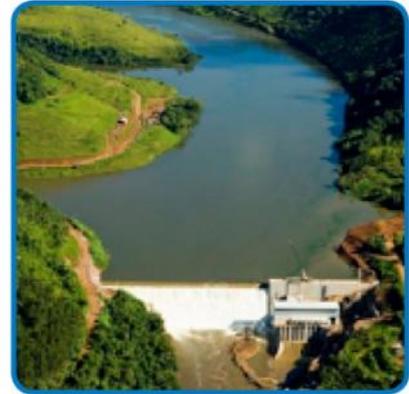


# Resultados 2T14



## Índice

<b>Destaques do trimestre.....</b>	<b>3</b>
<b>Portfólio em operação .....</b>	<b>4</b>
<b>Portfólio contratado: projetos em andamento .....</b>	<b>5</b>
Parques eólicos .....	5
<b>Condições gerais de geração .....</b>	<b>6</b>
Fonte hídrica .....	6
Fonte eólica .....	7
Fonte biomassa.....	7
<b>Produção de energia .....</b>	<b>8</b>
<b>Desempenho econômico e financeiro.....</b>	<b>11</b>
Receita líquida .....	11
Custos de geração de energia .....	13
Despesas gerais e administrativas .....	15
EBITDA.....	16
Resultado financeiro.....	17
Receitas financeiras.....	17
Despesas financeiras .....	18
Imposto de renda e contribuição social.....	18
Resultado líquido .....	18
Investimentos.....	19
Endividamento .....	19
Mercado de capitais.....	23
Composição acionária.....	23
<b>Anexo I – Ativos em operação .....</b>	<b>25</b>

# Resultados 2T14

**São Paulo, 12 de agosto de 2014 – A CPFL Energias Renováveis S.A.** anunciou hoje os resultados referentes ao 2T14 e do 1S14. 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.

*“Ao longo do 1S14, a CPFL Renováveis avançou na consolidação de sua plataforma de ativos: encerrou o período com 1,5 GW em operação, distribuídos em 70 usinas, mais do que o dobro da capacidade da Companhia em 2011, quando foi criada. Esse crescimento contribuiu para o incremento de cerca de 30% na receita líquida no 1S14 e para a estabilidade do Ebitda, que absorveu gastos extraordinários com compra de energia no mercado de curto prazo e impacto do cenário hidrológico adverso (GSF). A Companhia segue com sólida situação de liquidez financeira e disciplina na avaliação das oportunidades de crescimento.”*

**Andre Dorf - Presidente**

## Destaques do trimestre

1. Conclusão da implantação do complexo eólico Macacos I (RN), com 78,2 MW de capacidade instalada. Os parques estão aptos a operar desde 01 de maio de 2014 e têm recebido a receita de acordo com as regras do Leilão de Fontes Alternativas (LFA) 2010, ainda que o término da construção da ICG (Instalação Compartilhada de Geração) esteja pendente;
2. A capacidade em operação da Companhia alcançou 1.495,1 MW (+29,6% vs 2T13), distribuídos em 70 usinas ao final do 2T14;
3. A Receita Líquida atingiu R\$ 245,1 milhões no 2T14 (+31,3% vs 2T13);
4. O EBITDA totalizou R\$ 117,1 milhões no 2T14 (+18,7% vs. 2T13), com margem de 47,8%. Desconsiderando as compras extraordinárias de energia no mercado de curto prazo, o EBITDA teria alcançado R\$ 151,4 milhões no 2T14, com margem de 61,8%;
5. Sólida situação de liquidez financeira. Saldo de caixa de R\$ 903,5 milhões no 2T14, incluindo as contas reservas; e
6. Avanço no processo de associação com a DESA. Fechamento estimado para o 3T14.

# Resultados 2T14

## Indicadores Econômicos e Operacionais (R\$ mil)

	2T14	2T13	2T14 vs 2T13	1S14	1S13	1S14 vs 1S13
<b>Demonstrativo de Resultados</b>						
Receita Líquida	245.148	186.706	31,3%	534.056	415.692	28,5%
EBITDA <sup>(1)</sup>	117.110	98.684	18,7%	236.383	238.997	-1,1%
Margem EBITDA	47,8%	52,9%	-5.1 p.p	44,3%	57,5%	-13.2 p.p
Prejuízo	(65.868)	(51.643)	27,5%	(120.193)	(66.799)	79,9%
<b>Investimentos</b>	59.451	260.289	-77,2%	90.802	553.911	-83,6%
<b>Indicadores Operacionais</b>						
Número de funcionários	340	326	4,3%	340	326	4,3%
Capacidade em operação (MW)	1.495	1.153	29,6%	1.495	1.153	29,6%
# usinas/ parques em operação	70	57	22,8%	70	57	22,8%
Energia contratada (MWh médios) <sup>(2)</sup>	649	518	25,3%	649	518	25,3%

(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.

## Portfólio em operação

No 1S14, o parque gerador da CPFL Renováveis atingiu 1.495,0 MW de capacidade em operação nas quatro fontes de energia renovável em que a Companhia atua. Em relação ao 1S13, o crescimento foi de 29,6%, devido aos seguintes fatores:

1. Entrada em operação da usina termelétrica movida à biomassa Coopcana - 50,0 MW de capacidade - em agosto de 2013;
2. Conclusão do parque eólico Campo dos Ventos II - 30MW de capacidade - em setembro de 2013. O parque eólico está apto a operar desde o dia 27 de setembro de 2013, por meio do despacho Aneel nº 3.333 e, de acordo com as regras do Leilão de Energia de Reserva (LER) 2010, passou a ter direito à receita correspondente à geração desde tal data, ainda que o término da construção da ICG (Instalação Compartilhada de Geração) esteja pendente;
3. Entrada em operação da usina termelétrica movida à biomassa Alvorada - 50,0 MW de capacidade - em novembro de 2013;
4. 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;
5. Entrada em operação do último parque do complexo eólico Atlântica, com 120,0 MW de capacidade no Rio Grande do Sul - em março de 2014; e
6. Conclusão do complexo eólico Macacos I - 78,2 MW de capacidade - em maio de 2014. O parque eólico está apto a operar desde o dia 01 de maio de 2014 e, de acordo com as regras do Leilão de Fontes Alternativas (LFA) 2010, passou a ter direito à receita correspondente à geração desde tal data, ainda que o término da construção da ICG (Instalação Compartilhada de Geração) esteja pendente.

No encerramento do 1S14, 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	797,4	26
Usinas de biomassa	370,0	8
Usina solar	1,1	1
<b>Total em operação</b>	<b>1.495,1</b>	<b>70</b>

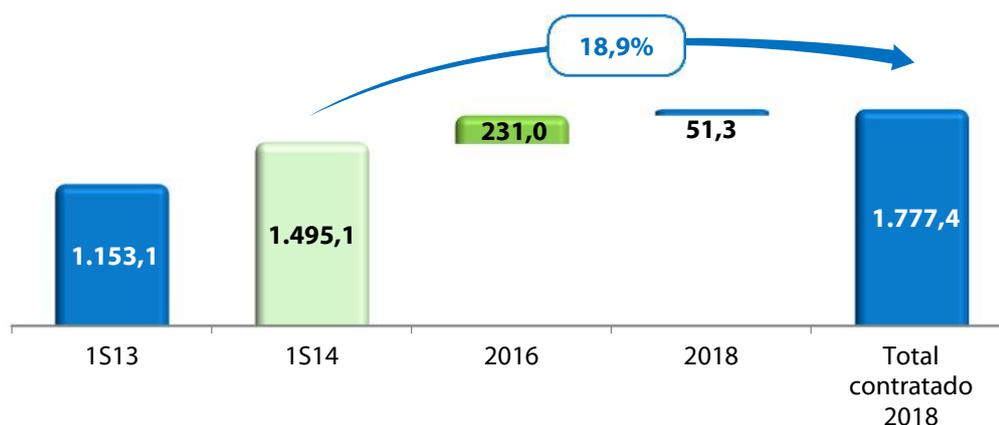
## Portfólio contratado: projetos em andamento

### Parques eólicos

Projeto	Fonte	U.F.	Localização	Capacidade (MW)	Entrada em operação
Complexo eólico Campo dos Ventos e complexo eólico São Benedito	EOL	RN	João Câmara	231,0 <sup>3</sup>	2016 <sup>1</sup>
Complexo eólico Pedra Cheirosa	EOL	CE	Itarema	51,3	2018 <sup>2</sup>
<b>Total EOL em andamento</b>				<b>51,3</b>	

- (1) Entrada em operação gradual a partir do 2T16.
- (2) Entrada em operação a partir do 1S18.
- (3) A redução na potência a ser instalada nos parques, de 254 MW para 231 MW, deve-se à troca de aerogerador. Os novos equipamentos têm maior eficiência operacional, permitindo que a energia média dos contratos de venda seja atendida com uma potência total reduzida.

