

Resultados 3T14



Resultados 3T14

Índice

| | |
|--|-----------|
| Destaques do trimestre..... | 3 |
| Portfólio em operação | 5 |
| Portfólio contratado: projetos em andamento | 6 |
| Condições gerais de geração | 7 |
| Fonte eólica..... | 7 |
| Fonte hídrica..... | 8 |
| Fonte biomassa | 9 |
| Produção de energia | 10 |
| Desempenho econômico e financeiro..... | 13 |
| Receita líquida | 14 |
| Custo de geração de energia | 15 |
| Despesas gerais e administrativas | 17 |
| EBITDA..... | 18 |
| Resultado Financeiro..... | 20 |
| Receitas financeiras..... | 20 |
| Despesas financeiras | 20 |
| Imposto de renda e contribuição social..... | 21 |
| Resultado líquido..... | 21 |
| Investimentos..... | 21 |
| Endividamento | 22 |
| Mercado de capitais | 25 |
| Governança Corporativa..... | 26 |
| Estrutura societária | 27 |
| Anexo – ativos em operação | 29 |

Resultados 3T14

São Paulo, 12 de novembro de 2014 – A **CPFL Energias Renováveis S.A.** anunciou hoje os resultados referentes ao 3T14 e dos 9M14. 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.

“A Companhia deu mais um importante passo em sua estratégia de crescimento no 3T14. Além da implantação dos projetos eólicos e de biomassa e da aquisição de Rosa dos Ventos realizados ao longo do 1S14, a CPFL Renováveis concluiu a associação com a DESA no final de setembro. Assim, a Companhia inicia o 4T14 com uma plataforma de ativos em operação 54% maior do que em julho de 2013, quando realizou seu IPO. São 1,8 GW de capacidade instalada em operação, distribuídos em 80 usinas e parques eólicos. Os resultados econômicos e financeiros do 3T14 já refletem parte do crescimento verificado ao longo do ano. “

Andre Dorf - Presidente

Destaques do trimestre

1. Conclusão da associação com a Dobrevê Energia S.A. (“DESA”), em 30 de setembro de 2014, com eficácia a partir de 01 de outubro de 2014: incorporação de 330 MW de capacidade contratada.
2. A capacidade em operação da Companhia alcançou 1.495,1 MW (+21,2% vs 3T13). Após a conclusão da associação com a DESA, a capacidade em operação alcançou 1.772,7 MW, distribuídos em 80 usinas;
3. A Receita líquida atingiu R\$ 344,2 milhões no 3T14 (+28,1% vs 3T13);
4. O EBITDA totalizou R\$ 217,8 milhões no 3T14 (+46,6% vs. 3T13), com margem de 63,3%. Esse acréscimo deve-se à entrada em operação de novos projetos, parcialmente compensado pelo maior PMSO relacionado ao custo de geração e das despesas com a incorporação da DESA. Desconsiderando as compras extraordinárias de energia, o EBITDA teria alcançado R\$ 254,3 milhões no 3T14, com margem de 73,9%; e
5. Sólida situação de liquidez financeira. Saldo de caixa de R\$ 779,5 milhões no 3T14.

Resultados 3T14

Indicadores Econômicos e Operacionais (R\$ mil)¹

| | 3T14 | 3T13 | 3T14 vs 3T13 | 9M14 | 9M13 | 9M14 vs 9M13 |
|---|---------|----------|--------------------|-----------|----------|--------------------|
| Demonstrativo de Resultados | | | | | | |
| Receita Líquida | 344.209 | 268.803 | 28,1% | 878.265 | 684.494 | 28,3% |
| EBITDA ⁽²⁾ | 217.806 | 148.537 | 46,6% | 454.187 | 387.532 | 17,2% |
| Margem EBITDA | 63,3% | 55,3% | 8.0 p.p | 51,7% | 56,6% | -4.9 p.p |
| Resultado Líquido | 18.076 | (16.006) | - | (102.118) | (82.804) | 23,3% |
| Investimentos | 67.724 | 132.724 | -49,0% | 158.526 | 686.635 | -76,9% |
| Indicadores Operacionais | | | | | | |
| Número de funcionários | 343 | 336 | 2,1% | 343 | 336 | 2,1% |
| Capacidade em operação (MW) | 1.495 | 1.233 | 21,2% | 1.495 | 1.233 | 21,2% |
| # usinas/ parques em operação | 70 | 59 | 18,6% | 70 | 59 | 18,6% |
| Energia contratada (MW médios) ⁽³⁾ | 649 | 557 | 16,6% | 649 | 557 | 16,6% |

(1) Não considera os dados econômicos e financeiros de DESA.

(2) 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.

(3) Energia contratada dos projetos em operação.

Associação com a DESA: portfólio incorporado

A conclusão da associação com a DESA acrescenta 12 ativos de geração ao portfólio existente, distribuídos em cinco estados nos quais a CPFL Renováveis já tem presença. Esse conjunto de usinas e parques eólicos totalizam 330,8 MW de capacidade instalada já contratada, dos quais 277,6 MW estão em operação e 53,2 MW em construção.

Em operação

- PCH Figueiropolis, com 19,4 MW de capacidade e 12,5 MWm de garantia física (Mato Grosso);
- PCH Ludes, com 30 MW de capacidade e 20,5 MWm de garantia física (Santa Catarina);
- PCH Novo Horizonte, com 23,0 MW de capacidade e 9,3 MWm de garantia física (Paraná);
- Complexo Morro dos Ventos, com 145,2 MW de capacidade e 68,5 MWm de garantia física (Rio Grande do Norte); e
- Complexo Eurus, com 60 MW de capacidade e 31,6 MWm de garantia física (Rio Grande do Norte);

Em construção

- Complexo Morro dos Ventos II, com 29,2 MW de capacidade e 15,3 MWm de garantia física (Rio Grande do Norte); e

Resultados 3T14

- g. PCH Mata Velha, com 24,0 MW de capacidade e 13,1 MWh de garantia física (Minas Gerais).

Os resultados econômico-financeiros da DESA passaram a ser consolidados na CPFL Renováveis a partir do dia 01 de outubro de 2014.

O acordo da associação foi firmado em fevereiro de 2014, prevendo a incorporação da WF2 Holdings S.A. (WF2), empresa detentora da totalidade das ações de emissão da DESA. Em contrapartida, os acionistas controladores da DESA receberam novas ações de emissão da CPFL Renováveis, representativas de 12,3% do capital social total da Companhia.

Portfólio em operação

Nos 9M14, o parque gerador da CPFL Renováveis atingiu 1.495,1 MW de capacidade em operação nas quatro fontes de energia renovável em que a Companhia atua. Em relação aos 9M13, o crescimento foi de 21,2%, devido aos seguintes fatores:

1. Entrada em operação da usina termelétrica movida à biomassa Alvorada, com 50,0 MW de capacidade em Minas Gerais - em novembro de 2013;
2. 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;
3. 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
4. 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. A ICG (Instalação Compartilhada de Geração) dos parques citados está em fase de comissionamento, sendo que a operação em teste já foi aprovada pela ANEEL conforme despacho nº 4.334, em 5 de novembro de 2014.

