelamento de registro da CPFL Energia como companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM, na oferta pública de aquisição de ações, o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao Valor Econômico apurado por laudo de avaliação elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, de seus Administradores e/ou do(s) Acionista(s) Controlador(es), além de satisfazer os requisitos do § 1º do Artigo 8º da Lei nº 6.404/76, e conter a responsabilidade prevista no Parágrafo 6º desse mesmo Artigo. A escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do Valor Econômico da Companhia é de competência privativa da Assembleia Geral, a partir da apresentação, pelo conselho de administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação (desconsiderando votos em branco), ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das Ações em Circulação presentes, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de, no mínimo, 20% do total de Ações em Circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das Ações em Circulação. Obedecidos os demais termos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, do Estatuto Social e da legislação vigente, a oferta pública para cancelamento de registro poderá prever também a permuta por valores mobiliários de outras companhias abertas, a ser aceita a critério do ofertado.

Na hipótese da CPFL Energia sair do Novo Mercado, estabelece o Art. 40 do Estatuto Social que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado no prazo de 120 dias contados da data da Assembleia Geral que aprovou a referida operação, o Acionista Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição das ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo Valor Econômico.

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

18.3 Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.

Não há.

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados**Exercício social 31/12/2014**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	26.073.000	18,87	15,42	R\$ por Unidade
30/06/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	24.466.000	20,83	17,70	R\$ por Unidade
30/09/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	18.500.000	22,74	19,11	R\$ por Unidade
31/12/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	21.177.000	20,18	17,18	R\$ por Unidade

Exercício social 31/12/2013

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	20.044.000	22,16	19,00	R\$ por Unidade
30/06/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	24.879.000	23,57	18,76	R\$ por Unidade
30/09/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	18.410.000	21,75	19,20	R\$ por Unidade
31/12/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	19.536.000	20,09	18,39	R\$ por Unidade

Exercício social 31/12/2012

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	15.258.000	29,30	25,11	R\$ por Unidade
30/06/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	19.891.000	28,38	23,83	R\$ por Unidade
30/09/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	20.816.000	25,65	21,36	R\$ por Unidade
31/12/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	15.547.000	23,90	21,28	R\$ por Unidade

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	4ª emissão da CPFL Energia
Data de emissão	23/05/2013
Data de vencimento	23/05/2015
Quantidade (Unidades)	129.000
Valor total (Reais)	1.290.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide detalhes no item 18.10
Características dos valores mobiliários	Juros: CDI + 0,40% Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Não há garantias Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: quirografário Eventuais restrições impostas 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: Restrição de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso mesma esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias contidas na escritura Agente fiduciário: Pentágono S.A Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes no item 18.10
Outras características relevantes	Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.10.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	3ª emissão da CPFL Energia - Debêntures
Data de emissão	03/09/2007
Data de vencimento	03/09/2014
Quantidade (Unidades)	45.000
Valor total (Reais)	450.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide detalhes sobre a possibilidade de resgate no item 18.10, conforme 2º Aditamento da Escritura em referência.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Características dos valores mobiliários	Juros: CDI + 0,45%; Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Não há garantias; Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: quirografário; Eventuais restrições impostas 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; Não há; Agente fiduciário: SLW Corretora de Valores e Câmbio S.A.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes no item 18.10.
Outras características relevantes	Em 17/12/2012, foi realizada AGD que deliberou sobre o 1º Aditamento da Escritura em referência. Em 11/12/2013 foi realizada AGD que deliberou sobre o 2º Aditamento da Escritura em referência. Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo no item 18.10.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	2ª emissão da CPFL Brasil
Data de emissão	01/06/2011
Data de vencimento	01/06/2018
Quantidade (Unidades)	2.280
Valor total (Reais)	228.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide mais detalhes item 18.10.
Características dos valores mobiliários	Juros: CDI + 1,40%; Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Não há garantias; Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: quirografário; Eventuais restrições impostas 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: Não há; Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes item 18.10.
Outras características relevantes	Em 17/12/2012, foi realizada AGD deliberou sobre o 1º Aditamento ao Instrumento Particular de Escritura da referida Emissão Pública de Debêntures. Conforme Fato Relevante publicado em 28/03/13, de forma a promover a centralização das atividades de geração de energia da subsidiária CPFL Geração, houve a cisão parcial da subsidiária CPFL Brasil que resultou na transferência para CPFL Geração dos ativos e passivos (incluindo esta debênture) relacionados ao investimento de 27,51% detido pela CPFL Brasil na CPFL Renováveis. Para mais detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo no item 18.10.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	1ª emissão da CPFL Santa Cruz
Data de emissão	09/06/2011