### Evolução do portfólio contratado até 2018



Além dos projetos em operação e aqueles em construção, a Companhia possui um pipeline de projetos em desenvolvimento, que somam cerca de 3,8 GW.

## Condições gerais de geração

### Fonte hídrica

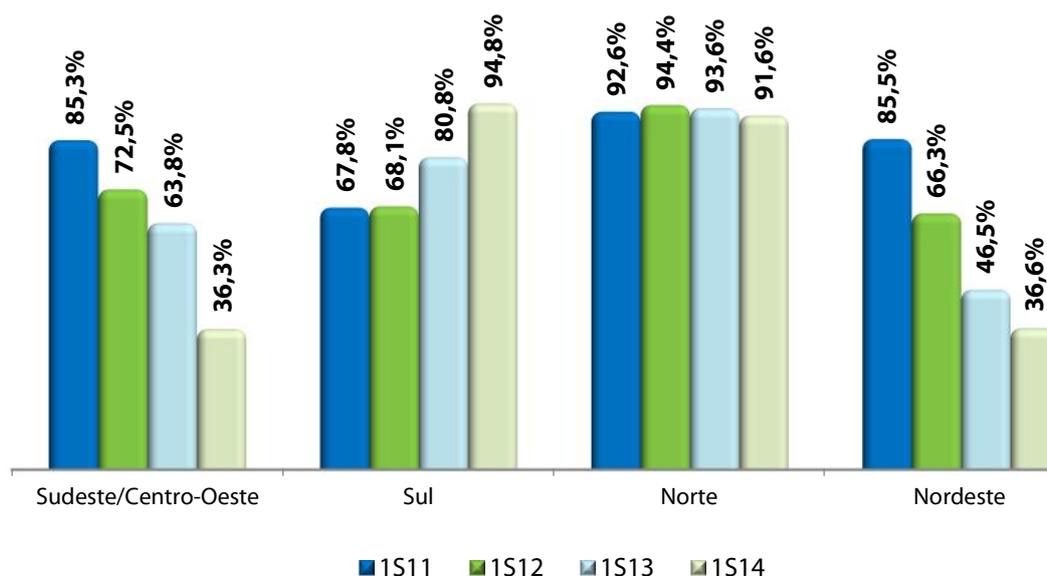
As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) são usinas de pequeno porte, com capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW e área de reservatório de até 3 quilômetros quadrados, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Por conta de suas características distintas e diferenças em relação às grandes usinas, esse tipo de empreendimento representa uma opção adequada para complementar a matriz elétrica brasileira, atualmente com 67%<sup>1</sup> da capacidade instalada baseada no aproveitamento hidrelétrico.

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 1S14 com o nível de armazenamento dos reservatórios de 36,3%, bem abaixo dos volumes apresentados nos mesmos períodos dos anos anteriores. Esse resultado deve-se ao baixo volume de chuvas verificado no período, mitigado pelas medidas operativas para poupar água, com maior geração térmica, e pela queda do consumo de energia devido à Copa do Mundo e às baixas temperaturas. Na região Sul, onde historicamente se verifica maior variabilidade hidrológica, o 1S14 caracterizou-se por volume de chuvas acima da média histórica.

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

O gráfico mostra o armazenamento dos reservatórios nos últimos 4 anos por região.

### Armazenamento dos reservatórios - 2011 a 2014



Fonte: ONS

<sup>1</sup> De acordo com o BIG (ANEEL)

No que diz respeito à 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 tem apresentado crescimento expressivo no Brasil. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), a capacidade instalada dos parques eólicos no País alcançou 4,7 GW em 30 de junho de 2014 e está distribuída em 193 parques eólicos. Desse total, 3,7 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 ano quando comparados aos do 3º e 4º trimestres. Conseqüentemente, 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.

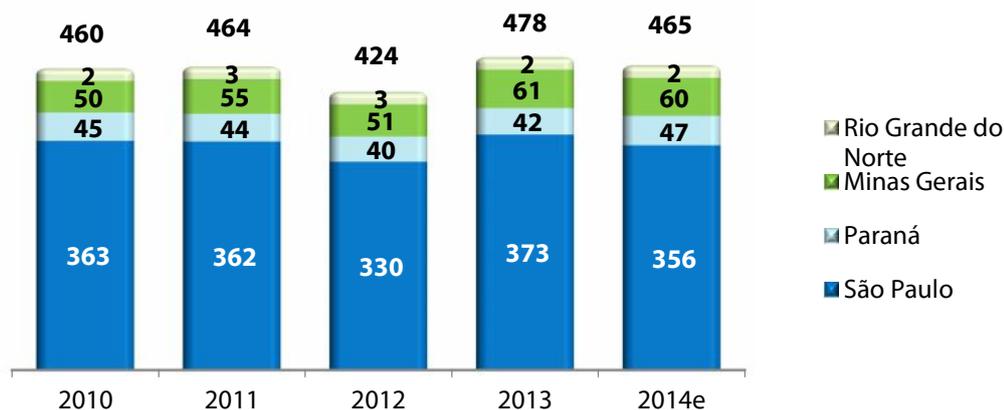
O Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) projeta uma crescente necessidade de processamento de cana-de-açúcar no Brasil para atender a evolução das demandas de etanol e açúcar, com conseqüente incremento na produção de bagaço. Além disto, vale destacar que o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

# Resultados 2T14

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 agosto/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 à 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

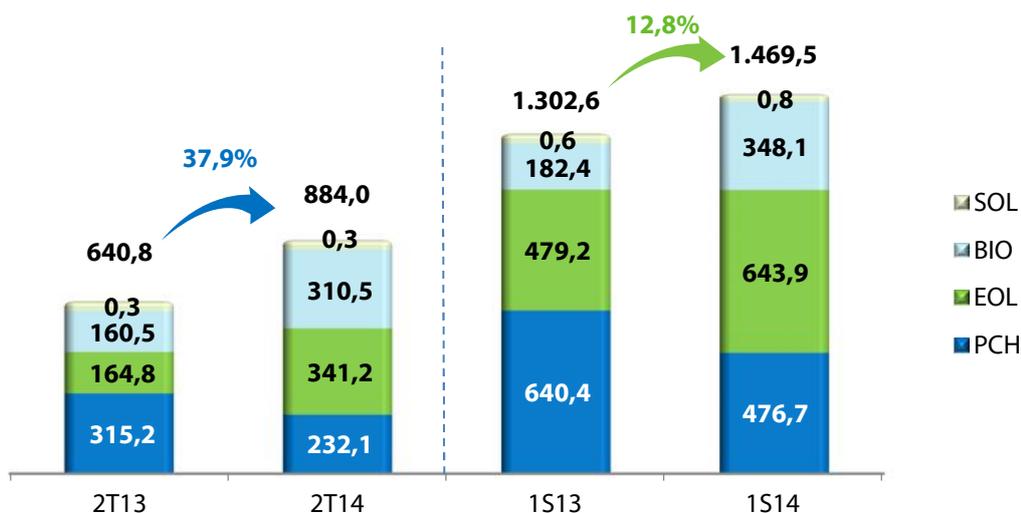
No primeiro semestre de 2014, a CPFL Renováveis gerou 1.469,5 GWh de energia, um aumento de 12,8% em relação ao mesmo período de 2013. Esse desempenho reflete basicamente os seguintes fatores:

- (i) Condição hidrológica desfavorável no 1S14 afetando a geração de energia das PCHs localizadas na região Sudeste/ Centro-Oeste;
- (ii) Início da operação das usinas à biomassa: Bio Coopcana com 50 MW e Bio Alvorada com 50 MW, cujo início de operação comercial ocorreu em ago/13 e nov/13, respectivamente;
- (iii) Entrada em operação do complexo eólico Atlântica com 120 MW, cujo início de operação comercial ocorreu gradativamente a partir de nov/13 atingindo a capacidade plena em mar/14;
- (iv) Conclusão da aquisição dos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato, com 13,7 MW, em fev/14, com consolidação no resultado da Companhia a partir do mês de mar/14;

- (v) Início da operação comercial do complexo eólico Santa Clara com 188 MW, cuja energia passou a ser disponibilizada para o sistema, em sua totalidade, em abr/14; e
- (vi) Antecipação da safra ocorrida no 1T14 nas usinas à biomassa Coopcana e Ipê, com consequente geração à plena capacidade antes do previsto.

