

Resultados 1T14

08 de Maio de 2014



Índice

Destaques do trimestre.....	3
Eventos recentes.....	4
Portfólio em operação.....	4
Portfólio contratado – projetos em andamento	5
Condições gerais de geração	6
Produção de energia	8
Desempenho econômico e financeiro.....	11
Receita operacional líquida.....	11
Custos de geração de energia	14
Despesas gerais e administrativas	15
EBITDA	15
Resultado financeiro.....	16
Receitas financeiras	16
Despesas financeiras	17
Imposto de renda e contribuição social.....	17
Lucro (Prejuízo) líquido	17
Investimentos	18
Endividamento.....	19
Mercado de capitais	21
Composição acionária.....	22
Anexo I – Parque gerador em operação.....	24
Pequenas Centrais Hidrelétricas	24
Parques Eólicos	25
Usinas de Biomassa	26
Usina Solar	26

São Paulo, 08 de maio de 2014 – A CPFL Energias Renováveis S.A. anunciou hoje os resultados referentes ao 1T14. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação societária aplicável.

“No 1º trimestre de 2014, a CPFL Renováveis adicionou 134 MW de energia eólica ao seu portfólio de ativos em operação - que atingiu 1,4 GW – após o início da geração comercial do Complexo Atlântica e da conclusão da aquisição dos parques eólicos de Rosa dos Ventos. Tais empreendimentos contribuíram para o crescimento de 26% da receita líquida na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior. Por outro lado, o cenário hidrológico desfavorável e a alteração no cronograma de obras resultaram em despesas com compras extraordinárias de energia com efeito negativo no Ebitda da Companhia, que totalizou R\$ 119 milhões no período.

Além disto, a Companhia concluiu, em abril, a 2ª oferta pública de debêntures no valor de R\$ 300 milhões com objetivo de fortalecer o caixa da Companhia e dar continuidade ao seu plano de investimentos.”

Andre Dorf - Presidente

Destaques do trimestre

1. Conclusão da aquisição da Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. (“Rosa dos Ventos”), proprietária dos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato, com capacidade total de 13,7 MW - em 27 de fevereiro de 2014. Consequentemente, os resultados econômico-financeiros da Rosa dos Ventos passaram a ser consolidados na CPFL Renováveis a partir do dia 01 de março de 2014;
2. Entrada em operação comercial do último parque que completa o Complexo eólico Atlântica, que totaliza 120,0 MW de capacidade no Rio Grande do Sul, no dia 22 de março de 2014;
3. Entrada em operação comercial dos parques eólicos do Complexo Santa Clara, sendo 118 MW a partir de 29 de março e 70 MW a partir de 03 de abril, quando a energia produzida por essas usinas passou a estar disponível ao sistema, em sua totalidade. É importante mencionar que desde julho de 2012, por serem considerados pela ANEEL como aptos, os parques eólicos de Santa Clara passaram a ter direito à receita conforme previsto nas regras do leilão de energia de reserva (LER) 2009.
4. A capacidade em operação da Companhia alcançou 1.416,8 MW (+ 22,9% vs 1T13), distribuídos em 66 usinas ao final do 1T14;
5. A Receita líquida atingiu R\$ 288,9 milhões no 1T14 (+26,2% vs 1T13);
6. O EBITDA totalizou R\$ 119,3 milhões no 1T14 (-15,0% vs. 1T13), negativamente afetado pelas compras extraordinárias de energia para o atendimento aos contratos. Desconsiderando as compras extraordinárias, o EBITDA teria sido de R\$ 191,4 milhões no 1T14, com margem de 66,2%;
7. Sólida situação de liquidez financeira, com caixa de R\$ 848,7 milhões no 1T14, incluindo as contas reservas; e
8. Continuidade dos trabalhos de *due diligence* relativos ao acordo de associação com a DESA.

Indicadores Econômicos e Operacionais (R\$ mil)	1T14	1T13	1T14 vs 1T13
Demonstrativo de Resultados			
Receita Líquida	288.908	228.986	26,2%
EBITDA ⁽¹⁾	119.273	140.313	-15,0%
Margem EBITDA	41,3%	61,3%	-20.0 p.p
(Prejuízo) Lucro Líquido	(54.325)	(15.156)	n.a
Margem Líquida	-18,8%	-6,6%	n.a
Investimentos	31.351	293.622	-89,3%
Indicadores Operacionais			
Número de funcionários	327	328	-0,3%
Capacidade em operação (MW)	1.417	1.153	22,9%
# usinas/ parques em operação	66	57	15,8%
Energia contratada (MWmédios) ⁽²⁾	606	500	21,2%

(1) O EBITDA corresponde ao lucro líquido antes: (i) das despesas de depreciação e amortização; (ii) do imposto de renda e contribuição social (tributos federais sobre a renda); e (iii) do resultado financeiro, conforme Instrução CVM Nº 527, de 04 de outubro de 2012.

(2) Energia contratada dos projetos em operação.

Eventos recentes

1. Conclusão de oferta pública de distribuição da 2ª emissão de debêntures simples – não conversíveis - no valor total de R\$ 300 milhões, com prazo de 7 anos, no dia 01 de abril de 2014;
2. Aprovações do CADE e ANEEL relativas à associação com DESA que foram obtidas em 28 de abril de 2014 e 06 de maio de 2014, respectivamente.
3. Conclusão física das obras do Complexo Macacos, aguardando declaração de “apto” pela ANEEL.

Portfólio em operação

No 1T14, o parque gerador da CPFL Renováveis atingiu 1.416,8 MW de capacidade em operação nas quatro fontes de energia renovável em que a Companhia atua. Em relação ao 1T13, o crescimento foi de 22,9%, devido aos seguintes fatores:

1. Conclusão da aquisição dos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato (Rosa dos Ventos), com 13,7 MW de capacidade no Ceará - em fevereiro de 2014; e
2. Entrada em operação do último parque que completa o Complexo eólico Atlântica, com 120,0 MW de capacidade no Rio Grande do Sul - em março de 2014.

No encerramento do 1T14, a capacidade da Companhia, estava distribuída da seguinte forma:

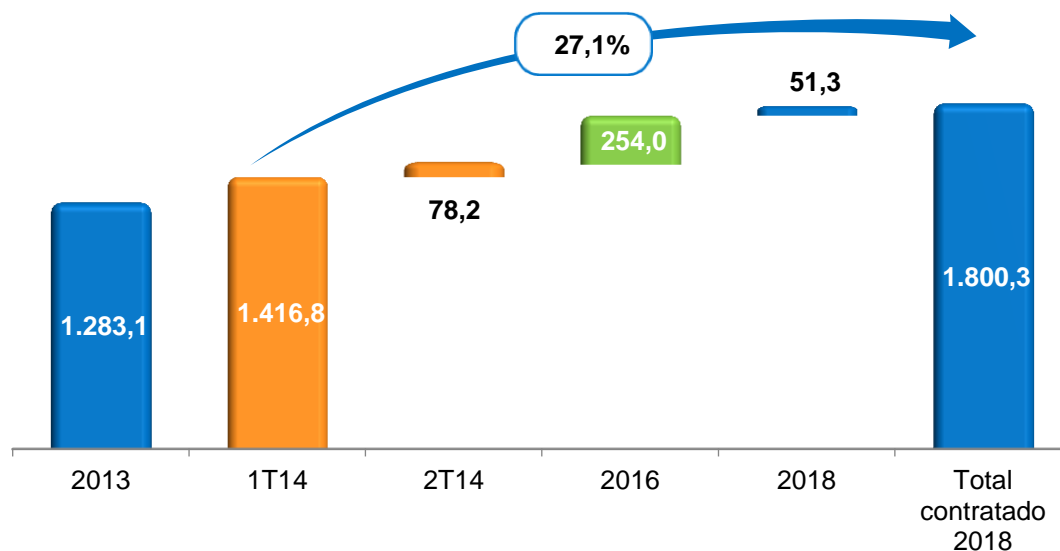
Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de usinas e parques
Pequenas Centrais Hidrelétricas	326,6	35
Parques eólicos	719,2	22
Usinas de biomassa	370,0	8
Usina solar	1,1	1
Total em Operação	1.416,8	66