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Data de vencimento	09/06/2018
Quantidade (Unidades)	650
Valor total (Reais)	65.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide mais detalhes item 18.10.
Características dos valores mobiliários	Juros: CDI + 1,40%; Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Não há garantias; Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: quirografário; Eventuais restrições impostas 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: Não há; Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes item 18.10.
Outras características relevantes	Vide mais detalhes item 18.10.

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação**18.6 Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.**

As ações ON (CPFE3) da CPFL Energia são admitidas à negociação na BM&FBOVESPA sob a sigla "CPFE3".

As debêntures da CPFL Energia e das controladas são admitidas à negociação no mercado secundário, no Sistema Nacional de Debêntures ("SND") operacionalizado pela CETIP, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP e/ou no Sistema de Negociação BOVESPA FIX, administrado pela BM&FBOVESPA, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

18.7 Em relação a cada classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros, indicar:

Informação	ON
País	Estados Unidos da América (EUA)
Mercado	Bolsa de Valores
Entidade administradora	New York Stock Exchange (NYSE)
Data de admissão à negociação	29/09/2004
Segmento de negociação	ADR Nível III
Data de início de listagem no segmento de negociação	29/09/2004
Percentual do volume de negociações no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício	Em 2014, 41,2% do volume diário total correspondia ao volume diário negociado na NYSE.
Proporção de certificados de depósito no exterior em relação a cada classe e espécie de ações;	Posição em 31/12/2014 é de 24.307.204 ADRs equivalentes a 48.614.408 Ações ON (posição acionária do banco depositário dos ADRs corresponde a 5,1% do total das ações).
Banco depositário	Deutsche Bank Trust Company Americas
Instituição custodiante	Banco do Brasil S.A.

18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor**18.8 Descrever as ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor.**

Nos últimos três exercícios sociais, não ocorreu nenhuma oferta pública de ações nem dos demais valores mobiliários, seja ela primária ou secundária, exceto as debêntures da 4ª emissão da Companhia. Mais detalhes sobre esta emissão, vide item 10.7 e 18.5 deste Formulário de Referência.

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

18.9 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiro.

Não houve nenhuma oferta pública de ações, seja ela primária ou secundária, nos últimos três exercícios sociais.

18.10 - Outras informações relevantes

18.10 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

As informações a respeito dos valores mobiliários das controladas diretas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, RGE e CPFL Renováveis estão divulgadas no Formulário de Referência apresentado por estas empresas. Informações dos valores mobiliários das controladas indiretas EPASA e Enercan estão apresentadas no Formulário de Referência da CPFL Geração.

Adicionalmente, a Companhia apresenta abaixo as informações complementares referentes aos valores mobiliários descritos no item 18.5 deste Formulário de Referência:

Debêntures - 4ª emissão da CPFL Energia

Hipótese e cálculo do valor de resgate:

A Emissora poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo após a subscrição e integralização das Debêntures, realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma:

- (i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 (dez) dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) se o resgate será total ou parcial e, se for parcial, a adoção do critério de sorteio, nos termos do parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário, sendo que todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP, (b) a data prevista para o efetivo resgate das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (c) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (d) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas; e
- (ii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.9. desta Escritura de Emissão. Não será devido qualquer prêmio em razão do Resgate Antecipado.