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

## Geração de energia por fonte (GWh) <sup>(1)</sup>



(1) Os dados de geração de energia não consideram o parque eólico Campo dos Ventos II e complexo eólico Macacos I, que estão aptos para gerar energia e têm recebido a receita de seus contratos – pendente término da construção da ICG.

No 2T14, a geração de energia das PCH's teve uma redução de 26,4% (83,2 GWh) se comparada ao 2T13. Já no 1S14, a variação foi negativa em 25,6% (163,7 GWh) na comparação com o 1S13. A redução entre os períodos deve-se, basicamente, à pior condição hidrológica verificada desde o início desse ano, que vem impactando negativamente a energia natural afluyente<sup>2</sup> nas regiões de maior atuação da Companhia.

No 2T14, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou um aumento de 93,4% em relação ao 2T13. Já no 1S14, foi verificada uma elevação de 90,9% em relação ao 1S13. Tais variações são explicadas, principalmente, pela entrada em operação das usinas Bio Coopcana (ago/13) e Bio Alvorada (nov/13) e pela antecipação da safra em algumas usinas de biomassa em 2014.

A geração de energia dos parques eólicos, no 2T14, apresentou um aumento de 107,0% comparado ao 2T13, explicado pela entrada em operação comercial do complexo eólico Atlântica e do complexo eólico Santa Clara. Além disto, houve a conclusão da aquisição de Rosa dos Ventos em fevereiro de 2014. No 1S14, a elevação de 34,4% é explicada pela entrada em operação dos ativos mencionados acima, parcialmente compensada pela velocidade média dos ventos no 1S13, que foi superior à média histórica, o que explica a maior geração das usinas localizadas no Ceará no 1S13 em relação ao 1S14.

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

Abaixo está o histórico de geração efetiva dos projetos eólicos da CPFL Renováveis. A taxa de eficiência média da Companhia totalizou 95,7% e 100,1% nos últimos 12 e 24 meses, respectivamente. O cenário de vento dos últimos 12 meses e as manutenções corretivas realizadas nas usinas no 2º semestre de 2013 impactaram as taxas de eficiência. Porém, não houve impacto no atendimento dos contratos.

Parque eólico	Fator de capacidade Certificado P50 <sup>(3)</sup>	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência
Complexo eólico SIIF <sup>(1)</sup>	38,8%	37,0%	95,4%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	40,0%	38,5%	96,2%
<b>Total</b>	<b>39,3%</b>	<b>37,6%</b>	<b>95,7%</b>

Parque eólico	Fator de capacidade Certificado <sup>(3)</sup>	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	38,8%	38,7%	99,7%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	40,0%	40,3%	100,7%
<b>Total</b>	<b>39,3%</b>	<b>39,4%</b>	<b>100,1%</b>

- (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 poderia 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) e complexo eólico Macacos I (com 78,2 MW) já estão aptos a gerar energia e têm recebido a receita correspondente ao faturamento contratado no Leilão de Energia de Reserva (LER) 2010 e Leilão de Fontes Alternativas (LFA) 2010, respectivamente, ainda que o término da construção da ICG (Instalação Compartilhada de Geração) 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

### Demonstrativo de Resultado (R\$ mil)

	2T14	2T13	2T14 vs 2T13	1S14	1S13	1S14 vs 1S13
Receita Líquida	245.148	186.706	31,3%	534.056	415.692	28,5%
Custo de geração de energia elétrica	(173.626)	(115.438)	50,4%	(388.196)	(230.583)	68,4%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>71.522</b>	<b>71.268</b>	<b>0,4%</b>	<b>145.860</b>	<b>185.109</b>	<b>-21,2%</b>
Despesas gerais e administrativas	(22.002)	(24.557)	-10,4%	(42.433)	(48.655)	-12,8%
Amortização do direito de exploração	(34.708)	(32.444)	7,0%	(67.253)	(64.451)	4,3%
Depreciação e amortização	(700)	(653)	7,2%	(1.394)	(1.288)	8,2%
Outros	(2.588)	(2.570)	0,7%	(4.553)	(4.023)	13,2%
<b>Lucro operacional</b>	<b>11.524</b>	<b>11.044</b>	<b>4,3%</b>	<b>30.227</b>	<b>66.692</b>	<b>-54,7%</b>
Resultado Financeiro	(79.071)	(63.334)	24,8%	(147.277)	(129.006)	14,2%
IR e CS	1.679	647	159,5%	(3.143)	(4.485)	-29,9%
<b>Prejuízo</b>	<b>(65.868)</b>	<b>(51.643)</b>	<b>27,5%</b>	<b>(120.193)</b>	<b>(66.799)</b>	<b>79,9%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>117.110</b>	<b>98.684</b>	<b>18,7%</b>	<b>236.383</b>	<b>238.997</b>	<b>-1,1%</b>
Margem EBITDA	47,8%	52,9%	-5.1 p.p	44,3%	57,5%	-13.2 p.p
<b>EBITDA Ajustado<sup>(1)</sup></b>	<b>151.409</b>	<b>121.463</b>	<b>24,7%</b>	<b>342.783</b>	<b>294.176</b>	<b>16,5%</b>
Margem EBITDA Ajustada <sup>(1)</sup>	61,8%	65,1%	-3.3 p.p	64,2%	70,8%	-6.6 p.p

(1) Exclui os gastos extraordinários com GSF, provisão de ESS (Encargos de Serviço de Sistema), compra de energia para suprir lastro de contratos.

### Receita líquida

A receita líquida foi de R\$ 245,1 milhões no 2T14, montante 31,3% superior ao 2T13 (R\$ 186,7 milhões). Tal variação é explicada basicamente pelos seguintes fatores:

- (i) Efeito positivo de R\$ 50,6 milhões referente ao início da vigência dos contratos de venda dos seguintes projetos no decorrer dos últimos 12 meses: Bio Coopcana e Bio Alvorada (maio/2013), Campo dos Ventos II (setembro/2013), complexo eólico Atlântica (novembro/2013) e complexo eólico Macacos I (maio/2014);
- (ii) Efeito positivo de R\$ 2,6 milhões referente ao complexo eólico Rosa dos Ventos, ativo incorporado em março/2014;
- (iii) Efeito positivo de R\$ 14,2 milhões proveniente das usinas à biomassa que apresentaram antecipação de moagem de cana de açúcar, beneficiando a cogeração de energia. Os efeitos positivos foram parcialmente compensados pelo:
- (iv) Efeito negativo de R\$ 4,6 milhões devido ao reconhecimento da geração efetiva do complexo eólico Santa Clara desde abril de 2014, enquanto no 2T13 a receita do complexo obedecia o critério de rateio fixo da receita anual, já que a conexão com o sistema estava pendente (término da construção da ICG). Vale mencionar que o segundo trimestre do ano é normalmente um período de baixos ventos; e
- (v) Efeito negativo de R\$ 5,0 milhões em função da diferença na curva de sazonalização dos contratos de venda de energia das PCHs, entre os períodos comparados.