No encerramento dos 9M14, 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 |
| Total em operação | 1.495,1 | 70 |

Após a incorporação de DESA em 01 de outubro de 2014, a capacidade em operação cresceu 277,6 MW, conforme tabela abaixo:

Resultados 3T14

| Fonte | Capacidade em operação (MW) | Número de usinas e parques |
|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| Pequenas centrais hidrelétricas | 399,0 | 38 |
| Parques eólicos | 1.002,6 | 33 |
| Usinas de biomassa | 370,0 | 8 |
| Usina solar | 1,1 | 1 |
| Total em operação | 1.772,7 | 80 |

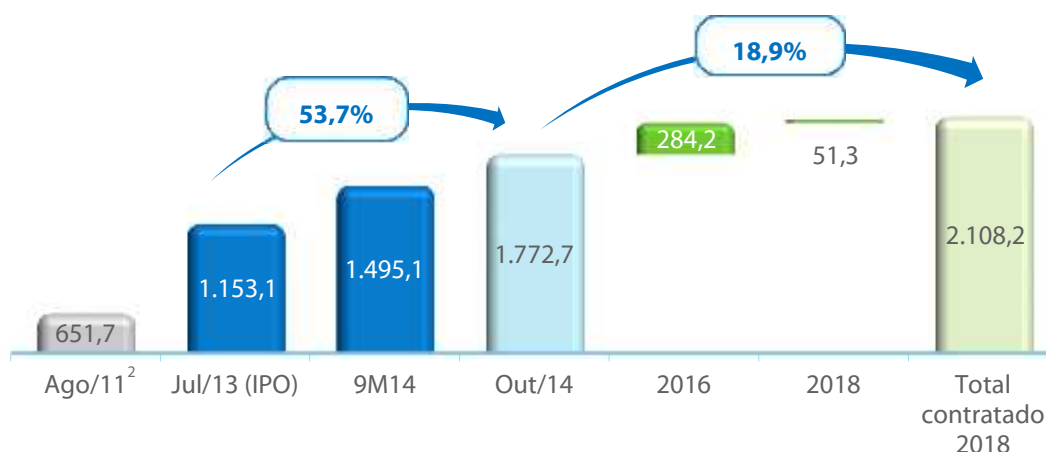
Portfólio contratado: projetos em andamento

| Projeto | Fonte | U.F. | Localização | Capacidade (MW) | Entrada em operação |
|---|-------|------|-------------|--------------------|---------------------|
| Complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito | EOL | RN | João Câmara | 231,0 ³ | 2016 ¹ |
| Complexo eólico Pedra Cheirosa | EOL | CE | Itarema | 51,3 | 2018 ² |
| Parque eólico Morro dos Ventos II ⁵ | EOL | RN | João Câmara | 29,2 | 2016 ¹ |
| PCH Mata Velha ⁵ | PCH | MG | Unai | 24,0 | 2016 ⁴ |
| Total em andamento | | | | 335,5 | |

- (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.
- (4) Com a antecipação da obra foi realizado um contrato bilateral (Mercado Livre) entre 2016 e 2018, quando iniciará a vigência do LEN 2013.
- (5) Ativos incorporados por meio da associação com a DESA, em 01 de outubro de 2014.

Resultados 3T14

Evolução do portfólio contratado até 2018¹



- (1) Considerando os ativos incorporados por meio da associação com a DESA, em 01 de outubro de 2014.
 (2) Criação da CPFL Renováveis

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

Condições gerais de geração

Fonte eólica

Nos últimos anos, a geração de energia a partir da fonte eólica tem apresentado crescimento expressivo no Brasil. A capacidade instalada dos parques eólicos no País alcançou 5,4 GW em 30 de setembro de 2014 e está distribuída em 218 parques eólicos. Desse total, 3,9 GW estão em operação comercial.¹

A operação dos parques eólicos oscila em função da velocidade média dos ventos. Nas regiões Nordeste e Sul 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 disso, um projeto eólico só pode vender sua energia através dos leilões regulados de energia nova se o cálculo para determinação do fator de

¹ Fonte: Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica)

Resultados 3T14

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 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 63%² da capacidade instalada baseada no aproveitamento hidrelétrico.

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou os 9M14 com o nível de armazenamento dos reservatórios de 25,3%, bem abaixo dos volumes apresentados nos mesmos períodos dos anos anteriores. Esse resultado deve-se ao baixo volume de chuvas verificado desde o início desse ano, caracterizando umas das maiores estiagens da história. Vale mencionar que a geração das PCHs na região Sudeste/Centro-Oeste costuma ser maior no 4º e no 1º trimestre de cada ano, em razão do período de chuvas na região. Porém, desde o início do ano, a baixa incidência de chuvas foi atípica.

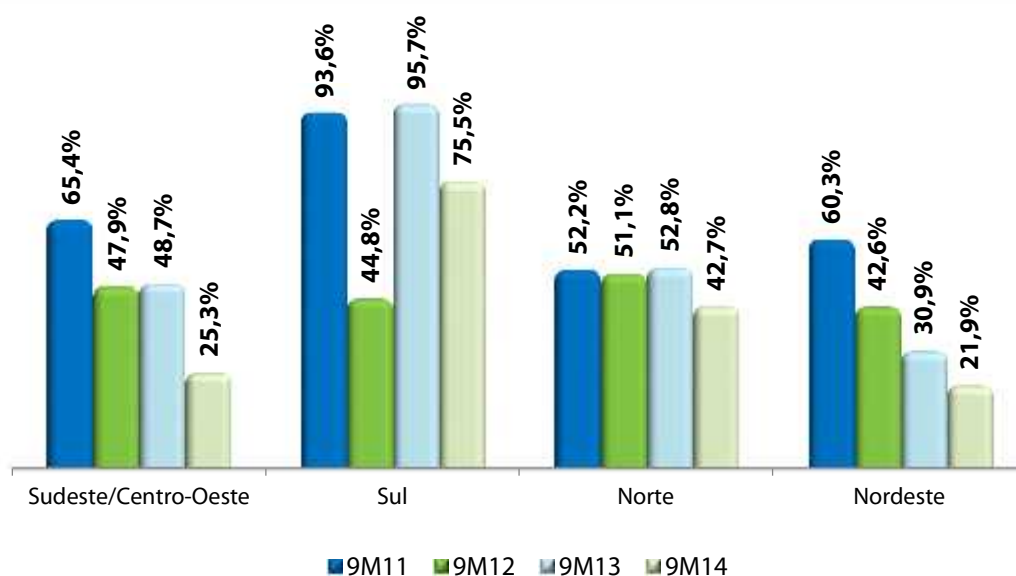
Na região Sul, o nível dos reservatórios apresentou uma diminuição mais significativa nos meses de agosto e setembro desse ano, encerrando o período com 75,5% de sua capacidade de armazenamento, valor inferior ao mesmo período do ano passado (95,7%). Durante os meses de junho e julho, as aflúncias verificadas ficaram acima da média histórica, entretanto, nos meses de agosto e setembro foi registrado menor volume de chuva na região. Cabe ressaltar que a geração de energia nesta região é historicamente maior no 2º e 3º trimestre de cada ano.

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

² Fonte: BIG (ANEEL) – Outubro/2014

Resultados 3T14

Armazenamento dos reservatórios - 2011 a 2014



Fonte: ONS

Cabe ressaltar que a contabilização das receitas provenientes das PCHs 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, passando de R\$ 10,01/MWh em 2013 para R\$ 10,54/MWh em 2014. 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, as mesmas rateiam tal déficit de energia proporcionalmente e a liquidação financeira é valorada pelo Preço de Liquidação de Diferenças ("PLD"). Este efeito é definido como GSF ("Generation Scaling Factor").

Em função da regra da revisão da energia assegurada, em 2014 a Companhia tem três PCHs - Americana, Socorro e Três Saltos - fora do MRE. Estas PCHs totalizam 8,9 MW médios (equivalente a 1,2% da garantia física de nosso portfólio total, considerando os ativos incorporados em outubro de 2014). Tais PCHs têm que comprar energia no mercado livre para atender seus contratos de venda de energia, sempre que a geração for inferior a energia comercializada naquele período. A PCH Americana retornará ao MRE em janeiro de 2015, devido à revisão da garantia física para a média histórica.

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.

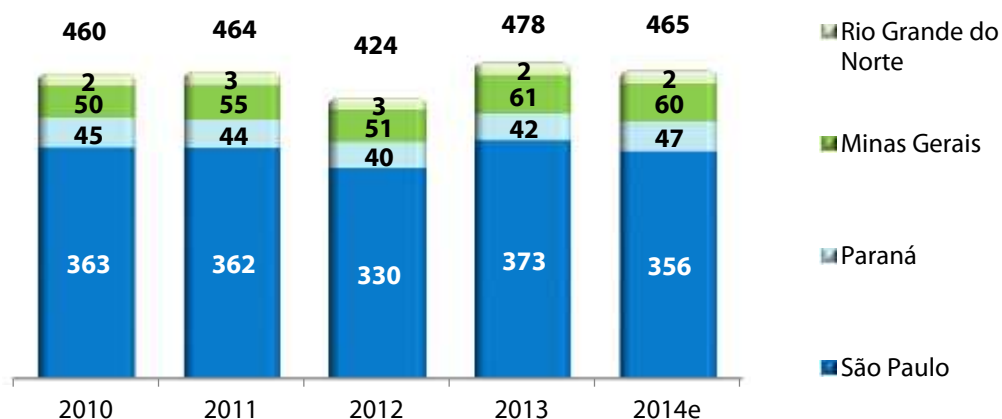
O Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), ainda preliminar, projeta uma crescente necessidade de processamento de cana-de-açúcar no Brasil

Resultados 3T14

para atender a evolução das demandas de etanol e açúcar, com consequente incremento na produção de bagaço, principal fonte de térmicas a biomassa no país. 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 em fonte de geração de energia renovável. Estima-se que a capacidade instalada das usinas movidas a biomassa atinja 10,7 GW ao final de 2014, chegando a 14,0 GW em 2023, o que equivale a um potencial de produção de energia elétrica em 2023 de 7,7 GW médios. Destes 7,7 GW médios, 1,4 GW médios já se encontram contratados, com entrada em operação prevista até 2018. Esse expressivo aumento na oferta é decorrente da expectativa do incremento da eficiência, incluindo a utilização de biomassa residual advinda da palha da cana-de-açúcar, a qual pode ser aproveitada com a mecanização da colheita.