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente no CETIP21, a operacionalização do Resgate Antecipado seguirá os procedimentos adotados pela CETIP, a qual deverá ser notificada pela Emissora e pelo Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis de sua realização. Adicionalmente, a Comunicação de Resgate deverá ser enviada ao Banco Liquidante, com antecedência mínima de 1 (um) dia útil da data do Resgate Antecipado.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez inteiros por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembleias gerais de acionistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida a constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

Para efeito da constituição do quorum de instalação e/ou deliberação a que se refere esta Cláusula Sétima, serão consideradas "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures em

18.10 - Outras informações relevantes

circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros e respectivos cônjuges. Para efeitos de quorum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.

Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora nas Assembleias Gerais de Debenturistas, exceto quando formalmente solicitado pelo Agente Fiduciário, hipótese em que será obrigatória.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos Debenturistas as informações que lhe forem solicitadas.

A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao debenturista eleito pelos demais Debenturistas ou àquele que for designado pela CVM.

Exceto conforme estabelecido nesta Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 75% (setenta e cinco inteiros por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive: (i) com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas nesta Escritura de Emissão que não apresentem outro quorum específico; (ii) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas no item 4.13. acima; (iii) modificação dos quoruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula Sétima; (iv) alteração das obrigações adicionais da Emissora estabelecidas na Cláusula Quinta; (v) alteração das obrigações do Agente Fiduciário, estabelecidas na Cláusula Sexta; e/ou (vi) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas, estabelecidas nesta Cláusula Sétima.

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% (noventa inteiros por cento) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração das Debêntures; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; e/ou (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleias Gerais de Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quoruns estabelecidos nesta Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares de Debêntures em Circulação, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido nas respectivas Assembleias Gerais de Debenturistas.

Independentemente das formalidades previstas na Lei das Sociedades por Ações e nesta Escritura de Emissão serão consideradas regulares as deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleia Geral de Debenturistas a que comparecerem os titulares de todas as Debêntures em Circulação.

Outras características relevantes:

Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:

Condições de vencimento antecipado: as Debêntures e todas as obrigações a serem estabelecidas na Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Companhia o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, a partir de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial na ocorrência das seguintes hipóteses: (p.1) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Companhia ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Companhia ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente

18.10 - Outras informações relevantes

ao montante acima destacado; (p.2) alteração do atual controle da Companhia sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Companhia desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Companhia; (p.3) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Companhia, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Companhia; (p.4) realização de redução de capital social da Companhia, após a data de assinatura da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; (p.5) proposta pela Companhia, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Companhia ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Companhia; (p.6) protesto legítimo de títulos contra a Companhia ou qualquer de suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Companhia ou qualquer de suas subsidiárias que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado; ou (iii) foram prestadas garantias em juízo; (p.7) falta de cumprimento pela Companhia e de qualquer obrigação não pecuniária a ser estabelecida na Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Companhia, de aviso escrito que lhe for enviado pelo agente fiduciário; (p.8) pedido de falência formulado por terceiros em face da Companhia ou qualquer de suas subsidiárias, e não devidamente elidido pela Companhia, e suas subsidiárias, no prazo de 30 (trinta) dias corridos; (p.9) não pagamento pela Companhia das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas a serem estabelecidas na Escritura de Emissão; (p.10) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Companhia caso a mesma esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias a serem estabelecidas na Escritura de Emissão; (p.11) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Companhia em valor individual ou agregado, igual ou superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; e (p.12) transformação da Companhia em sociedade limitada.

Debentures - 2ª emissão da CPFL Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate:

A partir do 36º mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures. O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma: (i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado, a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) a data para o resgate integral das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (b) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (c) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas; (ii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor prêmio nos seguintes percentuais.