No 1S14, a receita líquida registrou alta de 28,5%, em relação ao 1S13, totalizando a R\$ 534,1 milhões, favorecida, principalmente por:

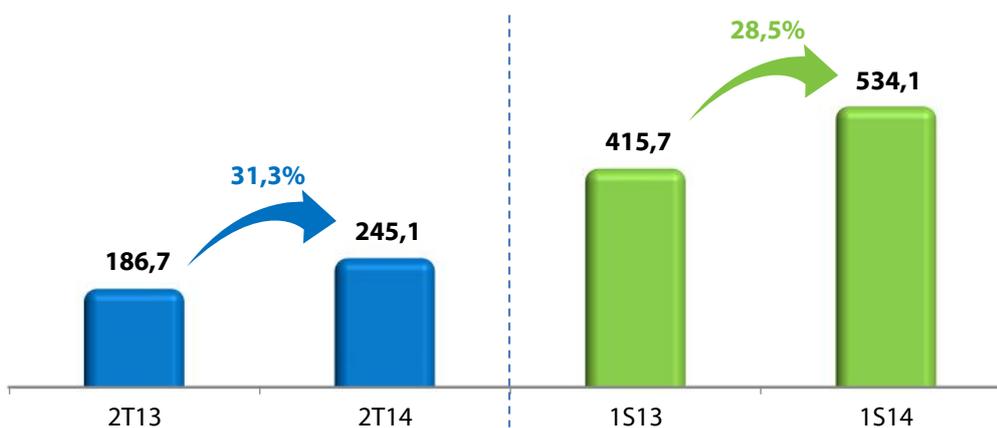
# Resultados 2T14

- (i) Efeito positivo de R\$ 107 milhões decorrente do início da vigência dos contratos de venda dos seguintes projetos no decorrer dos últimos 12 meses: Bio Coopcana e Bio Alvorada (maio/2013), Campo dos Ventos II (setembro/2013), complexo eólico Atlântica (novembro/2013) e complexo eólico Macacos I (maio/2014). Além disso, em função da sazonalização do contrato concentrada no início do ano Bio Coopcana e Bio Alvorada obtiveram uma maior receita, registrando para tal uma despesa com compra de energia; e
- (ii) Efeito positivo de R\$ 14,2 milhões devido, principalmente, as usinas à biomassa que apresentaram antecipação de moagem de cana de açúcar, beneficiando a cogeração de energia.

A média dos preços de venda de energia foi de R\$ 219,6/MWh em 30 de junho de 2014, 1,3% superior ao apurado em 30 de junho de 2013 (R\$ 216,8/MWh).

É importante lembrar que o complexo eólico Atlântica auferiu receita a partir do início dos contratos de venda (novembro de 2013), entretanto os cronogramas de conclusão de obras sofreram alterações e a entrada em operação do último parque do complexo ocorreu no mês de março de 2014. 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, Campo dos Ventos II e complexo eólico Macacos I 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 o complexo eólico Santa Clara, estava na mesma situação até 29 de março de 2014, quando a energia produzida passou a estar disponível ao sistema interligado nacional.

## Evolução da receita líquida (R\$ MM)



Fonte: CPFL Renováveis

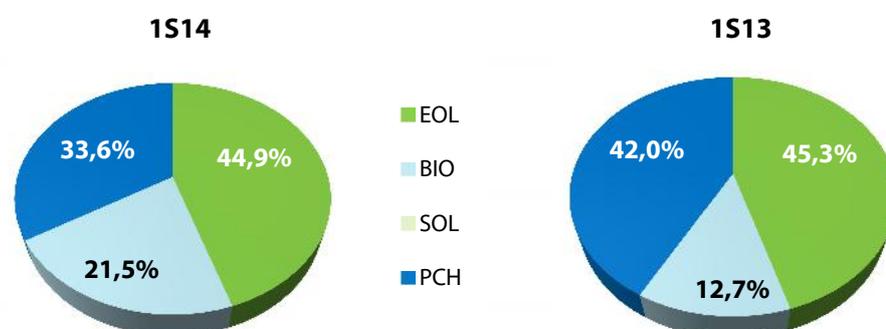
A tabela abaixo mostra a distribuição da receita líquida por tipo de fonte:

# Resultados 2T14

## Receita líquida por fonte

	2T14	2T13	2T14 vs 2T13	1S14	1S13	1S14 vs 1S13
PCH	75.806	78.893	-3,9%	179.240	174.441	2,8%
Eólica	100.797	73.077	37,9%	239.638	188.514	27,1%
Biomassa	68.487	34.695	97,4%	115.045	52.632	118,6%
Solar	58	41	41,1%	133	105	26,6%
<b>TOTAL</b>	<b>245.148</b>	<b>186.706</b>	<b>31,3%</b>	<b>534.056</b>	<b>415.692</b>	<b>28,5%</b>

## Composição da receita líquida por fonte<sup>1</sup>



(1) A participação da fonte solar é de 0,02% no 1S14 versus 0,03% no 1S13.

## Custos de geração de energia (R\$ mil)

	2T14	2T13	2T14 vs 2T13	1S14	1S13	1S14 vs 1S13
Custo de compra de energia	(64.484)	(30.828)	109,2%	(179.635)	(63.804)	181,5%
Encargos de uso de sistema	(13.638)	(14.467)	-5,7%	(25.485)	(24.700)	3,2%
Depreciação e amortização	(70.177)	(54.543)	28,7%	(137.509)	(106.566)	29,0%
PMSO <sup>(1)</sup>	(25.327)	(15.600)	62,4%	(45.567)	(35.513)	28,3%
<b>Total dos Custos</b>	<b>(173.626)</b>	<b>(115.438)</b>	<b>50,4%</b>	<b>(388.196)</b>	<b>(230.583)</b>	<b>68,4%</b>

(1) Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

O custo de compra de energia passou de R\$ 30,8 milhões no 2T13 para R\$ 64,5 milhões no 2T14, aumento de R\$ 33,7 milhões. Esta variação deve-se, basicamente, aos seguintes gastos extraordinários:

- aplicação do GSF - conceito explicado na sessão "Produção de Energia" - no valor de R\$ 15,9 milhões no 2T14, o que não ocorreu no 2T13. As condições hidrológicas desfavoráveis no 1S14 ocasionaram a aplicação do GSF para diversos geradores participantes do MRE;

- b. 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 de R\$ 6,6 milhões no 2T14, efeito esse que não ocorreu no 2T13. Tal necessidade de compra deve-se à sazonalização da garantia física mais concentrada nos primeiros meses do ano, conjugada com a hidrologia desfavorável, o que impactou a geração de energia dessas usinas;
- c. custo com compra de energia no valor de R\$ 11,8 milhões para suprir o lastro do contrato de Bio Coopcana, em virtude do sinistro (queima da bobina do gerador) ocorrido em maio de 2014; e
- d. em contrapartida, houve a compra de energia para suprir lastro de contratos de venda de energia das usinas Bio Coopcana e Bio Alvorada no valor de R\$ 17,4 milhões no 2T13 e que não se repetiu no 2T14.

Adicionalmente, nesse trimestre houve um maior volume de energia comprada para atender a sazonalização dos contratos de venda de energia das PCHs no valor de R\$ 17,6 milhões.

Cabe ressaltar também o expressivo aumento do PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/ Centro-Oeste, que passou de R\$ 322,7/MWh no 2T13 para R\$ 646,5/MWh no 2T14, com consequentemente efeito na compra de energia.

No 1S14, o custo de compra de energia totalizou R\$ 179,6 milhões, montante R\$ 115,8 milhões superior ao 1S13 (R\$ 63,8 milhões). Essa elevação no custo com compra de energia deve-se, basicamente, pelos seguintes gastos extraordinários:

- a. 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\$ 45,8 milhões, efeito esse que não ocorreu no 1S13;
- b. 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 cujo último parque entrou em operação comercial em março de 2014, no montante de R\$ 26,4 milhões no 1S14, efeito não ocorrido no 1S13;
- c. aumento no custo com compra de energia no valor de R\$ 11,8 milhões para suprir o lastro do contrato de Bio Coopcana, em virtude do sinistro (queima da bobina do gerador) ocorrido em maio de 2014; e

Em contrapartida, a aplicação do GSF - conceito explicado na sessão "Produção de Energia" - no 1S14 foi menor que no 1S13 (R\$ 22,4 milhões versus R\$ 32,4 milhões). As condições hidrológicas desfavoráveis no ano de 2014 e no início de 2013 ocasionaram a aplicação do GSF para diversos geradores participantes do MRE. Adicionalmente, houve compra de energia para suprir lastro de contratos de venda de energia das usinas Bio Coopcana e Bio Alvorada no valor de R\$ 17,4 milhões no 1S13 e que não se repetiu no 1S14.

No 1S14, ocorreu também um maior volume de energia comprada para atender a sazonalização dos contratos de venda de energia das PCHs (R\$ 17,6 milhões) e das usinas à biomassa Coopcana e Alvorada (R\$ 31,0 milhões). Para essa compra de energia foi registrada uma receita equivalente.

O PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/ Centro-Oeste passou de R\$ 285,8/MWh no 1S13 para R\$ 660,6/MWh no 1S14, com consequentemente efeito na compra de energia.