Portfólio contratado – projetos em andamento

Parques eólicos

Projeto	Fonte	U.F.	Localização	Capacidade (MW)	Entrada em operação
Complexo Macacos I	EOL	RN	João Câmara	78,2	2T14
Complexo Campo dos Ventos	EOL	RN	João Câmara	82,0	1S16
Complexo São Benedito	EOL	RN	João Câmara	172,0	2S16
Complexo Pedra Cheirosa	EOL	CE	Itarema	51,3	1S18
Total EOL em andamento				383,5	

Evolução do portfólio contratado até 2018



Condições gerais de geração

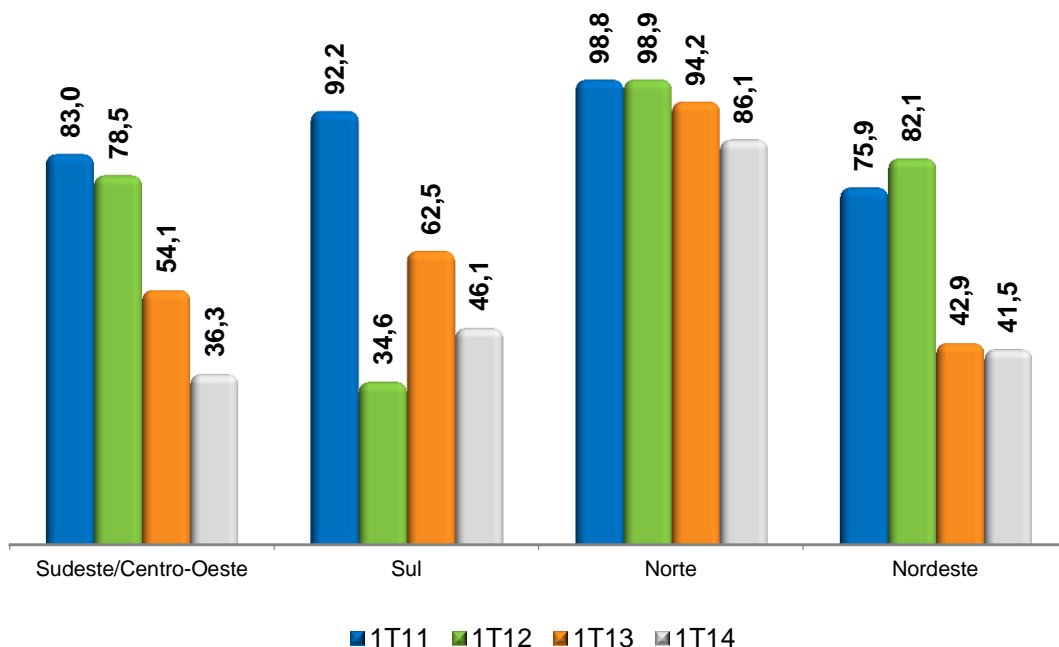
Fonte hídrica

As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) são usinas de pequeno porte, com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW e área de reservatório inferior a 3 quilômetros quadrados, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Por conta de suas características distintas e diferenças em relação às grandes usinas, esse tipo de empreendimento representa uma opção adequada para complementar a matriz elétrica brasileira, atualmente com 68%¹ da capacidade instalada baseada no aproveitamento hidrelétrico.

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, apresentou no início de 2014 um dos piores regimes de chuvas registrado desde 1931, em pleno período chuvoso. Esse evento foi o principal motivo para a queda verificada da energia armazenada no 1T14 em relação aos mesmos períodos dos anos anteriores, apesar da maior geração térmica no período. Na região Sul, região que historicamente apresenta maior variabilidade hidrológica, o 1T14 caracterizou-se por boas afluências, permitindo que a situação se mantivesse praticamente estável em relação ao 1T13.

Vale mencionar que, a geração das PCHs na região Sudeste/Centro-Oeste costuma ser maior nos 4º e nos 1º trimestres em razão do período de chuvas na região, entretanto neste início de ano a incidência de chuvas foi atípica. Já na região Sul a geração de energia é maior historicamente no 2º e no 3º trimestres.

O gráfico abaixo mostra o armazenamento dos reservatórios nos últimos 3 anos por região.



Fonte: ONS

¹ De acordo com o BIG (ANEEL)

No que diz respeito a apuração das receitas provenientes das PCHs, vale mencionar que a contabilização é consequência da garantia física de cada usina, sazonalizada e registrada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”). A diferença entre a energia gerada e a garantia física é coberta pelo Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”). A quantidade de energia gerada, acima ou abaixo da garantia física é valorada por uma tarifa denominada de Tarifa de Energia de Otimização (“TEO”), que cobre somente os custos variáveis de operação e manutenção das usinas. A TEO é reajustada anualmente, em 2013 foi de R\$ 10,01/MWh e em 2014 passou para R\$ 10,54/MWh. Esta receita ou despesa adicional é mensalmente contabilizada para cada gerador. Por fim, caso as usinas do MRE não gerem o somatório das garantias físicas, por condições hidrológicas desfavoráveis, todas as usinas rateiam a diferença valorada pelo Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”). Este efeito é definido como GSF (“*Generation Scaling Factor*”).

Fonte eólica

Nos últimos anos, a geração de energia a partir da fonte eólica no Brasil tem apresentado crescimento expressivo. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) em 31 de março de 2014, a capacidade instalada dos parques eólicos no País alcançou 4,1 GW e está distribuída em 172 parques eólicos. Desse total, 2,9 GW está em operação comercial.

A operação dos parques eólicos oscila em função da velocidade média dos ventos. Na região nordeste do Brasil, a menor velocidade média dos ventos faz com que os parques eólicos apresentem menores volumes de geração no 1º e 2º trimestres do que no 3º e 4º trimestres. Consequentemente, como o reconhecimento das receitas das usinas eólicas segue a geração efetiva dessas usinas, observa-se o mesmo efeito sazonal em suas receitas, fazendo com que, de forma geral, o primeiro semestre do ano seja um período com menores receitas do que o segundo para esses ativos.

Vale observar ainda que cada parque eólico tem seu fator de capacidade certificado, que considera principalmente as características do vento medido na região e do projeto propriamente dito. O volume de energia que pode ser negociado nos projetos eólicos depende do fator de capacidade certificado para referido projeto. Além disto, um projeto eólico só pode vender sua energia através dos leilões regulados de energia nova se o cálculo para determinação do fator de capacidade tiver considerado pelo menos 3 anos de medição de vento. Logo, a eficiência dos parques pode ser medida pela comparação do fator de capacidade certificado com a geração efetiva do ativo, considerando a geração de períodos de 12 meses, intervalo necessário para que as variações da sazonalidade dos ventos ao longo do ano sejam capturadas.

