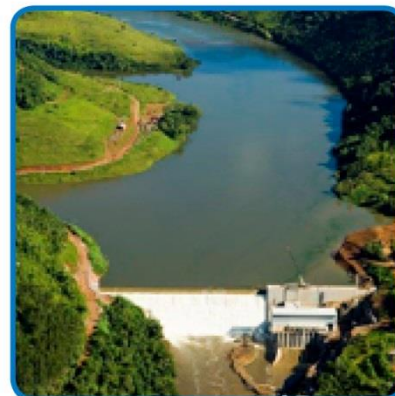
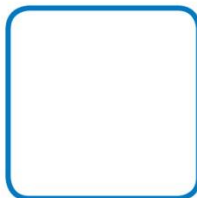
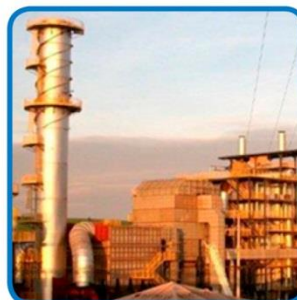


Resultados 2T15



Resultados 2T15

Índice

Mensagem do Presidente.....	3
Destaques do trimestre.....	4
Indicadores Econômicos e Operacionais	5
Portfólio em operação.....	5
Portfólio contratado: projetos em implantação.....	6
Condições gerais de geração	7
Fonte eólica.....	7
Fonte hídrica.....	8
Fonte biomassa	11
Fonte solar.....	12
Produção de energia	13
Desempenho econômico e financeiro	16
Receita líquida.....	16
Custo de geração de energia	18
Despesas gerais e administrativas	20
Ebitda	21
Resultado Financeiro.....	23
Imposto de renda e contribuição social	24
Resultado líquido.....	24
Investimentos.....	25
Endividamento	26
Mercado de capitais.....	29
Governança Corporativa.....	30
Estrutura societária	31
Anexos – ativos em operação	33
Anexos – ativos em construção.....	35

Resultados 2T15

Mensagem do Presidente

"Os resultados e iniciativas apresentados pela CPFL Renováveis no 2T15 refletem a estratégia de crescimento planejada pela Companhia, que atingiu 1,8 GW de capacidade em operação ao final do período. No mês de abril, a Companhia concluiu a implantação do parque eólico Morro dos Ventos II, inaugurado com 8 meses de antecedência. A entrada em operação comercial desse parque, somada aos demais ativos adicionados nos últimos 12 meses, contribuiu para o incremento de 21% na receita líquida do 2T15.

Por outro lado, o cenário hidrológico desfavorável se manteve e a exposição provocada pelo GSF imputou gastos adicionais significativos aos geradores de energia que possuem usinas hidrelétricas. A absorção desses gastos tem sido, desde 2013, um desafio para os agentes do setor, que estão trabalhando junto às autoridades na busca de uma solução econômica/financeira para a questão. Nesse contexto, a CPFL Renováveis adotou uma política austera de contenção de despesas que, aliada às iniciativas ligadas ao crescimento do portfólio de ativos, proporcionou incremento de 33% do EBITDA no 2T15.

A Companhia seguiu com a implementação de seu plano de investimentos nos primeiros seis meses de 2015, direcionando cerca de R\$ 240 milhões para a construção de projetos. Além disso, a CPFL Renováveis participou do leilão de energia A-5 realizado em abril em 2015, onde comercializou 26,5 MW de capacidade da PCH Boa Vista II. Com isto, a CPFL Renováveis soma 333 MW em projetos que serão adicionados ao portfólio nos próximos 5 anos".

Andre Dorf
Diretor Presidente

Resultados 2T15

São Paulo, 12 de agosto de 2015 – A CPFL Energias Renováveis S.A. anunciou hoje os resultados referentes ao 2T15 e do 1S15. 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.