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

Nos 9M14, a CPFL Renováveis gerou 2.719,7 GWh de energia, um aumento de 23,2% em relação ao mesmo período de 2013. Esse desempenho reflete basicamente os seguintes fatores:

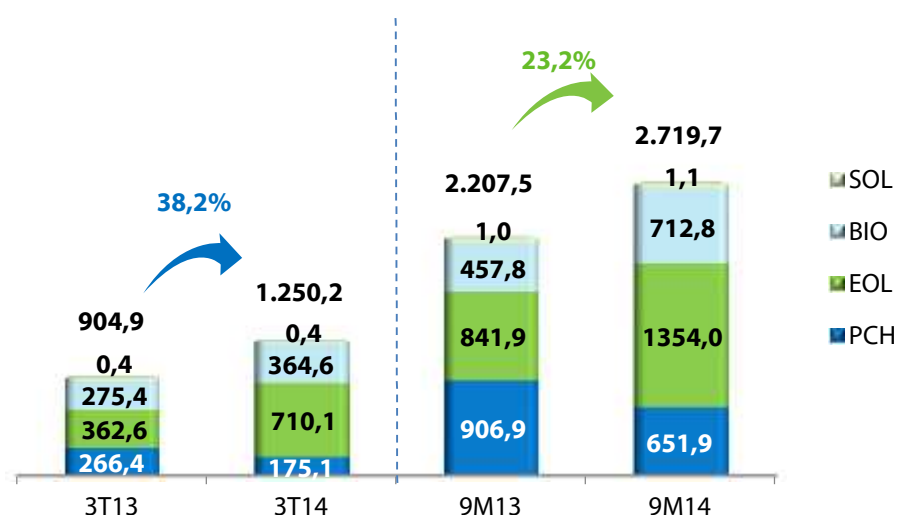
- (i) Início da operação comercial de Bio Alvorada com 50 MW em nov/13;
- (ii) Entrada em operação do complexo eólico Atlântica com 120 MW, cujo início de operação comercial ocorreu gradativamente a partir de nov/13 atingindo a capacidade plena em mar/14;

Resultados 3T14

- (iii) Conclusão da aquisição dos parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato (Rosa dos Ventos), com 13,7 MW, em fev/14 e consolidados no resultado da Companhia a partir do mês de mar/14;
- (iv) 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;
- (v) Ciclo completo de Bio Coopcana com 50 MW, cujo início de operação comercial ocorreu em ago/13;
- (vi) Antecipação da safra ocorrida no 1T14 nas usinas de Coopcana e Ipê, com consequente geração a plena capacidade antes do previsto e
- (vii) Condição hidrológica desfavorável nos 9M14 afetando a geração de energia das PCHs localizadas na região Sudeste/ Centro-Oeste e Sul.

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 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 – as ICGs dos parques estão na fase de comissionamento, sendo que a operação em teste já foi aprovada pela ANEEL.

EÓLICA:

No 3T14 a geração de energia dos parques eólicos apresentou um aumento de 95,8% (347,5 GWh) quando comparado ao 3T13. Este incremento é explicado pela entrada em operação comercial do complexo eólico Atlântica e do complexo eólico Santa Clara, além da conclusão da aquisição de Rosa dos Ventos em fevereiro de 2014. Adicionalmente, no 3T14 o cenário do vento na região Nordeste foi semelhante ao 3T13, porém a maior disponibilidade dos aerogeradores em função da menor incidência de paradas beneficiaram a geração de energia nos complexos eólicos SIIF e Bons Ventos. Nos 9M14, a elevação de 60,8% (512,1 GWh) é explicada pela entrada em operação dos ativos mencionados acima, parcialmente compensada pela velocidade média dos ventos, que no 1S13 foi superior à média histórica, explicando a maior geração das usinas localizadas no Ceará nos 9M13 em relação aos 9M14.

Resultados 3T14

Abaixo está o histórico de geração efetiva dos projetos eólicos da CPFL Renováveis. A taxa de eficiência média da Companhia totalizou 98,2% e 99,2% nos últimos 12 e 24 meses, respectivamente. O cenário de vento nos últimos 12 meses e as manutenções corretivas realizadas nas usinas no 4º trimestre de 2013 impactaram as taxas de eficiência. Porém, não houve impacto no atendimento dos contratos.

| Parque eólico | Fator de capacidade Certificado P50 ⁽³⁾ | Fator de capacidade real últimos 12 meses | Taxa de eficiência |
|--|--|---|--------------------|
| Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾ | 38,8% | 38,2% | 98,5% |
| Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾ | 40,0% | 39,2% | 97,9% |
| Total | 39,3% | 38,6% | 98,2% |

| Parque eólico | Fator de capacidade Certificado ⁽³⁾ | Fator de capacidade real últimos 24 meses | Taxa de eficiência |
|--|--|---|--------------------|
| Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾ | 38,8% | 38,3% | 98,8% |
| Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾ | 40,0% | 39,9% | 99,8% |
| Total | 39,3% | 39,0% | 99,2% |

- (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 poderia distorcer a análise do fator de capacidade e a taxa eficiência da Companhia.

Vale mencionar que o parque eólico Campo dos Ventos II (com 30 MW) e o 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. As ICGs (Instalação Compartilhada de Geração) desses parques citados estão em fase de comissionamento, sendo que a operação em teste já foi aprovada pela ANEEL conforme despacho nº 4.334, em 5 de novembro de 2014.

PCH:

No 3T14, a geração de energia das PCH's teve uma redução de 34,3% (91,3 GWh) se comparada ao 3T13. Já nos 9M14, a variação foi negativa em 28,1% (255,0 GWh) na comparação com os 9M13. 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 afluyente³ nas regiões de maior atuação da Companhia.

³ Energia Natural Afluyente (ENA) é a energia que pode ser produzida a partir das vazões naturais afluentes aos reservatórios.

Resultados 3T14

BIOMASSA:

No 3T14, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou um aumento de 32,4% (89,2 GWh) em relação ao 3T13. Já nos 9M14, foi verificada uma elevação de 55,7% (255 GWh) em relação aos 9M13. Tais variações são explicadas, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) entrada em operação das usinas Bio Coopcana (ago/13) e Bio Alvorada (nov/13);
- (ii) antecipação da safra em algumas usinas de biomassa em 2014;
- (iii) menor incidência de chuvas em 2014 que contribuíram para melhor performance das usinas; e
- (iv) maior geração de Bio Estér por conta da utilização do suplemento de cavaco para completar sua produção e entrega de energia. Adicionalmente, o período de estiagem beneficiou a queima do bagaço em Bio Buriti e Bio Baldin, pois no 3T13 houve o impacto da chuva que começou mais cedo, efeito esse que não ocorreu no 3T14.

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](#).