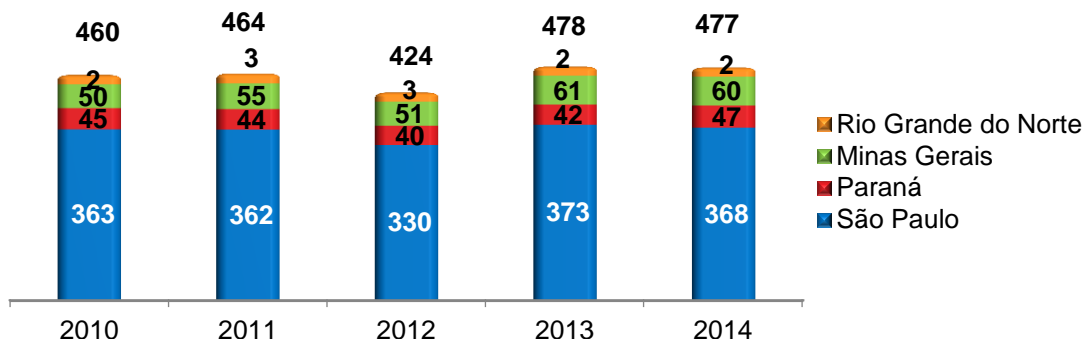
Fonte biomassa

A produção de energia através da biomassa é considerada uma alternativa interessante para a diversificação da matriz energética dos países em substituição aos combustíveis fósseis, como petróleo e carvão.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) projeta uma crescente necessidade de processamento de cana-de-açúcar no Brasil para atender a evolução das demandas de etanol e açúcar, com conseqüente incremento na produção de bagaço. Além disto, vale destacar que o aproveitamento do bagaço para a queima em centrais de cogeração representa por si só uma evolução, pois transformou um antigo passivo ambiental das usinas sucroalcooleiras - a dificuldade em se encontrar uma destinação apropriada para esse resíduo – em fonte de geração de energia renovável.

O gráfico a seguir apresenta o histórico da safra nos estados em que a Companhia atua:

Histórico da safra da cana de açúcar por estado (milhões de toneladas)



Fonte: Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), Estimativa de abril/2014.

A safra da cana-de-açúcar na região Sudeste tem seu início em abril e seu término em novembro. Já a safra da região Nordeste tem seu ciclo de produção entre agosto e março do ano seguinte.

É importante mencionar que o reconhecimento das receitas das usinas termelétricas movidas a biomassa segue a geração efetiva dessas usinas. Portanto, observa-se o mesmo efeito sazonal em suas receitas, fazendo com que, de forma geral, o primeiro semestre do ano seja um período com menores receitas do que o segundo para esses ativos.

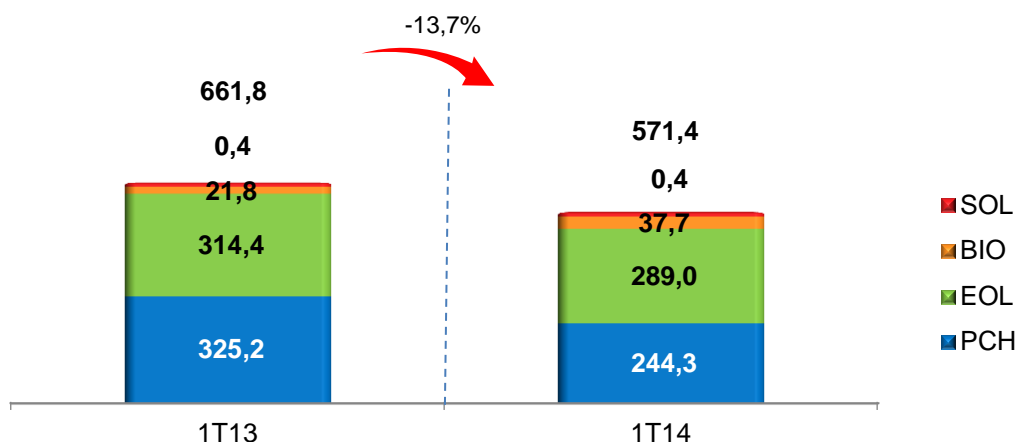
Produção de energia

No 1T14, a CPFL Renováveis gerou 571.4 GWh de energia, uma redução de 13.7% em relação ao 1T13. Esse desempenho reflete basicamente os seguintes fatores:

- (i) Pior condição hidrológica no 1T14 afetando a geração de energia das PCHs localizadas na região Sudeste/ Centro-Oeste;
- (ii) Velocidade dos ventos no 1T13 acima da média para o período, o que não se repetiu no 1T14. Porém, a Companhia manteve a geração certificada maior em ambos os períodos de comparação;
- (iii) Antecipação da safra nas usinas à biomassa: Bio Coopcana e Bio Ipê;
- (iv) Entrada em operação do Complexo eólico Atlântica com 120 MW, cujo o início de operação comercial ocorreu em nov/13 e a conclusão em mar/2014; e
- (v) Conclusão da aquisição dos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato, com 13,7 MW, em fev/2014, com consolidação no resultado da Companhia a partir do mês de mar/14.

A produção por fonte encontra-se representada no gráfico a seguir:

Geração de Energia por fonte (GWh) ⁽¹⁾



(1) Os dados de geração de energia não consideram o Complexo eólico Santa Clara, cuja energia produzida passou a estar disponível ao sistema a partir de 29 de março de 2014 e o Parque eólico Campo dos Ventos II, que está apto para gerar energia e tem recebido a receita de seus contratos – pendente término da construção da ICG.

A geração de energia das PCH's teve uma redução de 24,9% no 1T14 em relação ao 1T13. Tal desempenho é explicado principalmente pela condição hidrológica desfavorável que impactou negativamente a energia natural afluyente² verificada nas regiões de maior atuação da Companhia no 1T14.

A geração de energia das usinas de biomassa apresentou um aumento de 72,5% no 1T14 em relação ao 1T13. Esse incremento é explicado, principalmente, pela entrada em operação da Bio Coopcana (set/2013) que gerou energia em março de 2014 por antecipação da safra, fator esse que beneficiou também a geração da Bio Ipê.

A geração de energia dos parques eólicos atingiram 289,0 GWh no 1T14, 8,1% inferior ao 1T13 (314,4 GWh). Tanto no 1T14 quanto no 1T13 a geração foi superior a energia certificada sazonalizada para tais períodos. No entanto, no 1T13 a velocidade média dos ventos foi bem superior à média histórica, o que explica a maior geração na comparação com 1T14. Este item foi parcialmente compensado pela entrada em operação comercial do Complexo eólico Atlântica e a conclusão da aquisição de Rosa dos Ventos.

Abaixo está o histórico de geração efetiva dos projetos eólicos da CPFL Renováveis. A taxa de eficiência média da Companhia totalizou 96,3% e 105,2% nos últimos 12 e 24 meses, respectivamente. As manutenções preventivas nos equipamentos e na linha de transmissão realizadas no 2º semestre de 2013 impactaram as taxas de eficiência, entretanto, não houve impacto no atendimento dos contratos.

Parque Eólico	Fator de capacidade Certificado P50 (3)	Fator de capacidade real últimos 12 meses (3)	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	38,8%	37,1%	95,7%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	40,0%	38,9%	97,2%

² Energia Natural Afluyente (ENA) é a energia que pode ser produzida a partir das vazões naturais afluentes aos reservatórios.

Total	39,3%	37,9%	96,3%
--------------	--------------	--------------	--------------

Parque Eólico	Fator de capacidade Certificado (3)	Fator de capacidade real últimos 24 meses (3)	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	38,8%	40,4%	104,1%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	40,0%	42,7%	106,6%
Total	39,3%	41,4%	105,2%

⁽¹⁾ Complexo SIIF é formado pelos Parques eólicos Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho e Praia Formosa.

⁽²⁾ Complexo Bons Ventos é formado pelos Parques Enacel, Bons Ventos, Taíba Albatroz e Canoa Quebrada.

⁽³⁾ O Fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50, estimada em 2,5%.

O Complexo eólico Atlântica, os parques eólicos de Rosa dos Ventos e o Complexo eólico Santa Clara não estão sendo considerados na tabela acima pelo fato de não terem histórico de no mínimo doze meses, o que pode distorcer a análise do fator de capacidade e a taxa eficiência da Companhia.