# Resultados 2T14

No 2T14, o custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 13,6 milhões, 5,7% inferior ao 2T13 (R\$ 14,5 milhões). Essa redução deve-se basicamente a provisão de R\$ 5,4 milhões realizada no 2T13 referente aos encargos de serviço de sistema estabelecida pela Resolução CNPE 03/2013, valor esse que foi estornado no 3T13, parcialmente compensada pela entrada em operação comercial de novos ativos nos últimos 12 meses mencionados anteriormente e à conclusão da aquisição dos parques eólicos de Rosas de Ventos.

Já no 1S14, o custo com encargos de uso do sistema aumentou 3,2%, totalizando R\$ 25,5 milhões ante R\$ 24,7 milhões no 1S13. Esse aumento reflete, principalmente, a entrada em operação comercial de novos ativos nos últimos 12 meses e à conclusão da aquisição dos parques eólicos de Rosas de Ventos, além de refletir a provisão referente à resolução CNPE 03/2013 acima mencionada.

O custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 70,2 milhões no 2T14, 28,7% superior ao registrado no 2T13. Já no 1S14 totalizou R\$ 137,5 milhões, aumento de 29,0% em relação ao 1S13. Tais variações são explicadas, principalmente, pela depreciação dos ativos que entraram em operação nos últimos 12 meses e da aquisição de Rosa dos Ventos, além da revisão da vida útil dos ativos da Companhia que foi realizada no 4T13 (reconhecendo retroativamente os efeitos referentes ao exercício social de 2013).

O custo com PMSO passou de R\$ 15,6 milhões no 2T13 para R\$ 25,3 milhões no 2T14, aumento de 62,4% entre os períodos comparados. Já no 1S14, o custo com PMSO teve uma elevação de 28,3% em relação ao 1S13. Tais variações devem-se, basicamente, ao aumento nas despesas de O&M relacionados aos novos projetos, tais como: seguros e arrendamento, além do reajuste do contrato de operação e manutenção com fornecedor dos complexos eólicos Bons Ventos e SIF.

## Despesas gerais e administrativas (R\$ mil)

	2T14	2T13	2T14 vs 2T13	1S14	1S13	1S14 <sup>1</sup> vs 1S13
Despesas com pessoal	(13.264)	(14.339)	-7,5%	(25.702)	(27.386)	-6,1%
Serviços de terceiros	(9.855)	(9.909)	-0,5%	(18.392)	(19.900)	-7,6%
Depreciação	(700)	(653)	7,2%	(1.394)	(1.288)	8,2%
Amortização do direito de exploração	(34.708)	(32.444)	7,0%	(67.253)	(64.451)	4,3%
Outros	(1.471)	(2.879)	-48,9%	(2.892)	(5.392)	-46,4%
<b>Total das despesas G&amp;A</b>	<b>(59.998)</b>	<b>(60.224)</b>	<b>-0,4%</b>	<b>(115.633)</b>	<b>(118.417)</b>	<b>-2,4%</b>

A Companhia adotou uma política de austeridade ao final de 2013 com efeito nas despesas gerais e administrativas de 2014. Desta forma, tais despesas se mantiveram estáveis no 2T14 (R\$ 60,0 milhões) em relação ao 2T13 (R\$ 60,2 milhões). Já no 1S14 totalizaram R\$ 115,6 milhões, 2,4% menor na comparação com o 1S13. Tal variação deve-se, basicamente, pelos seguintes itens:

- (i) decréscimo nas despesas com pessoal de R\$ 1,7 milhão, principalmente, pela capitalização, registrada no 2T14 com efeito retroativo a janeiro de 2014, das despesas com pessoal dos projetos em construção (R\$ 2,1 milhões), parcialmente compensado pelo dissídio anual;

- (ii) redução na linha de serviços de terceiros no valor de R\$ 1,5 milhão relacionados, basicamente, aos projetos de consultoria; e
- (iii) decréscimo na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa de agentes que foram desligados da CCEE, no valor de R\$ 1,7 milhão, registrada no 1T13 e que se não se repetiu no ano de 2014, lançada na linha “Outros”. Tais itens foram parcialmente compensados pelo:
- (iv) aumento nas despesas com amortização do direito de exploração no valor de R\$ 2,8 milhões relacionadas à adição de Rosa dos Ventos, complexo eólico Macacos e complexo eólico Atlântica ao portfólio de projetos em operação da Companhia.

## EBITDA

No 2T14, a CPFL Renováveis registrou EBITDA de R\$ 117,1 milhões, com margem de 47,8%, representando um acréscimo de 18,7% em relação ao 2T13 (R\$ 98,7 milhões). A maior receita líquida resultante, principalmente, da entrada dos novos projetos, foi parcialmente compensada pelo maior custo com compra de energia e maior PMSO relacionado ao custo de geração.

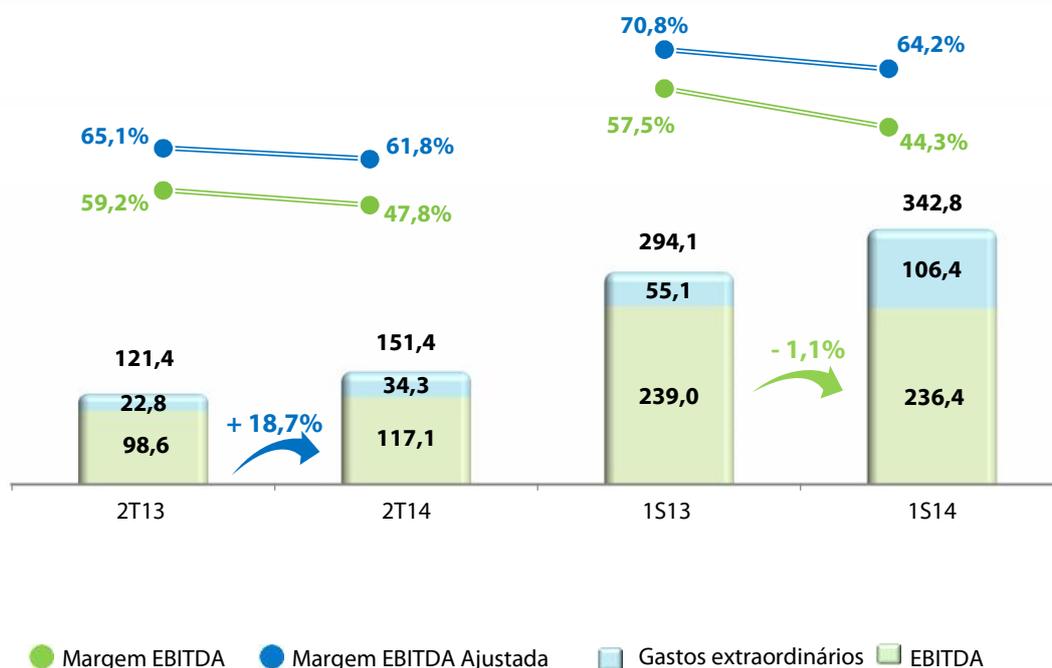
No 1S14, o EBITDA totalizou R\$ 236,4 milhões, praticamente estável ao reportado no 1S13 (R\$ 239,0 milhões). Tal resultado foi influenciado basicamente pelos custos com compra de energia devido às condições hidrológicas desfavoráveis apresentados no ano de 2014 e para atender lastro dos contratos de venda de energia.

Desconsiderando os efeitos: (i) da compra extraordinária de energia para suprir lastro no 2T13 da Bio Coopcana e Bio Alvorada (R\$ 17,4 milhões); (ii) da provisão do ESS (R\$ 5,4 milhões) no 2T13; (iii) das despesas com GSF (R\$ 15,9 milhões) no 2T14; (iv) da compra energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE (R\$ 6,6 milhões) no 2T14; e (v) aumento no custo com compra de energia no valor de R\$ 11,8 milhões para suprir o lastro do contrato de Bio Coopcana em virtude do sinistro (queima da bobina do gerador) ocorrido em maio de 2014, a Companhia apresentaria um EBITDA ajustado de R\$ 151,4 milhões no 2T14, com margem de 61,8% ante um EBITDA ajustado de R\$ 121,5 milhões no 2T13, com margem de 65,1%.