Desempenho econômico e financeiro

Demonstrativo de resultado (R\$ mil)

| | 3T14 | 3T13 | 3T14 vs 3T13 | 9M14 | 9M13 | 9M14 vs 9M13 |
|---------------------------------------|----------------|-----------------|--------------------|------------------|-----------------|--------------------|
| Receita Líquida | 344.209 | 268.803 | 28,1% | 878.265 | 684.494 | 28,3% |
| Custo de geração de energia elétrica | (163.811) | (154.224) | 6,2% | (552.007) | (384.807) | 43,5% |
| Lucro Bruto | 180.398 | 114.579 | 57,4% | 326.258 | 299.687 | 8,9% |
| Despesas gerais e administrativas | (33.286) | (23.157) | 43,7% | (80.274) | (75.835) | 5,9% |
| Amortização do direito de exploração | (34.427) | (31.969) | 7,7% | (101.680) | (96.420) | 5,5% |
| Depreciação e amortização | (758) | (691) | 9,7% | (2.152) | (1.978) | 8,8% |
| Outros | (1) | 0 | - | (1) | (1) | 0,0% |
| Lucro operacional | 111.926 | 58.762 | 90,5% | 142.151 | 125.453 | 13,3% |
| Resultado Financeiro | (81.729) | (68.933) | 18,6% | (229.006) | (197.938) | 15,7% |
| IR e CS | (12.121) | (5.835) | 107,7% | (15.263) | (10.319) | 47,9% |
| Resultado líquido | 18.076 | (16.006) | - | (102.118) | (82.804) | 23,3% |
| EBITDA | 217.806 | 148.537 | 46,6% | 454.187 | 387.532 | 17,2% |
| Margem EBITDA | 63,3% | 55,3% | 8.0 p.p | 51,7% | 56,6% | -4.9 p.p |
| EBITDA Ajustado ⁽¹⁾ | 254.306 | 194.829 | 30,5% | 597.087 | 489.055 | 22,1% |
| Margem EBITDA Ajustada ⁽¹⁾ | 73,9% | 72,5% | 1.4 p.p | 68,0% | 71,4% | -3.4 p.p |

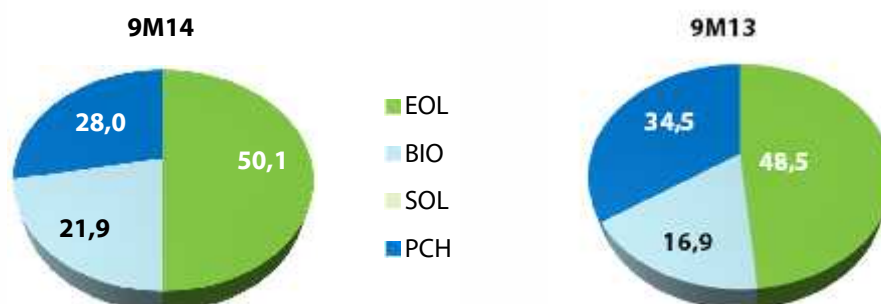
(1) Exclui os gastos extraordinários com GSF, PCHs fora do MRE, provisão de ESS (Encargos de Serviço de Sistema) e compra de energia para suprir lastro de contratos.

Resultados 3T14

Receita líquida

A receita líquida atingiu R\$ 344,2 milhões no 3T14, montante 28,1% superior ao 3T13 (R\$ 268,8 milhões). Já nos 9M14, a receita líquida registrou alta de 28,3% em relação aos 9M13, totalizando R\$ 878,3 milhões.

Composição da receita líquida por fonte¹



(1) A participação da fonte solar é de 0,02% nos 9M14 versus 0,02% nos 9M13.

As variações da receita são explicadas basicamente pelos seguintes fatores:

- (i) Início da vigência dos contratos de venda dos seguintes projetos no decorrer dos últimos 12 meses: Campo dos Ventos II (setembro/2013), complexo eólico Atlântica (novembro/2013) e complexo eólico Macacos I (maio/2014);
- (ii) Ciclo completo de venda de energia em 2014 dos seguintes projetos: Bio Coopcana e Bio Alvorada (maio/2013);
- (iii) Incorporação dos parques eólicos de Rosa dos Ventos em março/2014;
- (iv) Reconhecimento da geração efetiva do complexo eólico Santa Clara desde abril de 2014, enquanto em 2013 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); e
- (v) Antecipação da safra e melhor performance operacional das usinas à biomassa em 2014.

A média dos preços de venda de energia foi de R\$ 223,5/MWh em 30 de setembro de 2014, 5,8% superior ao apurado em 30 de setembro de 2013 (R\$ 211,2/MWh).

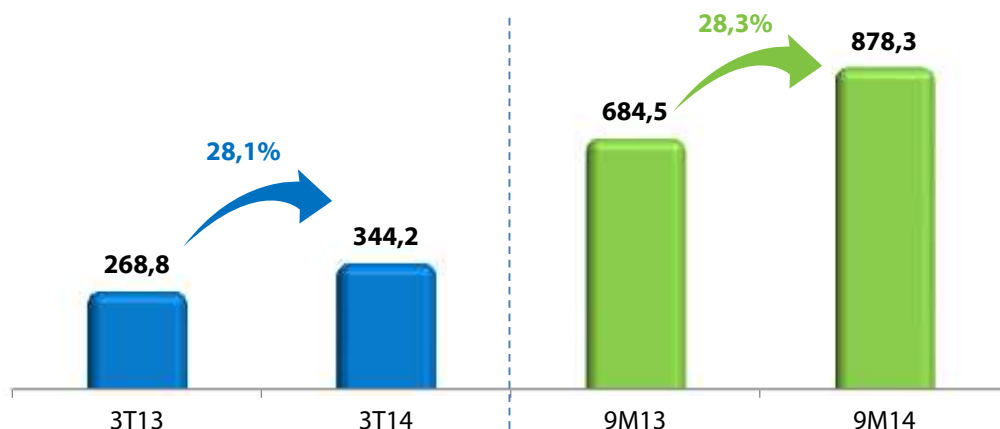
No caso do complexo eólico Atlântica, apesar da receita ter sido auferida desde o início dos contratos de venda (novembro de 2013), ocorreram compras extraordinárias de energia no mercado de curto prazo de novembro de 2013 a abril de 2014, uma vez que a conclusão das obras desse complexo e a efetiva entrada em operação plena ocorreu em março de 2014.

Além disso, Campo dos Ventos II e Macacos I têm direito a receita por serem considerados aptos a operar pela ANEEL. Porém tais complexos não geraram energia no período pois o término da construção da ICG, de responsabilidade de terceiros, ainda não havia ocorrido. É importante

Resultados 3T14

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:

Receita líquida por fonte (R\$ mil)

| | 3T14 | 3T13 | 3T14 vs 3T13 | 9M14 | 9M13 | 9M14 vs 9M13 |
|--------------|----------------|----------------|--------------|----------------|----------------|--------------|
| PCH | 66.825 | 61.895 | 8,0% | 246.065 | 236.335 | 4,1% |
| Eólica | 200.186 | 143.468 | 39,5% | 439.824 | 331.982 | 32,5% |
| Biomassa | 77.134 | 63.383 | 21,7% | 192.179 | 116.015 | 65,7% |
| Solar | 63 | 57 | 10,9% | 196 | 162 | 21,3% |
| TOTAL | 344.209 | 268.803 | 28,1% | 878.265 | 684.494 | 28,3% |

Custo de geração de energia (R\$ mil)

| | 3T14 | 3T13 | 3T14 vs 3T13 | 9M14 | 9M13 | 9M14 vs 9M13 |
|----------------------------|------------------|------------------|--------------|------------------|------------------|--------------|
| Custo de compra de energia | (52.563) | (70.318) | -25,2% | (232.198) | (134.122) | 73,1% |
| Encargos de uso de sistema | (13.606) | (5.231) | 160,1% | (39.091) | (29.931) | 30,6% |
| Depreciação e amortização | (70.695) | (57.115) | 23,8% | (208.204) | (163.681) | 27,2% |
| PMSO ⁽¹⁾ | (26.947) | (21.560) | 25,0% | (72.514) | (57.073) | 27,1% |
| Total dos Custos | (163.811) | (154.224) | 6,2% | (552.007) | (384.807) | 43,5% |

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

Resultados 3T14

O custo de compra de energia totalizou R\$ 52,6 milhões no 3T14, montante 25,2% inferior ao registrado no 3T13 (R\$ 70,3 milhões). Esta variação deve-se, basicamente, aos seguintes gastos extraordinários:

- (i) aplicação do GSF - conceito explicado na sessão “Produção de Energia” - no valor de R\$ 35,9 milhões no 3T14, o que não ocorreu no 3T13. As condições hidrológicas desfavoráveis em 2014 ocasionaram a aplicação do GSF para diversos geradores participantes do MRE; e
- (ii) em contrapartida, houve a compra de energia para suprir lastro de contratos de venda de energia das usinas Bio Coopcana, Bio Alvorada e do complexo eólico Atlântica devido à revisão do cronograma de obras no valor de R\$ 51,7 milhões no 3T13 e que não se repetiu no 3T14.