Destaques do trimestre

- i. Antecipação da entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos II (29,2 MW) - 16 de abril de 2015. Desde então, a energia gerada por este parque vem sendo injetada no sistema e vendida no mercado de curto prazo até o início do contrato de venda de energia do leilão A-5 de 2011, que passa a vigorar a partir de janeiro de 2016;
- ii. Capacidade em operação da Companhia atingiu 1.801,9 MW (+20,5% versus 2T14) distribuída em 81 usinas ao final do 2T15;
- iii. Ocorrência em turbina na usina Bio Pedra em maio de 2015;
- iv. Receita líquida de R\$ 295,6 milhões no 2T15 (+20,6% versus 2T14);
- v. GSF no montante de R\$ 35,4 milhões no 2T15 (+122,6% versus 2T14);
- vi. Ebitda de R\$ 155,9 milhões no 2T15 (+33,2% versus 2T14), com margem ebitda de 52,8%. Desconsiderando os itens extraordinários, o Ebitda teria alcançado R\$ 204,9 milhões no 2T15 (+35,3% versus 2T14), com margem ebitda ajustada de 69,3%;
- vii. Investimentos de R\$ 246,3 milhões direcionados aos projetos em construção no 1S15;
- viii. Comercialização no 21º Leilão de Energia A-5, realizado no dia 30 de abril de 2015, de 14,0 MW médios de energia da PCH Boa Vista II ao preço de R\$ 207,6/MWh, localizada em Minas Gerais, com 26,5 MW de capacidade. A vigência dos contratos será de 30 anos, com início de suprimento de energia em 01 de janeiro de 2020; e
- ix. Situação de liquidez financeira adequada ao perfil da Companhia, com saldo de caixa de R\$ 1.444,8 milhões em junho de 2015.

Resultados 2T15

Indicadores Econômicos e Operacionais (R\$ mil)

	2T15	2T14	2T15 vs 2T14	1S15	1S14	1S15 vs 1S14
Demonstrativo de Resultados						
Receita Líquida	295.619	245.148	20,6%	660.034	534.056	23,6%
Ebitda ⁽¹⁾	155.941	117.110	33,2%	333.503	236.383	41,1%
Margem Ebitda	52,8%	47,8%	5.0 p.p	50,5%	44,3%	6,3 p.p
Resultado líquido	(93.082)	(65.868)	41,3%	(157.727)	(120.193)	31,2%
Investimentos	99.617	59.451	67,6%	246.271	90.802	171,2%
Indicadores Operacionais						
Capacidade em operação (MW)	1.802	1.495	20,5%	1.802	1.495	20,5%
# usinas/ parques em operação	81	70	15,7%	81	70	15,7%
Energia gerada (GWh)	1.236	882	40,2%	2.372	1.460	62,5%
Energia contratada (MW médios) ⁽²⁾	795	649	22,4%	795	649	22,4%
Número de funcionários	367	340	7,9%	367	340	7,9%

(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

Ao final do 2T15, o parque gerador da CPFL Renováveis atingiu 1.801,9 MW de capacidade em operação nas quatro fontes de energia renovável. Em relação ao 2T14, o crescimento foi de 20,5%, devido aos seguintes fatores:

- Conclusão da associação com a DESA: incorporação de 277,6 MW em capacidade em operação – setembro de 2014, com eficácia a partir de outubro de 2014; e
- Antecipação da entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos II (29,2 MW) - 16 de abril de 2015.

No encerramento do 2T15, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de usinas e parques
Pequenas centrais hidrelétricas	399,0	38
Parques eólicos	1.031,8	34
Usinas de biomassa	370,0	8
Usina solar	1,1	1
Total em operação	1.801,9	81

Sinistro em Bio Pedra

Em maio de 2015 houve um sinistro na usina de biomassa Pedra - com garantia física de 24,4 MW médio - localizada no município de Serrana, no estado de São Paulo. Todas as medidas para reparar os danos, obter o ressarcimento dos prejuízos e restituir a normalidade da operação da planta

Resultados 2T15

foram tomadas prontamente. A usina conta com duas turbinas sendo que uma delas se encontra fora de operação.

O seguro foi acionado e a regulação do sinistro – que apura as causas e danos - está em andamento. Desta forma, a Companhia reconheceu, no 2T15, uma provisão para perda de imobilizado de R\$ 10,9 milhões, bem como R\$ 1,5 milhão referente a penalidade prevista pela não entrega de energia no contrato de venda sob o leilão de energia de reserva (LER).