No 1S14, desconsiderando os efeitos: (i) da compra energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE (R\$ 45,8 milhões); (ii) da compra extraordinária de energia para suprir lastro do complexo eólico Atlântica (R\$ 26,4 milhões); (iii) das despesas com GSF (R\$ 22,4 milhões), e (iv) custo com compra de energia no valor de R\$ 11,8 milhões para suprir o lastro do contrato de Bio Coopcana, em virtude do sinistro (queima da bobina do gerador) ocorrido em maio de 2014, a Companhia apresentaria um EBITDA ajustado de R\$ 342,8 milhões, com margem de 64,2%. Tal resultado, comparado ao EBITDA ajustado de R\$ 294,2 milhões no 1S13, representaria um crescimento de 16,5% entre os períodos. Vale lembrar que o EBITDA ajustado do 1S13 considera os seguintes itens: as despesas de GSF (R\$ 32,4 milhões); a compra de energia para suprir o lastro de Bio Coopcana e Bio Alvorada (R\$ 17,4 milhões); e a provisão de ESS (R\$ 5,4 milhões).

# Resultados 2T14

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



## Resultado financeiro (R\$ mil)

	2T14	2T13	2T14 vs 2T13	1S14	1S13	1S14 vs 1S13
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>28.522</b>	<b>9.160</b>	<b>211,4%</b>	<b>48.013</b>	<b>18.717</b>	<b>156,5%</b>
Receita de aplicação financeira	26.524	9.047	193,2%	43.788	17.061	156,7%
Outras receitas	1.998	113	1668,1%	4.225	1.656	155,1%
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(107.593)</b>	<b>(72.494)</b>	<b>48,4%</b>	<b>(195.290)</b>	<b>(147.723)</b>	<b>32,2%</b>
Juros de empréstimos e debentures	(105.540)	(82.829)	27,4%	(200.080)	(162.082)	23,4%
Juros capitalizados no imobilizado	0	15.106	-100,0%	10.668	23.875	-55,3%
Outras despesas financeiras	(2.053)	(4.771)	-57,0%	(5.878)	(9.516)	-38,2%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(79.071)</b>	<b>(63.334)</b>	<b>24,8%</b>	<b>(147.277)</b>	<b>(129.006)</b>	<b>14,2%</b>

## Receitas financeiras

Em 30 de junho de 2014, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 903,5 milhões ante R\$ 656,6 milhões em 30 de junho de 2013.

No 2T14, as receitas financeiras totalizaram R\$ 28,5 milhões, montante R\$ 19,4 milhões superior ao 2T13 (R\$ 9,2 milhões). Essa elevação é explicada pelos seguintes efeitos: (i) maior saldo médio de caixa (R\$ 938,1 milhões no 2T14 comparado a R\$ 617,7 milhões no 2T13); e (ii) acréscimo do CDI médio (10,8% a.a. no 2T14 versus 7,4% a.a. no 2T13).

As receitas financeiras somaram R\$ 48,0 milhões no 1S14, montante R\$ 29,3 milhões superior ao 1S13 (R\$ 18,7 milhões). Essa elevação é explicada pelos seguintes efeitos: (i) maior saldo médio

# Resultados 2T14

de caixa (R\$ 843,4 milhões no 1S14 comparado a R\$ 616,5 milhões no 1S13); e (ii) acréscimo do CDI médio (10,6% a.a. no 1S14 versus 7,1% a.a. no 1S13).

## Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 107,6 milhões no 2T14, montante 48,4% superior ao 2T13 (R\$ 72,5 milhões). No 1S14, as despesas financeiras totalizaram R\$ 195,3 milhões, com elevação de 32,2% em relação ao 1S13 (R\$ 147,7 milhões). Tal desempenho é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) despesas financeiras dos projetos concluídos em 2013, dado que antes da entrada em operação os juros eram capitalizados: Campos dos Ventos II, Bio Alvorada, Bio Coopcana, complexo eólico Atlântica e complexo eólico Macacos I;
- (ii) assunção de dívidas proveniente da aquisição de Rosas dos Ventos;
- (iii) aumento do CDI médio entre os períodos (10,8% a.a. no 2T14 versus 7,4% a.a. no 2T13) e (10,6 % a.a. no 1S14 versus 7,1% a.a. no 1S13); e
- (iv) 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis de R\$ 300,0 milhões em abril de 2014, afetando a despesa financeira do 2T14.

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\$ 79,1 milhões no 2T14, elevação de 24,8% em relação ao 2T13 (R\$ 63,3 milhões). No 1S14, o resultado financeiro totalizou R\$ 147,3 milhões, 14,2% superior ao 1S13 (R\$ 129,0 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: 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 é de R\$ 78 milhões desde janeiro de 2014. As SPE's do complexo eólico Atlântica e do complexo eólico Macacos I poderiam se enquadrar no lucro presumido, entretanto, adotaram o regime de lucro real por especificidades destas empresas em seu primeiro ano de operação.

## Lucro (prejuízo) líquido

A CPFL Renováveis registrou um prejuízo de R\$ 65,9 milhões no 2T14 ante a um prejuízo de R\$ 51,6 milhões no 2T13. Desconsiderando os gastos extraordinários, os resultados dos períodos teriam sido um prejuízo de R\$ 31,5 milhões no 2T14 ante um prejuízo de R\$ 28,9 milhões no 2T13 (sem considerar eventuais efeitos de impostos). Já no semestre, a Companhia registrou um prejuízo R\$ 120,2 milhões comparados à R\$ 66,8 milhões do 1S13. Desconsiderando os gastos

extraordinários mencionados anteriormente, os resultados dos períodos teriam sido um prejuízo de R\$ 13,7 milhões no 1S14 ante um prejuízo de R\$ 11,6 milhões no 1S13 (sem considerar eventuais efeitos de impostos).

## Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 59,5 milhões no 2T14, montante R\$ 200,8 milhões abaixo do 2T13 (R\$ 260,3 milhões). Já no acumulado de 2014, a Companhia investiu R\$ 90,8 milhões, montante 83,6% inferior do valor investido no 1S13 (R\$ 553,9 milhões). A redução entre os períodos comparados deve-se ao fato da Companhia ter concluído várias de suas obras durante o exercício de 2013 e início do exercício de 2014.

Os investimentos no 1S14 foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

**Complexo eólico 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; e

**Complexo eólico Macacos I** (Macacos, Pedra Preta, Costa Branca e Juremas) - localizados no Estado do Rio Grande do Norte, cuja a conclusão ocorreu em maio de 2014, porém o término da construção da ICG (Instalação Compartilhada de Geração) está pendente. 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 eólico Campo dos Ventos** (Campo dos Ventos I, III e V) e **complexo eólico 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 gradual a partir do 2T16. A energia desses complexos foi vendidas por meio de contrato de longo prazo no mercado livre.
- (ii) **Complexo eólico 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 1S14 com endividamento total de R\$ 4.866,0 milhões, montante 4,5% superior ao 1S13. Sem considerar os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia apresentaram prazo médio de 6,3 anos e custo médio nominal de 8,6% a.a. (79,3% do CDI de 30 de junho de 2014).

O maior endividamento deve-se às captações realizadas nos últimos 12 meses, em sua grande parte para fazer frente aos investimentos necessários para a construção dos complexos eólicos Macacos I, Campo dos Ventos II e Atlântica, Bio Alvorada e Bio Coopcana, sendo as principais:

- (i) R\$ 59,9 milhões referentes ao empréstimo ponte do complexo eólico Macacos I junto ao BNDES ao custo de TJ6 + 3,02% a.a.;
- (ii) R\$ 260 milhões referentes ao empréstimo ponte do complexo eólico 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 eólico Macacos junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,18% a.a.;
- (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.;
- (viii) R\$ 34,9 milhões referente à consolidação das dívidas da controlada Rosa dos Ventos; e
- (ix) R\$ 300,0 milhões referente à 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis, emitida junto ao Banco do Brasil, ao custo de 114% CDI.