Cabe ressaltar também o expressivo aumento do PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/ Centro-Oeste, que passou de R\$ 174,6/MWh no 3T13 para R\$ 662,1/MWh no 3T14, com conseqüentemente efeito na compra de energia.

Nos 9M14, o custo de compra de energia totalizou R\$ 232,2 milhões, montante R\$ 98,1 milhões superior aos 9M13 (R\$ 134,1 milhões). Essa elevação no custo com compra de energia deve-se, principalmente, à realização dos seguintes gastos extraordinários:

- (i) 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 custo adicional de R\$ 46,4 milhões, efeito esse que não ocorreu nos 9M13;
- (ii) 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 versus R\$ 69,1 milhões nos 9M13 para suprir lastro de venda de energia do complexo eólico Atlântica, Bio Coopcana e Bio Alvorada por conta da revisão do cronograma de obras;
- (iii) 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
- (iv) aplicação do GSF de R\$ 58,3 milhões nos 9M14 versus R\$ 32,4 milhões nos 9M13.

Alem disto, nos 9M14 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 Bio Coopcana e Bio 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\$ 248,7/MWh nos 9M13 para R\$ 661,1/MWh nos 9M14, com conseqüentemente efeito na compra de energia.

No 3T14, o custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 13,6 milhões, montante R\$ 8,4 milhões superior ao 3T13 (R\$ 5,2 milhões). Esse acréscimo deve-se principalmente a reversão da provisão realizada no 3T13, de R\$ 5,4 milhões, referente aos encargos de serviço de sistema estabelecida pela Resolução CNPE 03/2013. Desconsiderando o estorno dessa provisão, o custo de encargos do uso de sistema no 3T13 teria totalizado R\$ 10,6 milhões ante um custo de R\$ 13,6 milhões no 3T14, um acréscimo de 27,8% entre os períodos comparados. Tal variação, é explicada

Resultados 3T14

pela entrada em operação comercial de novos ativos nos últimos 12 meses mencionados anteriormente, além da conclusão da aquisição dos parques eólicos de Rosas de Ventos.

Nos 9M14, o custo com encargos de uso do sistema aumentou 30,6%, totalizando R\$ 39,1 milhões ante R\$ 29,9 milhões nos 9M13. Esse aumento deve-se basicamente pela entrada em operação comercial de novos ativos nos últimos 12 meses e à conclusão da aquisição dos parques eólicos de Rosas de Ventos, mencionados na sessão portfólio em operação.

O custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 70,7 milhões no 3T14, 23,8% superior ao registrado no 3T13. Já nos 9M14 totalizou R\$ 208,2 milhões, aumento de 27,2% em relação aos 9M13. Tais variações são explicadas, principalmente, pela depreciação dos ativos que entraram em operação nos últimos 12 meses e pela 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 totalizou R\$ 26,9 milhões no 3T14, aumento de 25,0% em relação ao 3T13 (R\$ 21,6 milhões). Já nos 9M14, o custo com PMSO teve uma elevação de 27,1% em relação aos 9M13. Tais variações devem-se, basicamente, ao aumento nas despesas de O&M, seguros e arrendamento relacionados aos novos projetos em operação, além do efeito relacionado aos gastos ligados a operação das usinas à biomassa devido à antecipação da safra.

Despesas gerais e administrativas (R\$ mil)

| | 3T14 | 3T13 | 3T14 vs 3T13 | 9M14 | 9M13 | 9M14 vs 9M13 |
|--------------------------------------|-----------------|-----------------|--------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Despesas com pessoal | (15.370) | (13.682) | 12,3% | (41.072) | (41.068) | 0,0% |
| Serviços de terceiros | (13.364) | (6.338) | 110,9% | (29.214) | (22.612) | 29,2% |
| Depreciação | (758) | (691) | 9,7% | (2.152) | (1.978) | 8,8% |
| Amortização do direito de exploração | (34.427) | (31.969) | 7,7% | (101.680) | (96.420) | 5,5% |
| Outros | (4.553) | (3.137) | 45,1% | (9.989) | (12.156) | -17,8% |
| Total das despesas G&A | (68.472) | (55.817) | 22,7% | (184.107) | (174.234) | 5,7% |

As despesas gerais e administrativas somaram R\$ 68,5 milhões no 3T14, um incremento de 22,7% em relação ao 3T13 (R\$ 55,8 milhões). Essa variação está principalmente relacionada aos seguintes fatores:

- (i) acréscimo na linha de serviço de terceiros que reflete principalmente os custos ocorridos no 3T14 com a incorporação de DESA no valor de R\$ 6,0 milhões, incluindo serviços de consultoria, honorários advocatícios e outros;
- (ii) aumento nas despesas com amortização do direito de exploração, no valor de R\$ 2,5 milhões, relacionado à adição dos ativos de Rosa dos Ventos, do complexo eólico Macacos e do complexo eólico Atlântica ao portfólio de projetos em operação da Companhia; e
- (iii) elevação nas despesas com pessoal de R\$ 1,7 milhão, principalmente, pelo reajuste dos salários e aumento de quadro de pessoal.

Resultados 3T14

Na comparação do acumulado do ano, as despesas gerais e administrativas totalizaram R\$ 184,1 milhões, uma elevação de 5,7% em relação aos 9M13. Essa variação é justificada pelos seguintes itens:

- (i) custos com a incorporação de DESA ocorridos no 3T14;
- (ii) aumento nas despesas com amortização do direito de exploração, no valor de R\$ 5,3 milhões, relacionado à adição de Rosa dos Ventos, complexo eólico Macacos e complexo eólico Atlântica ao portfólio de projetos em operação da Companhia; 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".

EBITDA

No 3T14, a CPFL Renováveis registrou EBITDA de R\$ 217,8 milhões, com margem de 63,3%, representando um acréscimo de 46,6% em relação ao 3T13 (R\$ 148,5 milhões). A maior receita líquida resultante, principalmente, da entrada dos novos projetos, foi parcialmente compensada pelo maior PMSO relacionado ao custo de geração e das despesas com a incorporação da DESA. Desconsiderando os efeitos abaixo, a Companhia apresentaria um EBITDA ajustado de R\$ 254,3 milhões no 3T14, com margem de 73,9% ante um EBITDA ajustado de R\$ 194,8 milhões no 3T13, com margem de 72,5%:

- (i) dos custos com GSF (R\$ 35,9 milhões) no 3T14;
- (ii) da compra energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE (R\$ 0,6 milhão) no 3T14;
- (iii) da compra extraordinária de energia para suprir lastro no 3T13 da Bio Coopcana, Bio Alvorada e complexo eólico Atlântica devido à revisão do cronograma de obras (R\$ 51,7 milhões); e
- (iv) do estorno da provisão do ESS (R\$ 5,4 milhões) no 3T13.

Nos 9M14, o EBITDA totalizou R\$ 454,2 milhões, 17,2% superior ao reportado nos 9M13 (R\$ 387,5 milhões). Tal resultado foi influenciado pela maior receita registrada nos 9M14, parcialmente compensada pelos custos com compra de energia devido às condições hidrológicas desfavoráveis verificada em 2014 e ao atendimento do lastro dos contratos de venda de energia. Desconsiderando os efeitos abaixo, a Companhia apresentaria um EBITDA ajustado nos 9M14 de R\$ 597,1 milhões, com margem de 68,0%. Tal resultado, comparado ao EBITDA ajustado de R\$ 489,0 milhões nos 9M13, representaria um crescimento de 22,1% entre os períodos:

- (i) da compra energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE (R\$ 46,4 milhões) nos 9M14;
- (ii) da compra extraordinária de energia para suprir lastro do complexo eólico Atlântica (R\$ 26,4 milhões) nos 9M14;
- (iii) das despesas com GSF (R\$ 58,3 milhões) nos 9M14;
- (iv) do 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.