Vale mencionar ainda que o Parque Eólico Campo dos Ventos II, com 30 MW, já está apto a gerar energia e têm recebido a receita correspondente ao faturamento contratado no Leilão de Energia de Reserva (LER) 2010, ainda que o término da construção da ICG (Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada) esteja pendente.

Finalmente, é importante destacar que o portfólio de ativos da CPFL Renováveis é diversificado tanto em termos de fontes como em localização geográfica. Essa característica é relevante, pois minimiza os efeitos das sazonalidades, que variam de acordo com a fonte renovável e também com a localização geográfica de cada um dos ativos. A descrição do portfólio em operação está detalhada no [Anexo I](#) deste documento.

Desempenho econômico e financeiro

Demonstração de Resultado (R\$ mil)	1T14	1T13	1T14 vs 1T13
Receita operacional líquida	288.908	228.986	26,2%
Custo de geração de energia elétrica	(214.570)	(115.145)	86,3%
Lucro Bruto	74.338	113.841	-34,7%
Despesas gerais e administrativas	(22.396)	(25.551)	-12,3%
Amortização do direito de exploração	(32.545)	(32.007)	1,7%
Depreciação e amortização	(694)	(635)	9,3%
Lucro operacional	18.703	55.648	-66,4%
Resultado Financeiro	(68.206)	(65.672)	3,9%
IR e CS	(4.822)	(5.132)	-6,0%
(Prejuízo) Lucro líquido	(54.325)	(15.156)	-
Margem líquida	-18,8%	-6,6%	-12.2 p.p
EBITDA	119.273	140.313	-15,0%
Margem EBITDA	41,3%	61,3%	-20.0 p.p
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	191.373	172.713	10,8%
Margem EBITDA Ajustada ⁽¹⁾	66,2%	75,4%	-9.2 p.p

(1) Exclui os itens extraordinários: encargos de GSF e compra de energia para suprir lastro de contratos.

Receita operacional líquida

A receita líquida foi de R\$ 288,9 milhões no 1T14, montante 26,2% superior ao 1T13. Tal crescimento é explicado basicamente pelos seguintes fatores:

- (i) Início da vigência dos contratos de venda dos seguintes projetos no decorrer de 2013: Bio Coopcana e Bio Alvorada (maio/2013), Campo dos Ventos II (setembro/2013) e Complexo eólico Atlântica (novembro/2013); Sendo que para Bio Coopcana e Bio Alvorada houve um venda adicional de energia (sazonalidade) com igual efeito na compra.
- (ii) Conclusão da aquisição de Rosa dos Ventos, com consolidação no resultado econômico-financeiro da Companhia a partir do mês de março/14; e
- (iii) Reajuste anual dos contratos com base no IGP-M ou IPCA que ocorreram ao longo dos últimos 12 meses.

O preço médio de venda de energia foi de R\$ 222,0/MWh em 31 de março de 2014, 0,9% superior ao apurado em 31 de março de 2013 (R\$ 220,0/MWh).

É importante lembrar que o Complexo eólico Atlântica auferiu receita a partir do início dos contratos de venda, entretanto os cronogramas de conclusão de obras sofreram alterações e a entrada em operação do último parque do complexo ocorreu no mês de março. Portanto, a contribuição de tais parques na geração de energia ocorreu de forma gradual. Consequentemente, a Companhia efetuou compras extraordinárias de energia para suprir o lastro de tais contratos. Além disso, Santa Clara e Campo dos Ventos II têm direito à receita por serem considerados aptos a operar pela ANEEL, mas não geraram energia no período, pois o término da construção da ICG ainda não havia ocorrido. É

importante observar que, no caso do Complexo eólico Santa Clara, a energia produzida passou a estar disponível ao sistema interligado nacional a partir de 29 de março de 2014.

A tabela abaixo mostra a distribuição da receita líquida por tipo de contrato:

Receita líquida por tipo de contrato (R\$ mil)	1T14	1T13	1T14 vs 1T13
Mercado regulado	187.572	147.699	27,0%
CCEAR	43.382	23.060	88,1%
CER	33.527	28.081	19,4%
Proinfa	110.663	96.558	14,6%
Mercado livre	101.336	81.287	24,7%
Total receita líquida	288.908	228.986	26,2%

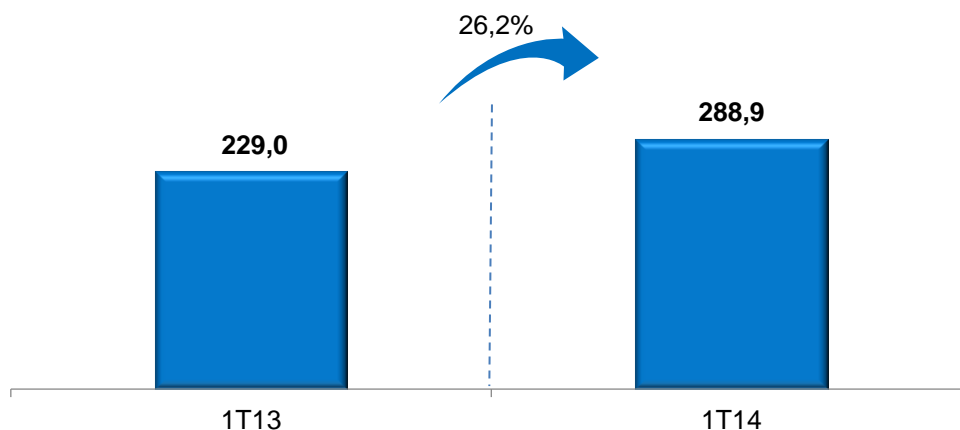
No 1T14 os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) apresentaram um acréscimo de receita de 88,1% em relação ao 1T13 devido, principalmente, ao início do faturamento por contrato de disponibilidade do Complexo eólico Atlântica em novembro de 2013 (94 GWh no 1T14).

A elevação de 19,4% na receita advinda de Contratos de Energia de Reserva (CER), em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, é explicada pelo início da vigência do contrato de venda de energia do parque eólico Campo dos Ventos II em setembro de 2013 (31 GWh no 1T14).

Os contratos do mercado livre geraram um acréscimo na receita de 24,7% nesse trimestre devido, principalmente, ao suprimento dos contratos de venda de Bio Coopcana e Bio Alvorada no período (22 GWh).

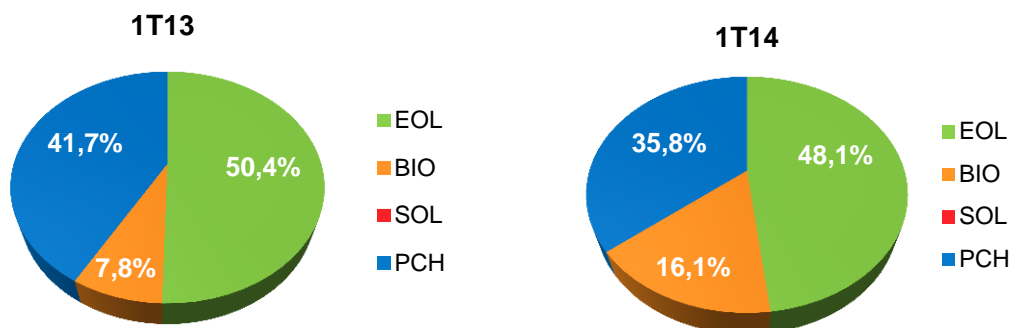
Nos contratos do Proinfa, a receita sofreu uma variação positiva de 14,6% no 1T14 em relação ao 1T13. Tal variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores: (i) correção dos contratos com base no IGP-M de aproximadamente 7,0% (últimos 12 meses); (ii) efeito negativo da perda de receita por conta do GSF de R\$ 2,2 milhões relativos ao 1T13; e (iii) contabilização da energia gerada por Rosa dos Ventos a partir de março de 2014.