18.10 - Outras informações relevantes

Período de resgate antecipado	Percentual do prêmio (sobre o saldo devedor a ser resgatado)
de 01 de junho de 2014, exclusive, até 01 de dezembro de 2014, inclusive	1,33%
de 01 de dezembro de 2014, exclusive, até 01 de dezembro de 2015, inclusive	1,32%
de 01 de dezembro de 2015, exclusive, até 01 de dezembro de 2016, inclusive	1,25%
de 01 de dezembro de 2016, exclusive, até 01 de dezembro de 2017, inclusive	0,95%
de 01 de dezembro de 2017, exclusive, até 01 de junho de 2018, inclusive	0,73%

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

As alterações relativas (i) à Remuneração das Debêntures, ou às datas de pagamento da Remuneração, (ii) ao prazo de vencimento das Debêntures e/ou (iii) aos eventos de vencimento antecipado previstos na Escritura de Emissão, deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão e não expressamente mencionada, inclusive a alterações nos Índices e Limites, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento das Debêntures).

Outras características relevantes:**Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:**

Condições de vencimento antecipado: (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 50.000.000,00, ressalvada a hipótese da Emissora e da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado; (b) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora; (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora; (d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou Garantidora, após a data de assinatura da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures; (e)

18.10 - Outras informações relevantes

proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora ou pela Garantidora; (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, suas subsidiárias e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00, salvo se, no prazo de 30 dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias em juízo; (g) falta de cumprimento pela Emissora e/ou Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão não sanada em 30 dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário, sendo que o descumprimento da obrigação descrita em alguns itens abaixo não está sujeito ao prazo de cura descrito neste item; (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, suas subsidiárias e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora no prazo de 30 dias corridos; (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas na Escritura de Emissão; (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou Garantidora caso a Emissora e/ou Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou Garantidora em valor agregado igual ou superior a R\$ 50.000.000,00, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) não observância pela Garantidora por 2 semestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão calculados e verificados pelo Agente Fiduciário, com base nas informações financeiras consolidadas da Garantidora referentes a um período de 12 últimos meses, ao final de cada semestre, em até 15 dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures : (i) relação entre Dívida Líquida Consolidada da Garantidora e EBITDA consolidado da Garantidora menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" o endividamento consolidado oneroso total menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras consolidadas da Garantidora. Está excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como EBITDA da Garantidora, (i) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em nota explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, e (ii) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA consolidado da Garantidora, de acordo com a definição do item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) nos últimos 12 meses pela(s) empresa(s) adquirida(s) ; (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Garantidora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, ser for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, bem como variações cambiais e monetárias sobre dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil. (m) transformação da Emissora ou Garantidora em sociedade limitada; (n) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões de uma ou mais subsidiárias da Garantidora, exceto no caso de não renovação da concessão pela (i) CPFL Santa Cruz, (ii) CPFL Leste Paulista, (iii) CPFL Sul Paulista; (iv) CPFL Mococa; e (v) CPFL Jaguari. Para os fins da Escritura de Emissão, "Data de

18.10 - Outras informações relevantes

Vencimento Antecipado” será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k), (m) e/ou (o) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Cláusula Nona abaixo; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (j), (l) e/ou (n), a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k), (m) e/ou (o) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista, ficando o vencimento condicionado à entrega de notificação nesse sentido, pelo Agente Fiduciário à Emissora e à Garantidora. Na ocorrência dos demais eventos previstos acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) dias úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para deliberar sobre o eventual Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, que hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro dia útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação. Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada acima, que será instalada de acordo com os procedimentos e quorum previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem no mínimo 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Exclusivamente em relação ao evento de vencimento antecipado indicado na alínea (b) acima, no prazo compreendido entre a Data de Emissão até 24º (vigésimo quarto) mês seguinte a esta data, inclusive, a deliberação pela não declaração do vencimento antecipado das Debêntures deverá ser aprovado por, no mínimo, 81% (oitenta e um por cento) dos titulares das Debêntures em Circulação. Após o 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, o quorum de deliberação pela não declaração de vencimento antecipado das Debêntures deverá ser o disposto acima. A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quorum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada no endereço constante da Cláusula Nona da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios. A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata acima, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

Debêntures: 1ª emissão da CPFL Santa Cruz

Hipótese e cálculo do valor de resgate:

A partir do 36º mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures . O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma: (i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado, a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) a data para o resgate integral das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (b) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (c) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas; (ii) o valor a ser

18.10 - Outras informações relevantes

pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor prêmio nos seguintes percentuais.