Vale lembrar que os ajustes efetuados no EBITDA ajustado dos 9M13 se referem aos seguintes itens: as despesas de GSF (R\$ 32,4 milhões) e a compra de energia para suprir o lastro do complexo

Resultados 3T14

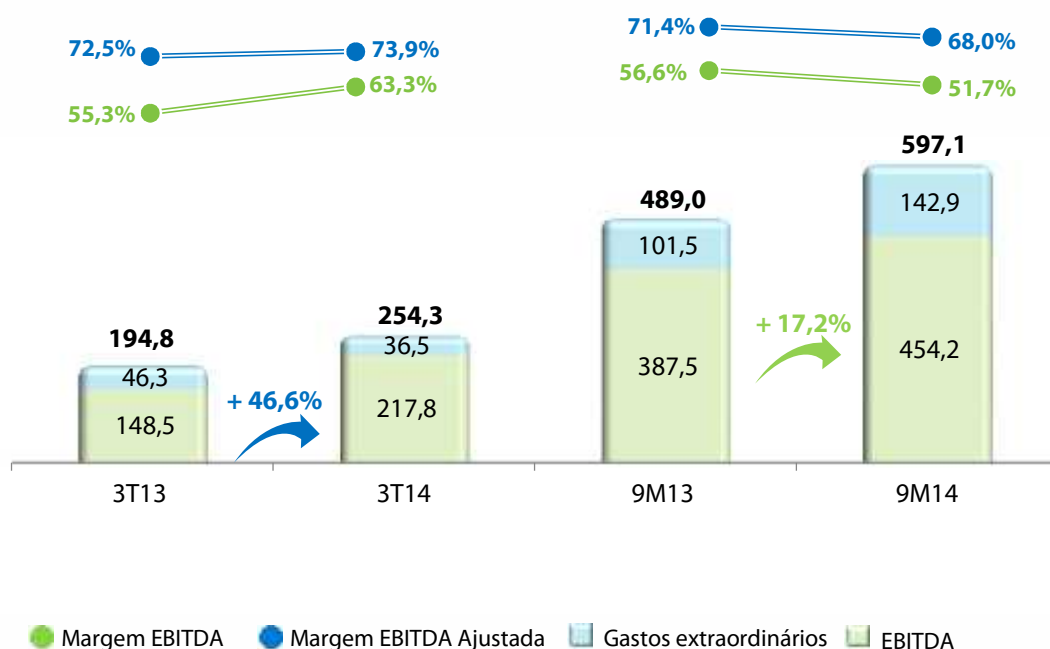
eólico Atlântica, Bio Coopcana e Bio Alvorada devido à revisão do cronograma de obras (R\$ 69,1 milhões).

Ebitda e Ebitda ajustado (R\$ mil)

Os ajustes relacionados aos itens não recorrentes que afetaram o EBITDA da Companhia estão descritos na tabela abaixo:

| | 3T14 | 3T13 | 3T14 vs 3T13 | 9M14 | 9M13 | 9M14 vs 9M13 |
|---|----------------|----------------|--------------------|----------------|----------------|--------------------|
| Ebitda | 217.806 | 148.537 | 46,6% | 454.187 | 387.532 | 17,2% |
| Itens ajustados | 36.500 | 46.292 | -21,2% | 142.900 | 101.523 | 40,8% |
| GSF | 35.900 | - | NA | 58.300 | 32.400 | 79,9% |
| PCHs fora do MRE | 600 | - | NA | 46.400 | - | NA |
| Compra de lastro - complexo eólico Atlântica, Bio Coopcana e Bio Alvorada | - | 51.696 | NA | 26.400 | 69.123 | -61,8% |
| Sinistro (queima da bobina) - Bio Coopcana | - | - | - | 11.800 | - | NA |
| ESS (CNPE #3) | - | (5.404) | NA | - | - | - |
| Ebitda ajustado | 254.306 | 194.829 | 30,5% | 597.087 | 489.055 | 22,1% |

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



Resultados 3T14

Resultado Financeiro

| | 3T14 | 3T13 | 3T14 vs 3T13 | 9M14 | 9M13 | 9M14 vs 9M13 |
|------------------------------------|------------------|-----------------|--------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Receitas Financeiras | 22.819 | 15.415 | 48,0% | 70.832 | 34.132 | 107,5% |
| Receita de aplicação financeira | 19.348 | 12.585 | 53,7% | 63.136 | 29.646 | 113,0% |
| Outras receitas | 3.471 | 2.830 | 22,7% | 7.696 | 4.486 | 71,6% |
| Despesas Financeiras | (104.548) | (84.348) | 23,9% | (299.838) | (232.070) | 29,2% |
| Juros de empréstimos e debentures | (98.631) | (96.271) | 2,5% | (298.711) | (258.352) | 15,6% |
| Juros capitalizados no imobilizado | 0 | 15.230 | -100,0% | 10.669 | 39.105 | -72,7% |
| Outras despesas financeiras | (5.917) | (3.307) | 78,9% | (11.796) | (12.823) | -8,0% |
| Resultado Financeiro | (81.729) | (68.933) | 18,6% | (229.006) | (197.938) | 15,7% |

Receitas financeiras

Em 30 de setembro de 2014, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 779,5 milhões ante R\$ 923,2 milhões em 30 de setembro de 2013.

No 3T14, as receitas financeiras totalizaram R\$ 22,8 milhões, montante R\$ 7,4 milhões superior ao 3T13 (R\$ 15,4 milhões). Essa elevação é explicada pelo acréscimo do CDI médio (10,6% a.a. no 3T14 versus 8,2% a.a. no 3T13), parcialmente compensado pelo menor saldo médio de caixa na comparação dos períodos.

As receitas financeiras somaram R\$ 70,8 milhões nos 9M14, montante R\$ 36,7 milhões superior aos 9M13 (R\$ 34,1 milhões). Essa elevação é explicada pelos seguintes efeitos: (i) maior saldo médio de caixa (R\$ 869,3 milhões nos 9M14 comparado a R\$ 721,0 milhões nos 9M13); e (ii) acréscimo do CDI médio (10,6% a.a. nos 9M14 versus 7,5% a.a. nos 9M13).

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 104,5 milhões no 3T14, montante 23,9% superior ao 3T13 (R\$ 84,3 milhões). Nos 9M14, as despesas financeiras totalizaram R\$ 299,8 milhões, com elevação de 29,2% em relação aos 9M13 (R\$ 232,1 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: 10,6% a.a. no 3T14 versus 8,2% a.a. no 3T13 e 10,6% a.a. nos 9M14 versus 7,5% a.a. nos 9M13; e
- (iv) 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis de R\$ 300,0 milhões em abril de 2014, afetando a despesa financeira do 3T14.

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,

Resultados 3T14

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\$ 81,7 milhões no 3T14, elevação de 18,6 % em relação ao 3T13 (R\$ 68,9 milhões). Nos 9M14, o resultado financeiro totalizou R\$ 229,0 milhões, 15,7% superior aos 9M13 (R\$ 197,9 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.

Resultado líquido

A CPFL Renováveis registrou um lucro líquido de R\$ 18,1 milhões no 3T14 ante a um prejuízo de R\$ 16,0 milhões no 3T13. Desconsiderando os gastos extraordinários, os resultados dos períodos teriam sido um lucro líquido de R\$ 54,6 milhões no 3T14 ante um lucro líquido de R\$ 30,3 milhões no 3T13 (sem considerar eventuais efeitos de impostos).

Já no acumulado do ano, a Companhia registrou um prejuízo R\$ 102,1 milhões comparados à R\$ 82,8 milhões dos 9M13. Desconsiderando os gastos extraordinários mencionados anteriormente, os resultados dos períodos teriam sido um lucro líquido de R\$ 40,8 milhões nos 9M14 ante um lucro líquido de R\$ 18,7 milhões nos 9M13 (sem considerar eventuais efeitos de impostos).

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 158,5 milhões nos 9M14, montante 76,9% inferior do valor investido nos 9M13 (R\$ 686,6 milhões). Esta redução 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 nos 9M14 foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

- (i) **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
- (ii) **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. A ICG (Instalação Compartilhada de Geração) dos parques está em fase de comissionamento, sendo que a operação em teste já foi aprovada 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:

- (iii) **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 vendida por meio de contrato de longo prazo no mercado livre.
- (iv) **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.