Evolução da receita líquida (R\$ MM)



O gráfico abaixo mostra a composição da receita por fonte:

Receita líquida por fonte¹



(1) Em ambos os trimestres representados no gráfico acima, a participação da fonte solar é de 0,03%.

Custos de geração de energia

Custos de geração (R\$ mil)	1T14	1T13	1T14 vs 1T13
Custo de compra de energia	(115.151)	(32.976)	249,2%
Encargos de uso de sistema	(11.847)	(10.233)	15,8%
Depreciação e amortização	(67.331)	(52.023)	29,4%
PMSO ⁽¹⁾	(20.241)	(19.913)	1,6%
Total dos Custos	(214.570)	(115.145)	86,3%

1) Pessoal, material, serviços de terceiros das operações e outros

O custo de compra de energia passou de R\$ 33,0 milhões no 1T13 para R\$ 115,2 milhões no 1T14. Esse custo no 1T14 deve-se, basicamente, pelos seguintes gastos extraordinários:

- compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia do Complexo eólico Atlântica que sofreu alterações de cronograma de obras e o último parque entrou em operação comercial em março de 2014, no montante de R\$ 26,4 milhões no 1T14;
- compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de 3 PCHs que, em 2014, não fazem parte do MRE (PCHs Três Saltos, Americana e Socorro), totalizando um custo adicional de R\$ 39,2 milhões. Tal necessidade de compra deve-se à hidrologia desfavorável, o que impactou a geração de energia dessas usinas; e
- aplicação do GSF - conceito explicado na sessão "Produção de Energia" - no valor de R\$ 6,5 milhões no 1T14, versus R\$ 32,4 milhões no 1T13. As condições hidrológicas desfavoráveis no início do ano de 2014 e de 2013 ocasionaram a aplicação do GSF e, conseqüentemente, a necessidade de compra de energia por diversos geradores participantes do MRE.

Adicionalmente, nesse trimestre ocorreu também um maior volume de energia comprada para atender a sazonalização dos contratos de venda de energia no valor de R\$ 34,8 milhões.

Cabe ressaltar também o expressivo aumento do PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste que passou de R\$ 322,75/MWh no 1T13 para R\$ 674,63/MWh no 1T14, com conseqüentemente efeito na compra de energia.

No 1T14, o custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 11,8 milhões, 15,8% superior ao 1T13. Essa elevação deve-se basicamente à entrada em operação comercial de novos ativos nos últimos 12 meses e à conclusão da aquisição dos parques eólicos de Rosas de Ventos.

O custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 67,3 milhões no 1T14, 29,4% superior ao registrado no 1T13. Essa variação é explicada, principalmente, pela combinação dos seguintes efeitos: (i) o aumento de R\$ 7,1 milhões pela depreciação dos ativos que entraram em operação no ano de 2013; e (ii) o acréscimo proveniente da revisão da vida útil dos ativos, com efeito de R\$ 5,3 milhões. Tal revisão teve efeito no exercício social de 2013, porém foi reconhecida apenas no 4T13.

Despesas gerais e administrativas

Despesas G&A (R\$ mil)	1T14	1T13	1T14 vs 1T13
Despesas com pessoal	(12.438)	(13.047)	-4,7%
Serviços de terceiros	(8.746)	(10.323)	-15,3%
Depreciação	(694)	(635)	9,3%
Amortização do direito de exploração	(32.545)	(32.007)	1,7%
Outros	(1.212)	(2.181)	-44,4%
Total das despesas G&A	(55.635)	(58.193)	-4,4%

As despesas gerais e administrativas apresentaram uma redução de R\$ 2,6 milhões ou 4,4% no 1T14 em relação ao 1T13, influenciadas, basicamente, pelos seguintes itens:

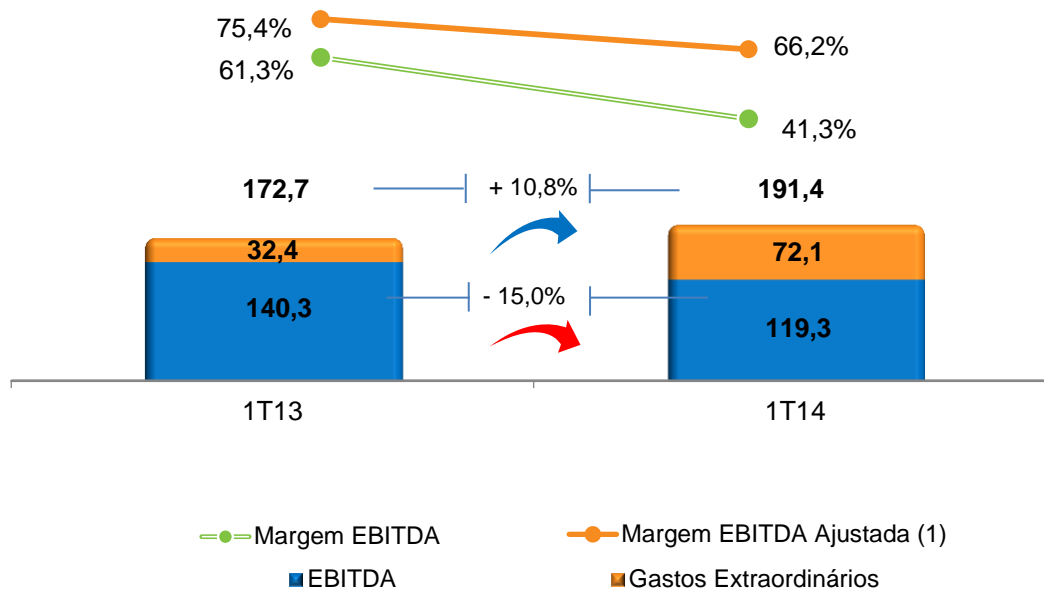
- (i) decréscimo nas despesas com serviços de terceiros, principalmente, naquelas relacionadas a gastos com consultorias no valor de R\$ 1,2 milhão; e
- (ii) redução na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa de agentes que foram desligados da CCEE, no valor de R\$ 1,6 milhão, registrada no 1T13 e que não se repetiu no 1T14, lançada na linha "Outros".

EBITDA

No 1T14 a CPFL Renováveis registrou EBITDA de R\$ 119,3 milhões, com margem de 41,3%, representando um decréscimo de 15,0% em relação ao 1T13 (R\$ 140,3 milhões). A redução do EBITDA deve-se ao maior custo com compra de energia, conforme explicado anteriormente.

Desconsiderando os efeitos (i) da compra extraordinária de energia para suprir lastro no 1T14; (ii) da compra energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE por não terem gerado energia no 1T14; e (iii) das despesas com GSF incorridas no 1T13 e 1T14, a Companhia apresentaria um EBITDA de R\$ 191,4 milhões no 1T14, com margem de 66,2%. Este montante comparado ao EBITDA ajustado de R\$ 172,7 milhões no 1T13, com margem de 75,4%, representa uma elevação do EBITDA de 10,8% entre os períodos comparados.

Evolução do EBITDA e do EBITDA ajustado (R\$ MM)



Resultado financeiro

Composição do Resultado Financeiro (R\$ mil)	1T14	1T13	1T14 vs 1T13
Receitas Financeiras	19.491	9.557	103,9%
Receita de aplicação financeira	17.264	8.014	115,4%
Outras receitas	2.227	1.543	44,3%
Despesas Financeiras	(87.697)	(75.229)	16,6%
Juros de empréstimos e debentures	(94.540)	(79.253)	19,3%
Juros capitalizados no imobilizado	10.668	8.769	21,7%
Outras despesas financeiras	(3.825)	(4.745)	-19,4%
Resultado Financeiro	(68.206)	(65.672)	3,9%

Receitas financeiras

Em 31 de março de 2014, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 848,7 milhões ante R\$ 537,7 milhões em 31 de março de 2013.