Portfólio contratado: projetos em implantação

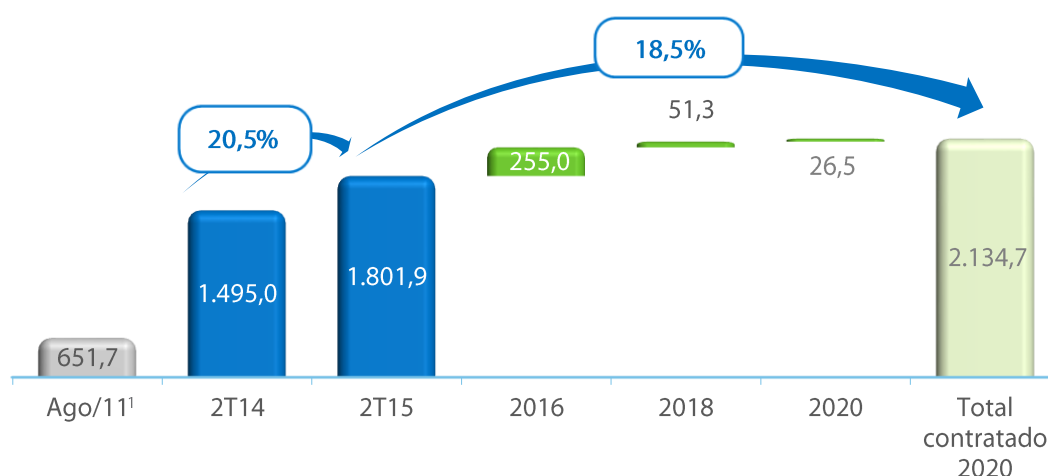
A Companhia possui atualmente 5 projetos em implantação, que adicionarão um total de 332,8 MW de capacidade nos próximos 5 anos:

Projeto	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
Complexo eólico Campo dos Ventos	EOL	RN	João Câmara	115,5	2016 ¹
Complexo eólico São Benedito	EOL	RN	João Câmara	115,5	2016 ¹
PCH Mata Velha	PCH	MG	Unaí	24,0	2016 ²
Complexo eólico Pedra Cheirosa	EOL	CE	Itarema	51,3	2018 ³
PCH Boa Vista II	PCH	MG	Varginha	26,5	2020 ⁴
Total em implantação				332,8	

- (1) Entrada em operação gradual a partir do 2T16.
- (2) Com a antecipação da obra foi celebrado um contrato bilateral (Mercado livre) entre abril de 2016 e 2018, quando iniciará a vigência do LEN 2013.
- (3) Entrada em operação a partir do 1S18.
- (4) Comercialização no 21º Leilão de Energia A-5, realizado no dia 30 de abril de 2015, com início de suprimento de energia em 01 de janeiro de 2020.

Resultados 2T15

Evolução do portfólio contratado até 2020



1) Criação da CPFL Renováveis

Além dos ativos em operação e dos projetos em fase de implantação, a Companhia possui um *pipeline* de projetos em desenvolvimento, que soma cerca de 3,5 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 aproximadamente 6,8 GW ao início do mês de julho de 2015 e estava distribuída em 270 parques eólicos. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,7 GW de capacidade de geração eólica ao final de 2017¹.

A geração de energia 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. Observa-se o mesmo efeito sazonal em suas receitas, já que o reconhecimento das receitas dos parques eólicos segue a geração efetiva dessas usinas.