Com a incorporação dos ativos de DESA, o portfólio de projetos em construção passou a incluir, a partir de outubro de 2014:

- (i) **Parque eólico Morro dos Ventos II** - localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com entrada em operação prevista para o 1S16. A potência é de 29,2 MW e a garantia física de 15,3 MW médios. A energia foi vendida por meio do leilão A-5 realizado em dezembro de 2011.
- (ii) **PCH Mata Velha** – localizado no Estado de Minas Gerais, com entrada prevista para 1S16. A potência é de 24,0 MW e a garantia física de 13,1 MW médios. A energia foi vendida por meio do leilão A-5 realizado em agosto de 2013. Com a antecipação da obra, foi realizado um contrato bilateral (Mercado Livre) entre 2016 e 2018, quando iniciará a vigência do LEN 2013.

Endividamento

A Companhia encerrou os 9M14 com endividamento total de R\$ 4.693,9 milhões praticamente estável em relação aos 9M13. As dívidas da Companhia apresentaram prazo médio de 6,3 anos e custo médio nominal de 8,4% a.a. (78,2% do CDI de 30 de setembro de 2014).

As captações mais relevantes realizadas nos últimos 12 meses foram para reforçar o caixa da Companhia e 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\$ 40,0 milhões referentes aos financiamentos de Bio Alvorada e Bio Coopcana junto ao BNDES ao custo médio de 3,6%;
- (ii) 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.;
- (iii) 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.;

Resultados 3T14

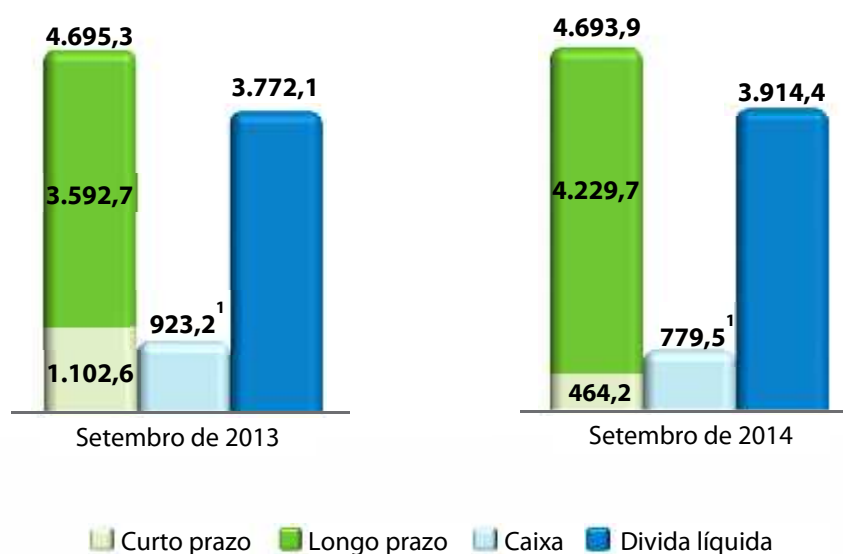
- (iv) R\$ 34,9 milhões referente a consolidação das dívidas da controlada Rosa dos Ventos;
- (v) R\$ 300,0 milhões referente a 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis, emitida junto ao Banco do Brasil, ao custo de 114% CDI; e
- (vi) R\$ 296,1 milhões referente ao financiamento de longo prazo do complexo eólico Atlântica junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,14 a.a.

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 quitação do empréstimo ponte do Complexo de Macacos I 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 quitação da nota promissória da CPFL Renováveis;
- (vi) R\$ 31,7 milhões referentes a amortização das debêntures da SIF;
- (vii) R\$ 292,8 milhões referentes à quitação do empréstimo ponte do Complexo de Atlânticas emitido junto ao BNDES; e
- (viii) R\$ 224,4 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 3.914,4 milhões nos 9M14, montante 3,8% superior aos 9M13.

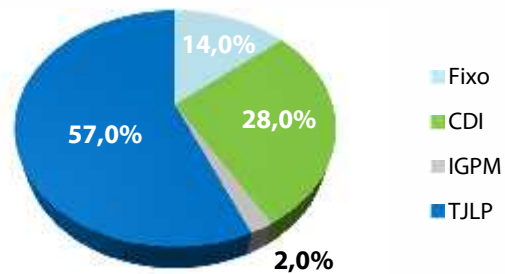
Endividamento (R\$MM)



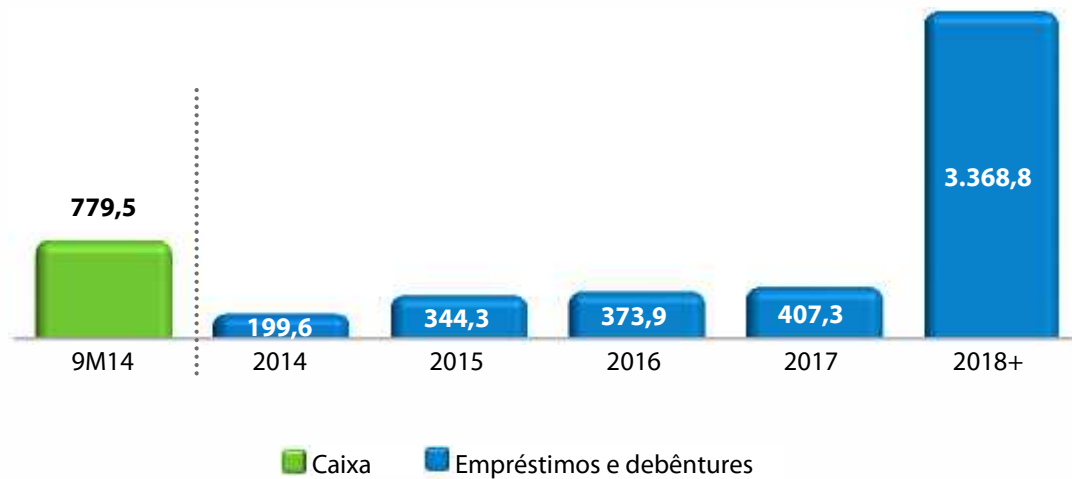
(1) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 132,3 MM no 3T14 (R\$ 131,0 MM no 3T13).

Resultados 3T14

Dívida por indexador

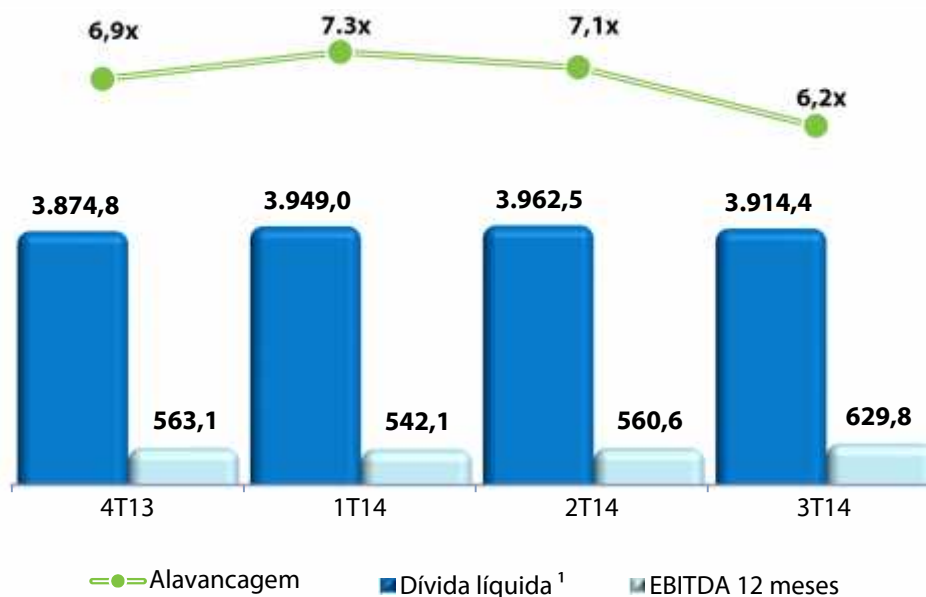


Cronograma de amortização da dívida



Resultados 3T14

Divida líquida/EBITDA (R\$MM)



(1) O saldo de caixa considera o saldo em conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 132,3 MM no 3T14.

É importante reforçar que a Companhia, de acordo com a natureza de seu negócio, possui um portfólio relevante de usinas que recentemente entraram em operação, para o qual foi contraído um montante significativo em dívidas sem a contrapartida de EBITDA, que está sendo gerado a partir do início da operação.