Período de resgate antecipado	Percentual do prêmio (sobre o saldo devedor a ser resgatado)
de 09 de junho de 2014, exclusive, até 09 de dezembro de 2014, inclusive	1,33%
de 09 de dezembro de 2014, exclusive, até 09 de dezembro de 2015, inclusive	1,32%
de 09 de dezembro de 2015, exclusive, até 09 de dezembro de 2016, inclusive	1,25%
de 09 de dezembro de 2016, exclusive, até 09 de dezembro de 2017, inclusive	0,95%
de 09 de dezembro de 2017, exclusive, até 09 de junho de 2018, inclusive	0,73%

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

As alterações relativas (i) à Remuneração das Debêntures, ou às datas de pagamento da Remuneração, (ii) ao prazo de vencimento das Debêntures e/ou (iii) aos eventos de vencimento antecipado previstos na Escritura de Emissão, deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão e não expressamente mencionada, inclusive a alterações nos Índices e Limites, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures.

Outras características relevantes:

Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:

Condições de vencimento antecipado: (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 50.000.000,00, ressalvada a hipótese da Emissora e da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado; (b) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora; (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ

18.10 - Outras informações relevantes

mantenham, individualmente, ou em conjunto, nos termos definidos pelo acordo de acionistas da Garantidora em vigor nesta data, a maioria das ações vinculadas ao bloco de controle; (d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou Garantidora, após a data de assinatura da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; (e) proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora ou pela Garantidora; (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, suas subsidiárias e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias em juízo; (g) falta de cumprimento pela Emissora e/ou Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário; (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, suas subsidiárias e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora no prazo de 30 dias corridos; (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas na Escritura de Emissão; (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou Garantidora caso a Emissora e/ou Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou Garantidora em valor agregado igual ou superior a R\$ 50.000.000,00, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) não observância pela Garantidora por 2 semestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão calculados e verificados pelo Agente Fiduciário, com base nas informações financeiras consolidadas da Garantidora referentes a um período de 12 (doze) últimos meses, ao final de cada semestre, em até 15 dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures ("Índices Financeiros"): (i) relação entre Dívida Líquida Consolidada da Garantidora e EBITDA consolidado da Garantidora menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" o endividamento consolidado oneroso total menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras consolidadas da Garantidora. Está excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como EBITDA da Garantidora, (i) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em nota explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, e (ii) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA consolidado da Garantidora, de acordo com a definição do item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) nos últimos 12 meses pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Garantidora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, bem como variações cambiais e monetárias sobre dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil. (m) transformação da Emissora ou Garantidora em

18.10 - Outras informações relevantes

sociedade limitada; (n) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões de uma ou mais subsidiárias da Garantidora, exceto no caso de não renovação da concessão pela (i) Emissora, (ii) CPFL Leste Paulista, (iii) CPFL Sul Paulista; (iv) CPFL Mococa; e (v) CPFL Jaguari; e (o) descumprimento da obrigação de realizar o Resgate Antecipado Obrigatório. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g), (h), (i) e (k) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias, neles referidos. Para os fins da Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k), (m) e/ou (o) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (j), (l) e/ou (n), a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k), (m) e/ou (o) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista, ficando o vencimento condicionado à entrega de notificação nesse sentido, pelo Agente Fiduciário à Emissora e à Garantidora. Na ocorrência dos demais eventos previstos acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) dias úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para deliberar sobre o eventual Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, que hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro dia útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação. Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada acima, que será instalada de acordo com os procedimentos e quorum previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem no mínimo 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Exclusivamente em relação ao evento de vencimento antecipado indicado na alínea (b) acima, no prazo compreendido entre a Data de Emissão até 24^o (vigésimo quarto) mês seguinte a esta data, inclusive, a deliberação pela não declaração do vencimento antecipado das Debêntures deverá ser aprovado por, no mínimo, 81% (oitenta e um por cento) dos titulares das Debêntures em Circulação. Após o 24^o (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, o quorum de deliberação pela não declaração de vencimento antecipado das Debêntures deverá ser o disposto acima. A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quorum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada no endereço constante da Cláusula Nona da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios. A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata acima, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A CPFL Energia não possui plano de recompra de ações.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A CPFL Energia não possui ações em tesouraria.