Vale observar 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 houver no mínimo 3 anos de medição de vento para o cálculo para determinação do fator de capacidade. Logo, a eficiência dos parques pode ser medida pela comparação do fator de capacidade certificado com a geração efetiva do ativo, considerando

¹ Fonte: Abeeolica

Resultados 2T15

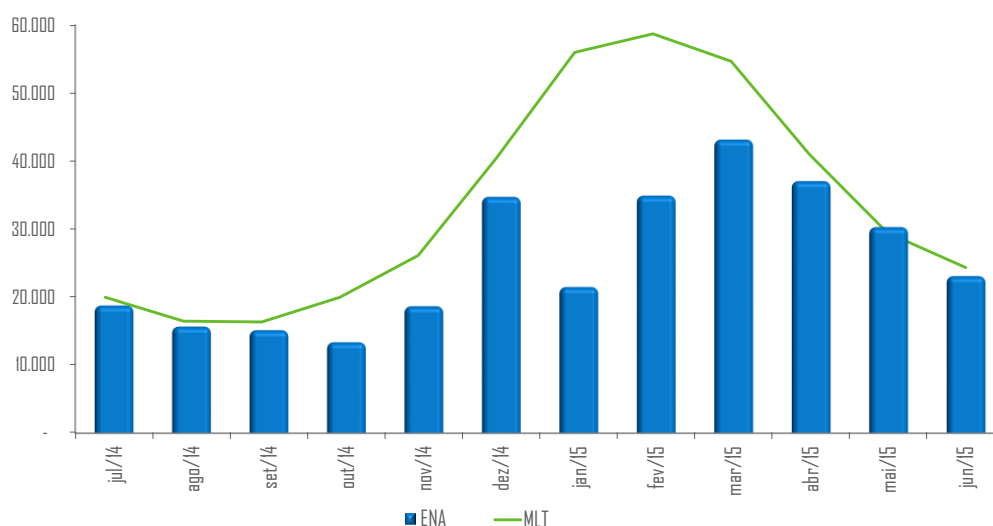
a geração de períodos de 12 meses, intervalo necessário para que as variações da sazonalidade dos ventos ao longo do ano sejam capturadas.

Fonte hídrica

As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) são usinas de pequeno porte, com capacidade instalada entre 3 MW e 30 MW e área de reservatório de até 3 quilômetros quadrados, de acordo com a definição da 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 aproximadamente 66%² da capacidade instalada baseada no aproveitamento hidrelétrico, sendo 4% de PCHs.

A energia hidrelétrica é produzida a partir das vazões dos rios, que podem ser medidas através das Energias Naturais Afluentes (ENAs) aos reservatórios. A ENA é a quantidade de energia que pode ser produzida com base na vazão de água de um determinado rio no ponto de aproveitamento. Quanto maior a ENA maior é a quantidade de energia que poderá ser produzida. Os valores de ENA são expressos em MW médios ou em percentual da média histórica de longo termo (%MLT), cuja série iniciou-se em 1931. As variações das ENAs medidas ocorrem, sobretudo, de acordo com as precipitações e influem diretamente na geração das usinas hidrelétricas na região em questão. Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 12 meses da ENA para os subsistemas Sul, Sudeste / Centro-Oeste, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

Energia Natural Afluente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste (MWm – últimos 12 meses – junho/2015)

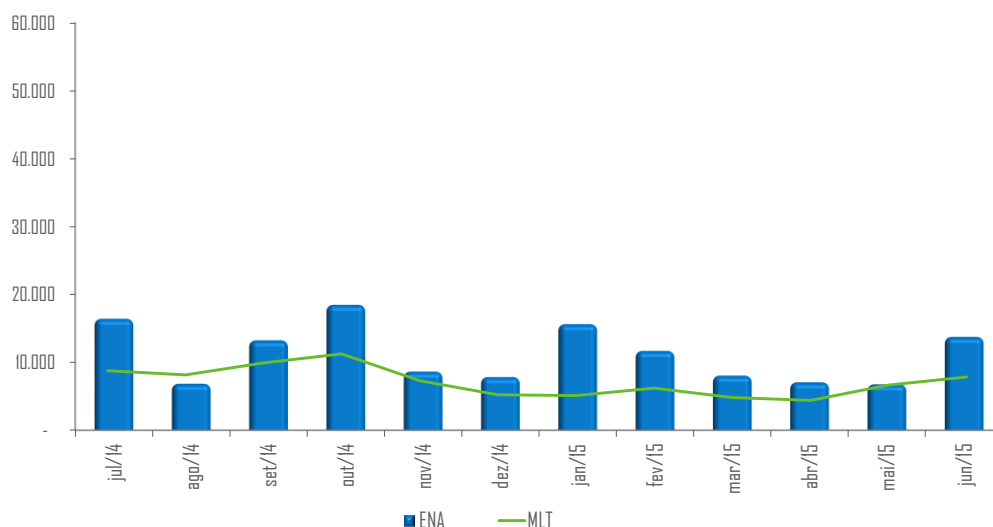


Fonte: ONS

² Fonte: BIG (ANEEL) – Julho/2015

Resultados 2T15

Energia Natural Afluyente – ENA – Sul
(MWh – últimos 12 meses – junho/2015)