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

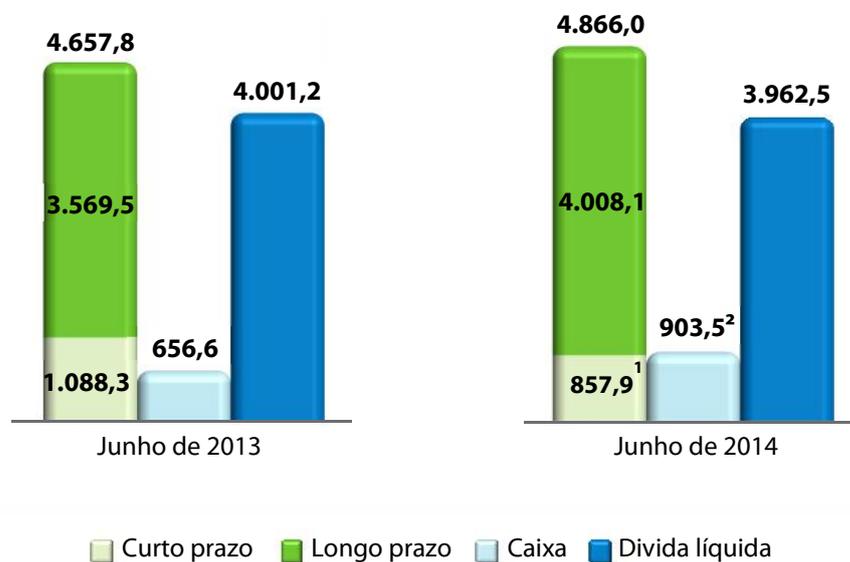
- (i) R\$ 35,0 milhões referentes à quitação do empréstimo ponte do Projeto Campo dos Ventos II emitido com o banco Itaú BBA;
- (ii) R\$ 177,0 milhões referentes à amortização do empréstimo ponte do complexo eólico Macacos emitido junto ao BNDES;
- (iii) R\$ 24,8 milhões referentes ao resgate das ações preferencias de Alto Irani e Plano Alto;
- (iv) R\$ 24,0 milhões referentes ao resgate das ações preferenciais da T-15 Energia;
- (v) R\$ 150,0 milhões referentes à amortização da nota promissória da CPFL Renováveis;
- (vi) R\$ 24,0 milhões referentes ao resgate das ações preferenciais da T-15;
- (vii) R\$ 17,7 milhões referentes a amortização das debêntures da SIIF; e
- (viii) R\$ 197,2 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 3.962,5 milhões no 1S14, montante 1,0% inferior ao 1S13.

Vale mencionar que o BNDES aprovou, em 17 de junho de 2014, o financiamento de longo prazo para o complexo eólico Atlântica, no montante de R\$ 384,0 milhões com prazo de amortização de 16 anos e juros baseados na TJLP, acrescida de 2,12% ao ano. Consequentemente, esse financiamento substituirá os empréstimos ponte obtidos durante a construção do complexo.

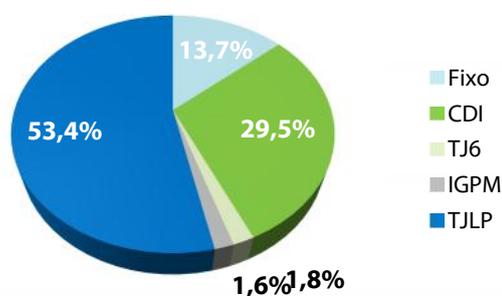
# Resultados 2T14

## Endividamento (R\$MM)



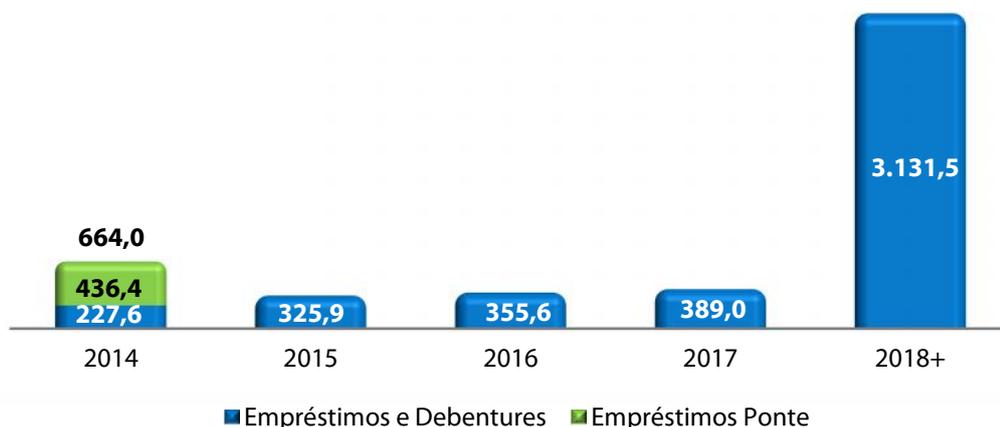
- (1) Inclui R\$ 436,4 MM de empréstimos ponte, os quais serão quitados com a captação de dívida de longo prazo.  
 (2) O saldo de caixa considera contas reservas (aplicações vinculadas) de R\$ 167,9 MM no 2T14 (R\$ 128,4 MM no 2T13).

## Dívida por indexador



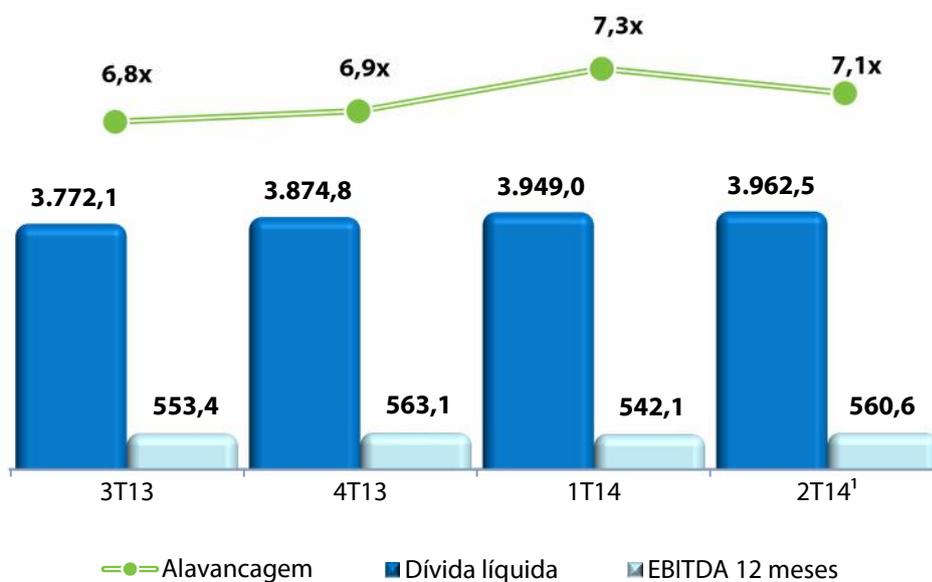
# Resultados 2T14

## Cronograma de amortização da dívida



O saldo de empréstimos ponte, no valor de R\$ 436,4 milhões em 30 de junho 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.

## Dívida líquida/EBITDA (R\$MM)



(1) O saldo de caixa considera o saldo em conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 167,9 MM no 2T14.

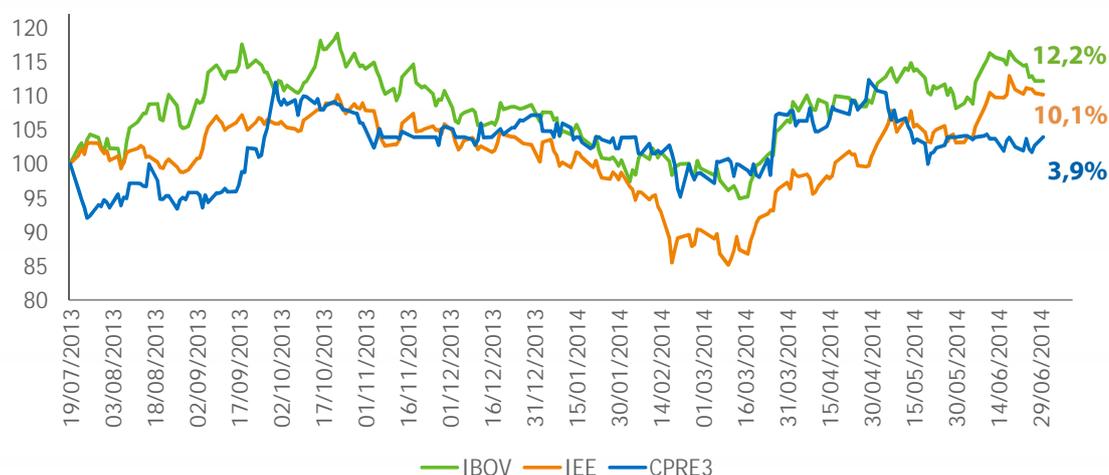
# Resultados 2T14

É importante reforçar que a Companhia, de acordo com a natureza de seu negócio, possui um portfólio relevante de usinas em construção ou em início de operação, para o qual foi contraído um montante significativo em dívidas sem a respectiva 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 3,9% desde a abertura de capital da Companhia até o fechamento do pregão de 30 de junho de 2014. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV), valorizou 12,2%, enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) valorizou 10,1%.