As receitas financeiras totalizaram R\$ 19,5 milhões no 1T14, montante R\$ 9,9 milhões superior ao 1T13 (R\$ 9,6 milhões). Essa elevação é explicada pelo maior saldo médio de caixa (R\$ 852,5 milhões

no 1T14 comparados a R\$ 616,5 milhões no 1T13) e pelo acréscimo do CDI médio (10,3% a.a. no 1T14 versus 7,0% a.a. no 1T13).

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 87,7 milhões no 1T14, montante 16,6% superior ao 1T13 (R\$ 75,2 milhões) devido, principalmente, aos seguintes fatores:

- (i) a emissão de Notas Promissórias da CPFL Renováveis de R\$ 150 milhões em junho de 2013;
- (ii) despesas financeiras dos projetos concluídos em 2013, dado que antes da entrada em operação os juros eram capitalizados: Campos dos Ventos II, Bio Alvorada e Bio Coopcana e Complexo Eólico Atlântica;
- (iii) aumento do CDI médio (10,3% a.a. no 1T14 versus 7,0% a.a. no 1T13); e
- (iv) assunção de dívidas proveniente da aquisição de Rosas dos Ventos.

O acelerado crescimento do portfólio de ativos da Companhia é naturalmente associado a dívidas de longo prazo que, na medida em que as novas capacidades entram em operação ou que as aquisições passam a ser consolidadas na CPFL Renováveis, incrementam sua despesa financeira, afetando seus resultados líquidos. Por outro lado, o crescimento do portfólio também proporciona aumento da geração de caixa operacional da Companhia.

O resultado financeiro da CPFL Renováveis correspondeu à uma despesa financeira líquida de R\$ 68,2 milhões no 1T14, elevação de 3,9% em relação ao 1T13 (R\$ 65,7 milhões).

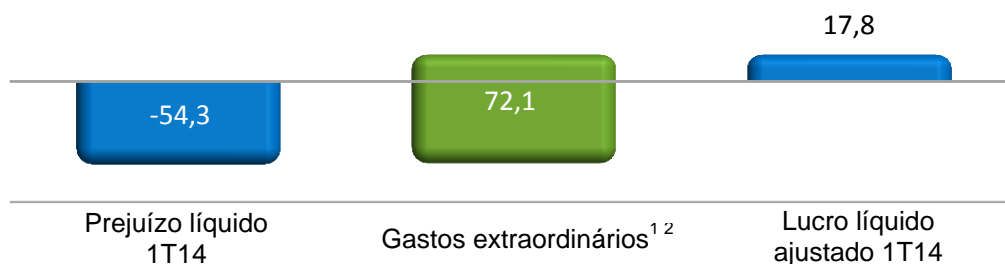
Imposto de renda e contribuição social

A Companhia adota o regime de tributação com base no lucro presumido para apuração do imposto de renda e da contribuição social para suas controladas em operação, com exceção das SPEs: Complexo eólico Atlântica, Bons Ventos, Formosa e Icaraizinho, que adotaram o regime de tributação com base no lucro real em função de ultrapassarem o limite de faturamento exigido por lei para enquadramento no lucro presumido que foi de R\$ 48 milhões para o exercício de 2013. Desde janeiro de 2014, o limite de faturamento para enquadramento no lucro presumido é de R\$ 78 milhões, o que permitiu a volta da SPE Chimay para este regime de tributação no 1T14.

Lucro (Prejuízo) líquido

A CPFL Renováveis registrou um prejuízo líquido de R\$ 54,3 milhões no 1T14 ante a um prejuízo líquido de R\$ 15,2 milhões no 1T13. Desconsiderando os gastos extraordinários (compra de energia) de R\$ 72,1 milhões no 1T14 e de R\$ 32,4 milhões no 1T13, os resultados dos períodos teriam sido um lucro líquido de R\$ 17,8 milhões no 1T14 ante um lucro líquido de R\$ 17,2 milhões no 1T13 (sem considerar eventuais efeitos de impostos).

Lucro (Prejuízo) líquido ajustado 1T14 (R\$ MM)



- 1) Considera os custos com compra de energia para suprir lastro dos projetos com atraso no cronograma, PCHs fora do MRE e GSF.
- 2) Não considera eventuais efeitos de impostos.

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 31,4 milhões no 1T14, montante R\$ 262,2 milhões abaixo do 1T13 (R\$ 293,6 milhões). A redução deve-se ao fato da Companhia ter concluído várias de suas obras no exercício de 2013. Os investimentos no 1T14 foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo.

Ativos que entraram em operação durante o 1T14:

Complexo Atlântica (Atlântica I, II, IV e V) - localizado no estado do Rio Grande do Sul, cuja entrada em operação ocorreu gradualmente de nov/13 até 22 de março de 2014. A potência é de 120 MW e a garantia física de 52,7 MW médios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010.

Projetos em andamento:

Complexo Macacos I (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas) - localizados no Estado do Rio Grande do Norte. A entrada em operação do Complexo está prevista para o 2T14. Os parques estão fisicamente concluídos e aguardam a declaração de "apto" pela ANEEL. A potência é de 78,2 MW e a garantia física é de 37,5 MW médios. A energia foi vendida no Leilão de Fontes Alternativas ocorrido em agosto de 2010.

Próximos projetos:

- (i) **Complexo Campo dos Ventos** (Campo dos Ventos I, III e V) - localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com entrada em operação prevista para o 1S16. A potência é de 82 MW e a garantia física de 40,2 MW médios. A energia foi vendida através de contrato de longo prazo no mercado livre.
- (ii) **Complexo São Benedito** (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, Santa Úrsula, São Domingos e Ventos de São Martinho) - localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com entrada em operação prevista para o 2S16. A potência é de

172 MW e a garantia física de 89,0 MW médios. A energia foi vendida através de contrato de longo prazo no mercado livre.

- (iii) **Complexo Pedra Cheirosa** (Pedra Cheirosa I e Pedra Cheirosa II) - localizados no Estado do Ceará, com entrada em operação prevista para o 1S18. A potência é de 51,3 MW e a garantia física de 26,1 MW médios. A energia foi vendida por meio do leilão A-5 realizado em dezembro de 2013.

Endividamento

A Companhia encerrou o 1T14 com endividamento total de R\$ 4.797,7 milhões, montante 10,4% superior ao 1T13. Sem considerar os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia apresentaram prazo médio de 6,4 anos e custo médio nominal de 8,3% a.a. (78,3% do CDI de 31 de março de 2014).

O maior endividamento deve-se à consolidação das dívidas da controlada Rosa dos Ventos, no valor de R\$ 34,9 milhões e às captações realizadas, nos últimos 12 meses, em sua grande parte para fazer frente aos investimentos necessários para a construção do Complexo Macacos, Campo dos Ventos II, Complexo eólico de Atlântica, Bio Alvorada e Bio Coopcana, sendo as principais:

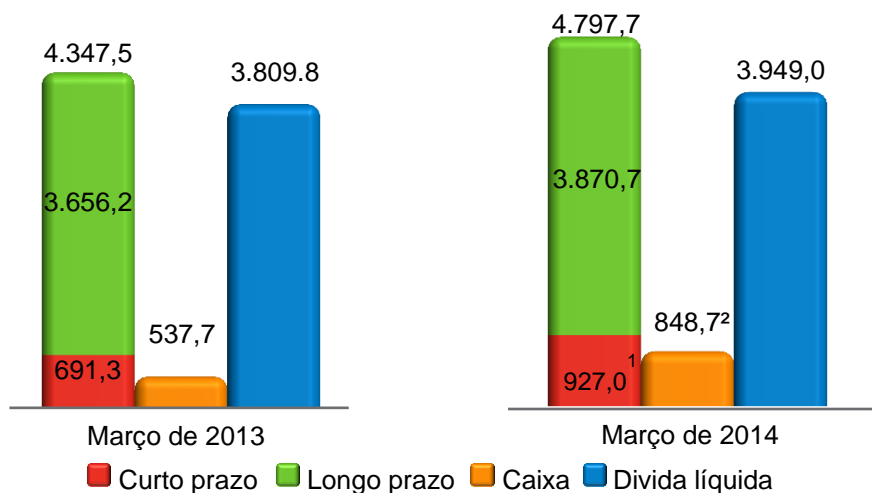
- (i) R\$ 59,9 milhões referentes ao empréstimo ponte do Complexo Macacos junto ao BNDES ao custo de TJ6 + 3,02% a.a.;
- (ii) R\$ 260 milhões referentes ao empréstimo ponte do Complexo Atlântica junto ao BNDES ao custo de TJLP/TJ6 + 3,02% a.a.;
- (iii) R\$ 35 milhões referentes ao empréstimo ponte do Projeto Campos dos Ventos II junto ao Banco Itaú BBA ao custo de CDI + 1,05% a.a.;
- (iv) R\$ 150 milhões referentes à nota promissória da CPFL Renováveis, emitida junto ao Itaú BBA, ao custo de 105% CDI;
- (v) R\$ 75,6 milhões referentes aos financiamentos de Salto Góes, Bio Alvorada e Bio Coopcana junto ao BNDES;
- (vi) R\$ 237,9 milhões referentes ao financiamento de longo prazo do Complexo de Macacos junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,18% a.a.; e
- (vii) R\$ 95,5 milhões referentes ao financiamento de longo prazo do Projeto Campo dos Ventos II junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,18% a.a..

Em relação às amortizações, destacamos os principais eventos ocorridos nos últimos 12 meses:

- (i) R\$ 92 milhões referentes à amortização parcial da nota promissória do Complexo Atlântica emitida junto ao Banco do Brasil;
- (ii) R\$ 56 milhões referentes ao resgate anual das ações preferenciais da T-15;
- (iii) R\$ 35 milhões referentes à quitação do empréstimo ponte do Projeto Campo dos Ventos II emitido com o banco Itaú BBA;
- (iv) R\$ 177 milhões referentes à amortização do empréstimo ponte do Complexo de Macacos emitido junto ao BNDES;
- (v) R\$ 24,8 milhões referentes ao resgate das ações preferencias de Alto Irani e Plano Alto; e
- (vi) R\$ 216,5 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

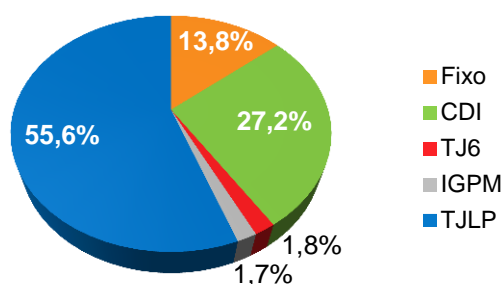
O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 3.949,0 milhões no 1T14, montante 3,7% superior ao 1T13.

Endividamento (R\$MM)

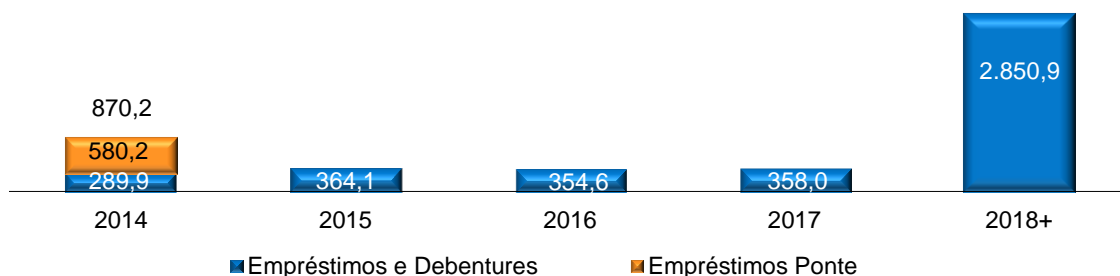


- (1) Inclui R\$ 580,2 MM de empréstimos ponte, os quais serão quitados com a captação de dívida de longo prazo.
 (2) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 132,2 MM no 1T14 (R\$ 127,4 MM no 1T13).

Divida por indexador

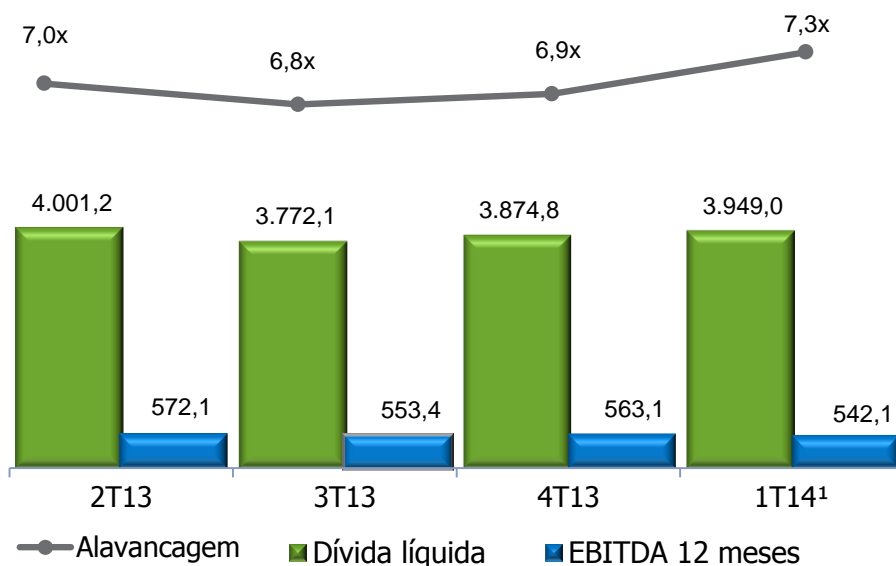


Cronograma de amortização da dívida



O saldo de empréstimos ponte, no valor de R\$ 580,2 milhões em 31 de março de 2014, refere-se a captações realizadas para projetos em construção que ainda não obtiveram os desembolsos de suas dívidas de longo prazo. Dessa forma, tal saldo será quitado quando da realização de tais desembolsos, com sua consequente migração para o longo prazo.

Divida líquida/EBITDA (R\$MM)



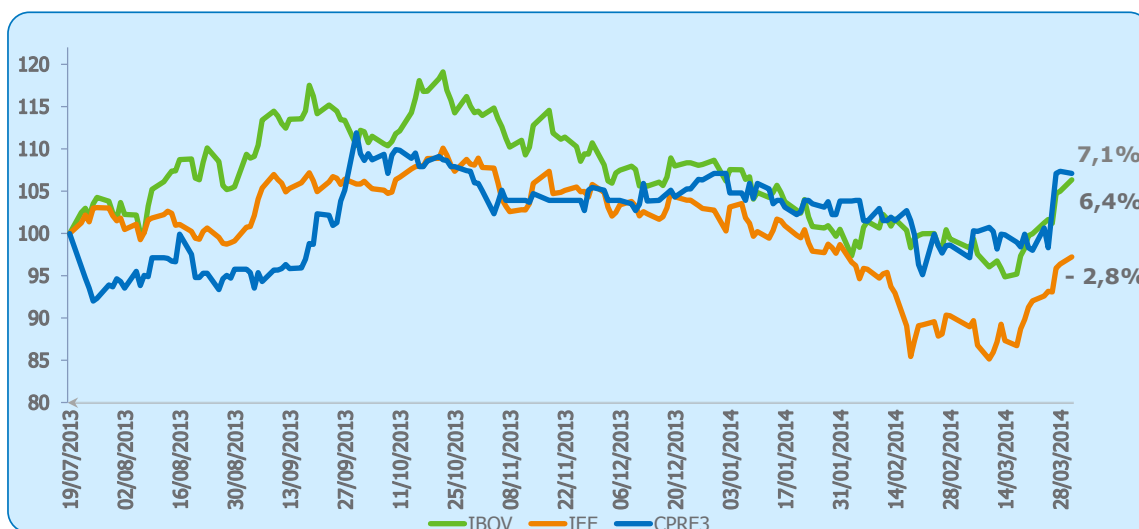
(1) O saldo de caixa considera o saldo em conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 132,2 MM no 1T14.