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A CPFL Energia não possui ações em tesouraria.

19.4 - Outras informações relevantes**19.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

A CPFL Energia não possui valores mobiliários em tesouraria nem planos de recompra.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação 28/09/2011

Cargo e/ou função Para mais detalhes sobre Pessoas Vinculadas, vide texto anexo no item 20.2.

Principais características

A CPFL Energia possui uma política interna de negociação de valores mobiliários, em conformidade com a Instrução CVM n.º 358/2002, conforme alterada.

A referida política tem por objetivo propiciar uma negociação ordenada de Valores Mobiliários pelas pessoas vinculadas à Companhia, visando proporcionar transparência nas negociações desta natureza a todos os agentes de mercado com os quais a Companhia se relaciona.

Abrangência: aplica-se às Pessoas Vinculadas, a partir da data da publicação da ata de reunião do Conselho de Administração que delibera pela sua aprovação.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização As Pessoas Vinculadas não poderão negociar Valores Mobiliários:

- (a) antes de decorridos 180 (cento e oitenta) dias contados a partir da data de sua respectiva aquisição em Bolsa de Valores;
- (b) desde a data da ciência até a data da Comunicação de Ato ou Fato Relevante ao mercado;
- (c) no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia;
- (d) sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de Ações pela própria Companhia;
- (e) nos períodos determinados pela regulamentação emitida pela Comissão de Valores Mobiliários;
- (f) quando o Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores, independentemente de justificação ou da existência de Ato ou Fato Relevante, estipular períodos em que as Pessoas Vinculadas não possam negociar com Valores Mobiliários.

No caso de a Pessoa Vinculada se afastar da Companhia e/ou de algum dos órgãos deliberativos e/ou de comitês relacionados, esta Pessoa Vinculada continuará obrigada a observar os termos e condições da presente Política de Negociação pelo prazo de 180 (cento e oitenta) dias após o seu afastamento.

Os termos e condições da presente Política de Negociação aplicam-se a negociações indiretas com Valores Mobiliários realizadas por Pessoas Vinculadas, seja por intermédio de sociedade controlada por uma ou mais Pessoas Vinculadas ou na qual tais pessoas detenham participação, seja por interposta pessoa com a qual tenha sido firmado ou estipulado contrato de fidúcia ou administração de carteira de valores mobiliários ou qualquer outra avença contratual, verbal ou escrita.

Em vista da interpretação que fizer de algum fato à luz desta Política, o Diretor Vice-presidente Financeiro e de Relações com Investidores poderá declarar períodos de vedação aplicáveis somente a determinadas pessoas vinculadas. A ausência de tal declaração do DRI a ninguém eximirá de cumprir esta Política.

20.2 - Outras informações relevantes

20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

AUTORIZAÇÃO PARA NEGOCIAÇÃO

As Pessoas Vinculadas poderão negociar Valores Mobiliários:

- (a) em todos os períodos nos quais não se apliquem as vedações contidas na Política, nos regimentos internos dos órgãos societários de que fizerem parte, ou na regulamentação aplicável;
- (b) no caso de negociações com Ações que estejam em tesouraria, vinculadas ao exercício de opção de compra, de acordo com plano de outorga de opção de compra de Ações que porventura venha a ser aprovado pela assembleia geral da Companhia, e no caso de eventuais recompras pela Sociedade de Ações ou de opções de compra de Ações vinculadas ao mesmo programa.