Mercado de capitais

As ações da CPRE3 tiveram valorização de 13,0% deste a abertura de capital da Companhia até o fechamento do pregão de 30 de setembro de 2014, quando encerrou cotada à R\$ 14,14. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV), valorizou 14,2%, enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) valorizou 8,0%.

Resultados 3T14

Desempenho desde o IPO até 30/09/2014 – base 100 em 19/07/2013



Governança Corporativa

A CPFL Renováveis é listada no segmento de mais alto nível de governança – Novo Mercado da BM&FBovespa e seu capital social é composto exclusivamente por ações ordinárias e totalmente integralizadas.

A estrutura de governança corporativa da Companhia conta com o apoio do Conselho de Administração, que é subsidiado por dois comitês (Financeiro e Operacional), pela diretoria executiva e pela auditoria interna. Quatro princípios são seguidos por esses executivos para que a gestão da CPFL Renováveis seja realizada de forma ética, com respeito integral aos nossos públicos e às comunidades onde estamos inseridos: transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

O Conselho de Administração da Companhia é o órgão de deliberação colegiada, responsável pelo estabelecimento das políticas e diretrizes gerais de negócio, incluindo a estratégia de longo prazo, o controle e a fiscalização do desempenho. É responsável também pela supervisão da gestão dos diretores estatutários, dentre outras competências que lhe são atribuídas pela lei e pelo estatuto social.

O órgão é composto por um conselheiro independente e oito conselheiros indicados pelos acionistas com prazo de mandato de um ano, sendo permitida a reeleição. O conselho se reúne ordinariamente uma vez a cada dois meses e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo Presidente do Conselho ou por quaisquer dois conselheiros. Nenhum conselheiro integra a diretoria estatutária da Companhia.

A CPFL Renováveis também possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento e é composto por três membros efetivos, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária seguinte à de sua eleição, podendo ser reeleitos.

Resultados 3T14

A diretoria estatutária é formada por seis diretores estatutários, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à diretoria executiva representar a Companhia e gerir os negócios, de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no *website* de Relações com Investidores www.cpfrenovaveis.com.br/ri.

Estrutura societária


Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia, após a conclusão da associação com a DESA:



(1) Via CPFL Geração

Resultados 3T14



| Contatos | Teleconferência | CPRE3 |
|--|--|---|
| Andre Dorf Presidente | Teleconferência / webcast | Cotação de fechamento em 12/11/2014: R\$ 12,90 |
| Carlos Wilson Ribeiro Diretor Financeiro e de Relações com Investidores | Data: 13 de novembro de 2014 | Valor de Mercado: |
| Maria Carolina Gonçalves Superintendente de Relações com Investidores | Horário: 11h00 (Horário de Brasília) 08h00 a.m (Eastern time) | Reais: R\$ 6,5 bilhões |
| Luciana Silvestre Fonseca Analista de Relações com Investidores | Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês. | Dolar: USD: 2,5 bilhões |
| Priscila de Oliveira Analista de Relações com Investidores | Telefones para conexão: Brasil: (+55)11-3193-1001 EUA: +1 888 700 0802 Mundo: +1 786 924-6977 |  |
| Natalia Troccoli Analista de Relações com Investidores | Senha: CPFL Renováveis | |
| E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: 11- 3157-9305 | | |
| Assessoria de Imprensa RP1 Comunicação Empresarial E-mail: marianacesena@rp1.com.br Telefone: 11-5501-4655 | | |

Resultados 3T14

Anexo – ativos em operação

| Projetos | UF | Capacidade (MW) | Garantia física (MWm) | Preço (R\$/MWh) set/14 | Tipo de contrato |
|----------------------------------|-----------------------------|-----------------|-----------------------|------------------------|------------------|
| Eólico | | | | | |
| Complexo eólico Atlântica | Atlântica I | RS | 30,0 | 13,1 | 166,2 LFA 2010 |
| | Atlântica II | RS | 30,0 | 12,9 | 166,2 LFA 2010 |
| | Atlântica IV | RS | 30,0 | 13 | 166,2 LFA 2010 |
| | Atlântica V | RS | 30,0 | 13,7 | 166,2 LFA 2010 |
| Complexo eólico SIFF | Foz do Rio Choró | CE | 25,2 | 7,4 | 374,6 Proinfa |
| | Icaraizinho | CE | 54,6 | 22,1 | 332,0 Proinfa |
| | Paracuru | CE | 25,2 | 12,6 | 327,14 Proinfa |
| Complexo eólico Santa Clara | Praia Formosa | CE | 105,0 | 28,8 | 374,0 Proinfa |
| | Santa Clara I | RN | 30,0 | 13,7 | 196,8 LER 2009 |
| | Santa Clara II | RN | 30,0 | 12,7 | 196,8 LER 2009 |
| | Santa Clara III | RN | 30,0 | 12,5 | 196,8 LER 2009 |
| | Santa Clara IV | RN | 30,0 | 12,3 | 196,8 LER 2009 |
| | Santa Clara V | RN | 30,0 | 12,4 | 196,8 LER 2009 |
| | Santa Clara VI | RN | 30,0 | 12,2 | 196,8 LER 2009 |
| Complexo eólico Macacos I | EURUS VI | RN | 8,0 | 3,1 | 196,8 LER 2009 |
| | Macacos | RN | 20,7 | 9,8 | 167,4 LFA |
| | Juremas | RN | 16,1 | 7,6 | 167,4 LFA |
| | Pedra Preta | RN | 20,7 | 10,3 | 160,6 LFA |
| Complexo eólico Bons Ventos | Costa Branca | RN | 20,7 | 9,8 | 160,6 LFA |
| | 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 | 337,7 Proinfa |
| Complexo eólico Rosa dos Ventos | Enacel | CE | 31,5 | 10,2 | 379,3 Proinfa |
| | Campo dos Ventos II | RN | 30 | 15,0 | 160,9 LER 2010 |
| | Canoa Quebrada | CE | 10,5 | 3,3 | 371,0 Proinfa |
| Complexo eólico Morro dos Ventos | Lagoa do Mato | CE | 3,2 | 1,4 | 327,1 Proinfa |
| | Morro dos Ventos I (DESA) | RN | 28,8 | 13,5 | 198,1 LER 2009 |
| | Morro dos Ventos III (DESA) | RN | 28,8 | 13,9 | 198,1 LER 2009 |
| | Morro dos Ventos IV (DESA) | RN | 28,8 | 13,7 | 198,1 LER 2009 |
| | Morro dos Ventos VI (DESA) | RN | 28,8 | 13,1 | 198,1 LER 2009 |
| Complexo eólico Eurus | Morro dos Ventos IX (DESA) | RN | 30,0 | 14,3 | 198,1 LER 2009 |
| | Eurus I (DESA) | RN | 30,0 | 15,5 | 158,5 LER 2010 |
| | Eurus III (DESA) | RN | 30,0 | 16,1 | 158,5 LER 2010 |
| Subtotal Eólico | | | 1.002,6 | 417,2 | 235,9 |
| Projetos | UF | Capacidade (MW) | Garantia física (MWm) | Preço (R\$/MWh) set/14 | Tipo de contrato |
| Biomassa | | | | | |

Resultados 3T14

| | | | | | |
|-----------------------|----|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Socorro | SP | 1,0 | 0,3 | 212,0 | ACL |
| Três Saltos | SP | 0,6 | 0,5 | 212,0 | ACL |
| Varginha | MG | 9,0 | 5,4 | 195,4 | LFA 2007 |
| Várzea Alegre | MG | 7,5 | 4,9 | 200,1 | ACL |
| Ludesa (DESA) | SC | 30,0 | 20,5 | 213,6 | Proinfra/ACL |
| Figueiropolis (DESA) | MT | 19,4 | 12,5 | 210,7 | Proinfra |
| Novo Horizonte (DESA) | PR | 23,0 | 9,3 | 142,0 | ACL |
| Subtotal PCH | | 399,0 | 229,1 | 203,7 | |

| Projetos | UF | Capacidade (MW) | Garantia física (MWm) | Preço (R\$/MWh) jun/14 | Tipo de contrato |
|-----------------------|----|-----------------|-----------------------|------------------------|------------------|
| Solar | | | | | |
| Tanquinho | SP | 1,1 | 0,2 | 182,9 | ACL |
| Subtotal Solar | | 1,1 | 0,2 | 182,9 | |
| TOTAL | | 1.772,7 | 770,2 | 217,4 | |