É importante reforçar que a Companhia, de acordo com a natureza de seu negócio, possui um portfólio relevante de usinas em construção, para o qual foi contraído um montante significativo em dívidas sem a contrapartida de EBITDA, que será gerado na medida em que os projetos entrarem em operação.

Mercado de capitais

As ações da CPRE3 tiveram valorização de 7,1% deste a abertura de capital da Companhia até o fechamento do pregão de 31 de março de 2014. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV), valorizou 6,4%, enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) desvalorizou 2,8%.

Desempenho desde o IPO até 31/03/2014 – base 100 em 19/07/2013



Composição acionária

Abaixo a demonstração da composição acionária atual da Companhia:



Contatos	Teleconferência	CPRE3
<p>Andre Dorf Presidente</p> <p>Marcelo Souza Diretor Financeiro e de Relações com Investidores</p> <p>Maria Carolina Gonçalves Superintendente de Relações com Investidores</p> <p>Luciana Silvestre Fonseca Analista de Relações com Investidores</p> <p>Priscila de Oliveira Analista de Relações com Investidores</p> <p>E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: 11- 3157-9305</p> <p>Assessoria de Imprensa RP1 Comunicação Empresarial E-mail: carolinamarcondes@rp1.com.br Telefone: 11-5501-4655</p>	<p>Teleconferência / webcast</p> <p>Data: 09 de maio de 2014 Horário: 11h00 (Horário de Brasília) 10h00 a.m (Eastern time)</p> <p><i>Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.</i></p> <p>Telefones para conexão: Brasil: (+55)11-4688-6361 EUA: +1 888 700 0802 Mundo: +1 786 924-6977</p> <p>Senha: CPFL Renováveis</p>	<p>Cotação de fechamento em 08/05/2014: R\$ 13,49</p> <p>Valor de Mercado:</p> <p>Reais R\$ 5,9 bilhões</p> <p>Dolar: USD: \$ 2,6 bilhões</p> 

Anexo I – Parque gerador em operação
Pequenas Centrais Hidrelétricas

Projeto	Fonte	U.F.	Localização	Capacidade Instalada (MW)
Americana	PCH	SP	Americana	30,0
Buritis	CGH	SP	Buritizal	0,8
Capão Preto	PCH	SP	São Carlos	4,3
Chibarro	PCH	SP	Araraquara	2,6
Dourados	PCH	SP	Nuporanga	10,8
Eloy Chaves	PCH	SP	Espirito Santo do Pinhal	18,8
Esmeril	PCH	SP	Patrocínio Paulista	5,0
Gavião Peixoto	PCH	SP	Gavião Peixoto	4,8
Jaguari	PCH	SP	Pedreira	11,8
Lençóis	PCH	SP	Macatuba	1,7
Monjolinho	CGH	SP	São Carlos	0,6
Pinhal	PCH	SP	Espirito Santo do Pinhal	6,8
Salto Grande	PCH	SP	Campinas	4,6
Santana	PCH	SP	São Carlos	4,3
São Joaquim	PCH	SP	Guará	8,1
Socorro	CGH	SP	Socorro	1,0
Três Saltos	CGH	SP	Torrinha	0,6
Alto Irani	PCH	SC	Arvoredo	21,0
Arvoredo	PCH	SC	Arvoredo e Xanxerê	13,0
Barra da Paciência	PCH	MG	Açucena e Gonzaga	23,0
Cocais Grande	PCH	MG	Antonio Dias	10,0
Corrente Grande	PCH	MG	Açucena e Gonzaga	14,0
Ninho da Águia	PCH	MG	Delfim Moreira	10,0
Paiol	PCH	MG	Frei Inocência e Mathias Lobato	20,0
Plano Alto	PCH	SC	Xavantina	16,0
São Gonçalo	PCH	MG	São Gonçalo do Rio Abaixo	11,0
Varginha	PCH	MG	Chalé e São José do Mantimento	9,0
Várzea Alegre	PCH	MG	Conceição de Ipanema	7,5
Andorinhas	CGH	RS	Bozano	0,5

Diamante	PCH	MT	Nortelândia	4,2
Guaporé	CGH	RS	Guaporé	0,7
Pirapó	CGH	RS	Roque Gonzales	0,8
Saltinho	CGH	RS	Muitos Capões	0,8
Santa Luzia	PCH	SC	São Domingos e Ipuaçú	28,5
Salto Góes	PCH	SC	Tangará	20,0
Total PCH em Operação				326,6

Parques Eólicos

	Projeto	Fonte	U.F.	Localização	Capacidade Instalada (MW)
Complexo SIF	Foz do Rio Choró	EOL	CE	Beberibe	25,2
	Paracuru	EOL	CE	Paracuru	25,2
	Icaraizinho	EOL	CE	Amontada	54,6
	Praia Formosa	EOL	CE	Camocim	105,0
Complexo Bons Ventos	Taíba Albatróz	EOL	CE	Taíba	16,8
	Enacel	EOL	CE	Aracati	31,5
	Canoa Quebrada	EOL	CE	Aracati	58,8
	Bons Ventos	EOL	CE	Aracati	50,4
Complexo Santa Clara	Santa Clara I	EOL	RN	Parazinho	30,0
	Santa Clara II	EOL	RN	Parazinho	30,0
	Santa Clara III	EOL	RN	Parazinho	30,0
	Santa Clara IV	EOL	RN	Parazinho	30,0
	Santa Clara V	EOL	RN	Parazinho	30,0
	Santa Clara VI	EOL	RN	Parazinho	30,0
	Eurus VI	EOL	RN	Parazinho	8,0
	Campo dos Ventos II	EOL	RN	João Câmara	30,0
Complexo Rosa dos Ventos	Canoa Quebrada	EOL	CE	Aracati	10,50
	Lagoa do Mato	EOL	CE	Aracati	3,20
Complexo Atlântica	Atlântica I	EOL	RS	Palmares do Sul	30,0
	Atlântica II	EOL	RS	Palmares do Sul	30,0
	Atlântica IV	EOL	RS	Palmares do Sul	30,0
	Atlântica V	EOL	RS	Palmares do Sul	30,0

Total EOL em Operação
719,2
Usinas de Biomassa

Projeto	Fonte	U.F.	Localização	Capacidade Instalada (MW)
Baía Formosa	BIO	RN	Baía Formosa	40,0
UTE Pedra	BIO	SP	Serrana	70,0
UTE Buriti	BIO	SP	Buritizal	50,0
UTE Ipê	BIO	SP	Nova Independência	25,0
Baldin	BIO	SP	Pirassununga	45,0
Bio Ester	BIO	SP	Cosmópolis	40,0
Bio Coopcana	BIO	PR	São Carlos do Ivaí	50,0
Bio Alvorada	BIO	MG	Araporã	50,0
Total BIO em Operação				370,0

Usina Solar

Projeto	Fonte	U.F.	Localização	Capacidade Instalada (MWp)
Tanquinho	Solar	SP	Campinas	1,1
Total SOL em Operação				1,1