RESPONSABILIDADES

O Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores é o responsável pelo acompanhamento e execução da Política de Negociação, competindo-lhe o dever de informar às Pessoas Vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os períodos de vedação a negociação de Valores Mobiliários.

O Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores deverá fazer com que as Pessoas Vinculadas que sejam colaboradores da Companhia e de suas sociedades controladas firmem o Termo de Adesão a esta Política de Negociação, conforme modelo constante do Anexo I da Política de Negociação da Companhia, de forma a documentar a adesão aos seus termos.

As Pessoas Vinculadas que tenham acesso a informações privilegiadas têm o dever de guardar sigilo até a divulgação de tais informações por meio de Comunicação de Ato ou Fato Relevante feita pela Companhia nos termos da regulamentação aplicável, e de zelar para que seus subordinados hierárquicos e terceiros com quem mantenham contato que tenham tido acesso a informações privilegiadas também o façam.

As Pessoas Vinculadas deverão informar a espécie, a classe e a quantidade de Valores Mobiliários de que são titulares, bem como quaisquer alterações nessas posições. A comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e, por este, à Comissão de Valores Mobiliários e às Bolsas de Valores, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo II desta Política de Negociação, (i) imediatamente após a investidura no cargo e (ii) no prazo máximo de 10 (dez) dias após o último dia do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição no período.

Os Acionistas Controladores e os demais acionistas que elegerem membros do Conselho de Administração da Companhia deverão comunicar à Comissão de Valores Mobiliários e divulgar ao mercado quaisquer aquisições ou alienações de Participação Acionária Relevante, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo III desta Política de Negociação.

DISPOSIÇÕES GERAIS

As vedações desta Política de Negociação não se aplicam a negociações realizadas por fundos de investimento de que sejam cotistas as Pessoas Vinculadas, desde que (i) tais fundos não sejam exclusivos e (ii) as Pessoas Vinculadas não possam efetivamente influenciar a decisão de investimento do administrador ou gestor do fundo.

20.2 - Outras informações relevantes

Quaisquer alterações, aditamentos ou modificações dos termos desta Política de Negociação devem ser aprovadas pelo Conselho de Administração, reunido para deliberar sobre este fim.

Quaisquer casos omissos nesta Política de Negociação devem ser apreciados pelo Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores e, quando for o caso, encaminhados para o Conselho de Administração para serem aprovados.

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

21. Política de divulgação de informações

21.1 Descrever normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pelo emissor para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.

A política interna da Companhia para divulgação de ato ou fato relevante, além de estar em conformidade com a Instrução CVM n.º 358/2002, está alinhada com as melhores práticas e com os princípios de governança corporativa, dos quais se destacam transparência (*disclosure*), equidade, prestação de contas (*accountability*), e responsabilidade Corporativa.

Além disso, a Companhia possui um Comitê de Divulgação, cujo objetivo é garantir o cumprimento dos procedimentos para a divulgação de informações públicas e os controles internos dos processos de divulgação e de elaboração das informações a serem disponibilizadas pela CPFL Energia às Bolsas de Valores nas quais as ações da Companhia estejam listadas.

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes.

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pelo emissor, indicando os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas.

A CPFL Energia possui uma política de divulgação de ato ou fato relevante ou sobre os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de ato ou fato relevante ainda não divulgado ao mercado, em conformidade com a Instrução CVM n.º 358, que foi aprovada por seu Conselho de Administração, cujos acompanhamento e cumprimento são de responsabilidade do Comitê de Divulgação, órgão consultivo interno, de caráter não permanente.

De acordo com esta política interna para divulgação de ato ou fato relevante, considera-se relevante qualquer decisão de acionista controlador, deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da Companhia, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável:

- (i). na cotação dos valores mobiliários emitidos pela Companhia ou a eles referenciados;
- (ii). na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles valores mobiliários; ou
- (iii). na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos envirenses à condição de titular de valores mobiliários emitidos pela Companhia ou a eles referenciados.