### Desempenho desde o IPO até 30/06/2014 – base 100 em 19/07/2013



## Composição acionária

Abaixo a demonstração da composição acionária atual da Companhia:



# Resultados 2T14



Contatos	Teleconferência	CPRE3
<b>Andre Dorf</b> Presidente	<b>Teleconferência / webcast</b>	<b>Cotação de fechamento em 12/08/2014:</b> R\$ 12,66
<b>Marcelo Souza</b> Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	<b>Data:</b> 13 de agosto de 2014	<b>Valor de Mercado:</b>
<b>Maria Carolina Gonçalves</b> Superintendente de Relações com Investidores	<b>Horário:</b> 11h00 (Horário de Brasília) 10h00 a.m (Eastern time)	<b>Reais:</b> R\$ 5,6 bilhões
<b>Luciana Silvestre Fonseca</b> Analista de Relações com Investidores	Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.	<b>Dolar:</b> USD: \$ 2,5 bilhões
<b>Priscila de Oliveira</b> Analista de Relações com Investidores	Telefones para conexão: Brasil: (+55)11-4688-6361 EUA: +1 888 700 0802 Mundo: +1 786 924-6977	
<b>Natalia Troccoli</b> Analista de Relações com Investidores	Senha: CPFL Renováveis	
E-mail: <a href="mailto:ri@cpflrenovaveis.com.br">ri@cpflrenovaveis.com.br</a> Telefone: 11- 3157-9305		
<b>Assessoria de Imprensa</b> RP1 Comunicação Empresarial E-mail: <a href="mailto:marianacesena@rp1.com.br">marianacesena@rp1.com.br</a> Telefone: 11-5501-4655		

## Anexo I – Ativos em operação

	Projetos	UF	Capacidade (MW)	Energia assegurada (MWm)	Preço (R\$/MWh) jun/14	Tipo de contrato
<b>Eólico</b>						
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	RS	30,0	13,1	163,9	LFA 2010
	Atlântica II	RS	30,0	12,9	163,9	LFA 2010
	Atlântica IV	RS	30,0	13,0	163,9	LFA 2010
	Atlântica V	RS	30,0	13,7	163,9	LFA 2010
Complexo eólico SIIF	Foz do Rio Choró	CE	25,2	7,4	355,6	Proinfa
	Icaraizinho	CE	54,6	22,1	332,0	Proinfa
	Paracuru	CE	25,2	12,6	327,1	Proinfa
	Praia Formosa	CE	105,0	28,8	354,7	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	RN	30,0	13,7	184,7	LER 2009
	Santa Clara II	RN	30,0	12,7	184,7	LER 2009
	Santa Clara III	RN	30,0	12,5	184,7	LER 2009
	Santa Clara IV	RN	30,0	12,3	184,7	LER 2009
	Santa Clara V	RN	30,0	12,4	184,7	LER 2009
	Santa Clara VI	RN	30,0	12,2	184,7	LER 2009
Complexo eólico Macacos	EURUS VI	RN	8,0	3,1	184,7	LER 2009
	Macacos	RN	20,7	9,8	165,1	LFA
	Juremas	RN	16,1	7,6	165,1	LFA
	Pedra Preta	RN	20,7	10,3	158,3	LFA
	Costa Branca	RN	20,7	9,8	158,3	LFA
Complexo eólico Bons Ventos	Bons Ventos	CE	50,4	16,4	369,5	Proinfa
	Taíba	CE	16,8	6,7	336,7	Proinfa
	Canoa Quebrada	CE	58,8	24,1	337,8	Proinfa
	Enacel	CE	31,5	10,2	379,3	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Campo dos Ventos II	RN	30,0	15,0	151,2	LER 2010
	Canoa Quebrada	CE	10,5	3,3	371,0	Proinfa
	Lagoa do Mato	CE	3,2	1,4	327,1	Proinfa
<b>Subtotal Eólico</b>			<b>797,4</b>	<b>317,1</b>	<b>246,4</b>	
<b>Biomassa</b>						
	Bio Energia (Baldin)	SP	45,0	12,8	196,4	ACL
	Baía Formosa	RN	40,0	11,0	208,7	ACR: 68,8% e ACL: 31,2%
	Bio Buriti	SP	50,0	21,0	195,5	ACL
	Bio Pedra	SP	70,0	24,4	180,7	LER 2010
	Bio IPE	SP	25,0	8,2	195,5	ACL
	Estér	SP	40,0	10,2	215,1	LFA 2007: 64% e ACL: 36%
	Coopcana	MG	50,0	18,0	151,3	ACL

# Resultados 2T14

Projetos	UF	Capacidade (MW)	Energia assegurada (MWm)	Preço (R\$/MWh) jun/14	Tipo de contrato
Alvorada	PR	50,0	18,1	151,3	ACL
<b>Subtotal Biomassa</b>		<b>370,0</b>	<b>123,7</b>	<b>182,8</b>	

PCH					
Alto Irani	SC	21,0	13,7	217,4	Proinfa
Americana	SP	30,0	8,1	195,9	ACL
Arvoredo	SC	13,0	7,8	193,9	LFA 2007
Barra da Paciência	MG	23,0	14,9	200,1	ACL
Buritis	SP	0,8	0,4	195,9	ACL
Capão Preto	SP	4,3	2,3	195,9	ACL
Chibarro	SP	2,6	1,7	195,9	ACL
Cocais Grande	MG	10,0	5,1	217,4	Proinfa
Corrente Grande	MG	14,0	8,5	200,1	ACL
Dourados	SP	10,8	7,0	195,9	ACL
Diamante	MS	4,2	1,6	186,9	ACL
Eloy Chaves	SP	18,8	11,6	195,9	ACL
Esmeril	SP	5,0	2,9	195,9	ACL
Gavião Peixoto	SP	4,8	3,8	195,9	ACL
Jaguari	SP	11,8	4,5	195,9	ACL
Lençóis	SP	1,7	1,0	195,9	ACL
Monjolinho	SP	0,6	0,1	181,2	ACL
Ninho da Águia	MG	10,0	6,5	200,1	ACL
Paíol	MG	20,0	11,0	200,1	ACL
Pinhal	SP	6,8	3,7	195,9	ACL
Pirapó	RS	0,8	0,6	201,3	ACL
Plano Alto	SC	16,0	10,3	217,4	Proinfa
Saltinho	RS	0,8	0,7	201,3	ACL
Salto Grande	SP	4,6	2,6	195,9	ACL
Santana	SP	4,3	2,6	195,9	ACL
São Gonçalo	MG	11,0	7,6	200,1	ACL
São Joaquim	SP	8,1	5,1	195,9	ACL
Socorro	SP	1,0	0,3	195,9	ACL
Três Saltos	SP	0,6	0,5	195,9	ACL
Varginha	MG	9,0	5,4	193,9	LFA 2007
Várzea Alegre	MG	7,5	4,9	200,1	ACL
Santa Luzia	SC	28,5	18,4	193,9	LFA 2007: 77,8%; ACL: 22,2%
Andorinhas	RS	0,5	0,4	201,3	ACL
Guaporé	RS	0,7	0,6	201,3	ACL
Salto Góes	SC	20,0	11,1	177,9	LFA 2010

# Resultados 2T14



Projetos	UF	Capacidade (MW)	Energia assegurada (MWm)	Preço (R\$/MWh) jun/14	Tipo de contrato
<b>Subtotal PCH</b>		<b>326,6</b>	<b>187,2</b>	<b>199,0</b>	
<b>Solar</b>					
Tanquinho	SP	1,1	0,2	182,9	ACL
<b>Subtotal Solar</b>		<b>1,1</b>	<b>0,2</b>	<b>182,9</b>	
<b>TOTAL</b>		<b>1.495,1</b>	<b>628,2</b>	<b>219,6</b>	