Cumpra ao Diretor de Relações com Investidores o dever de divulgar e comunicar à CVM e a BM&FBOVESPA, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da Companhia, bem como zelar por sua ampla e imediata disseminação, simultaneamente em todos os mercados em que tais valores mobiliários sejam admitidos à negociação.

De acordo com a política interna da Companhia, a divulgação de qualquer ato ou fato relevante, deverá ser feita através de publicação nos jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela Companhia, podendo ser feita de forma resumida com indicação dos endereços na rede mundial de computadores, onde a informação completa deverá estar disponível a todos os investidores, em teor no mínimo idêntico àquele remetido à CVM e à BM&FBOVESPA.

Os acionistas controladores, diretores, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, têm o dever, conforme a política interna da Companhia, de comunicar expressamente, por escrito, qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento, ao Diretor de Relações com Investidores, que, em sendo o caso, promoverá sua divulgação.

As divulgações a serem feitas pelo Diretor de Relações com Investidores ocorrerão, sempre que possível, antes do início ou após o encerramento dos negócios nas bolsas de valores e entidades do mercado de balcão organizado em que os valores mobiliários de emissão da Companhia sejam admitidos à negociação.

A política interna da Companhia prevê a hipótese de que atos ou fatos relevantes podem, excepcionalmente, deixar de ser divulgados se os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação porá em risco interesse legítimo da Companhia. Neste sentido, os acionistas controladores, diretores, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, e os empregados da Companhia devem guardar sigilo das informações relativas ao ato ou fato relevante às quais tenham acesso privilegiado em razão do cargo ou posição que ocupam, até sua divulgação ao mercado, bem como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento.

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

Na hipótese da informação mantida sob sigilo escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociados dos valores mobiliários da Companhia ou a eles referenciados, os acionistas controladores e ou administradores deverão, diretamente ou através do Diretor de RI, divulgar imediatamente ao mercado tal ato ou fato relevante.

A não observância da política interna de divulgação poderá configurar transgressão às disposições previstas na Instrução CVM n.º 358/2002, podendo sujeitar o infrator às penas de: (i) advertência; (ii) suspensão do exercício do cargo; e (iii) inabilitação temporária até o máximo de 20 anos, para o exercício do cargo.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.

A responsabilidade pela divulgação de atos ou fatos relevantes é do Diretor de Relações com Investidores, função esta que, nos termos do Art. 18 do Estatuto Social da Companhia, é exercida pelo Diretor Vice-Presidente Financeiro.

O Comitê de Divulgação é composto pelo Diretor Presidente, pelos Diretores Vice-Presidentes, pelos Diretores não estatutários, pelos Assessores da Diretoria Executiva e Gerentes de Departamento indicados pelo Presidente do Comitê, que exercem seus cargos por prazo indeterminado.

O Comitê de Divulgação tem um Presidente, um Vice-Presidente e um Secretário-Geral eleitos pelo voto da maioria de seus integrantes na primeira reunião que ocorrer após a sua constituição.

O Presidente do Comitê será substituído, nos seus impedimentos temporários, pelo Vice-Presidente ou, na falta deste, por outro Membro do Comitê por ele indicado e, não havendo indicação, por escolha dos demais Membros do Comitê.

No caso de vaga do cargo de Presidente, assumirá o Vice-Presidente, que permanecerá no cargo até que o Comitê eleja seu substituto.

No caso de vaga de qualquer um dos membros titulares ou suplentes do Comitê, seu substituto será indicado pelo Diretor Estatutário titular da área à qual esteja vinculado.

21.4 - Outras informações relevantes

21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações sobre políticas de divulgação que não tenham sido abrangidas anteriormente.

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor**22. Negócios extraordinários****22.1 Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor.**

Não houve nenhuma aquisição não enquadrada na operação normal nos negócios da Companhia.

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

22.2 Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor.

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

22.3 Identificar os contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

Não há contratos relevantes que não estejam diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

22.4 - Outras informações relevantes

22.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não houve negócios extraordinários nos últimos três exercícios sociais.