Fonte: ONS

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 1S15 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios em 36,1% ante 36,3% no 1S14³. Essa região tem apresentado, nos últimos anos, um cenário semelhante ao do gráfico acima, com ENAs abaixo da MLT, principalmente nos períodos chuvosos (outubro até março). Em condições normais de hidrologia, espera-se uma queda nos níveis dos reservatórios durante o período seco e sua recuperação nos períodos chuvosos. No entanto, isto não vem acontecendo. Assim, apesar da ENA ter ficado próxima da MLT entre abril e junho, os reservatórios permaneceram com níveis historicamente baixos.

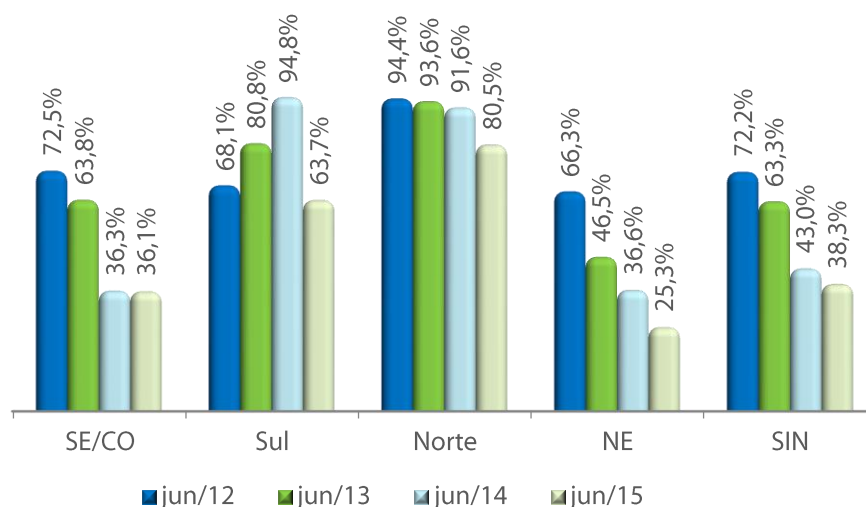
Na região Sul, os reservatórios encerraram o período com 63,7% de sua capacidade de armazenamento, apresentando redução em relação ao 1S14 (94,8%). Apesar do volume de afluições nos últimos 12 meses na região Sul ter sido 20,8% maior do que a média histórica, a diminuição no nível dos reservatórios tem ocorrido, pois o volume de intercâmbio para atendimento à região Sudeste se manteve alto. Cabe ressaltar que a geração de energia nessa região é historicamente maior no 2º e 3º trimestres de cada ano.

A energia armazenada é aquela disponível a partir do aproveitamento do volume de água dos reservatórios em seus respectivos níveis operativos. É representada como uma porcentagem sobre a energia armazenável máxima. Nota-se no gráfico abaixo que os reservatórios nas diversas regiões do Brasil apresentaram, em junho de 2015, o pior nível desde 2012.

³ ONS - Boletim Diário da Operação 30/06/2015

Resultados 2T15

Armazenamento dos reservatórios em junho - 2012 a 2015



Fonte: ONS

MRE: 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. Para o ano de 2014 foi de R\$ 10,54/MWh e para o ano de 2015 é de R\$ 11,25/MWh. Esta receita ou despesa adicional é mensalmente contabilizada para cada gerador.

Caso as usinas do MRE não gerem o somatório das garantias físicas por condições hidrológicas desfavoráveis, as mesmas rateiam tal déficit de energia proporcionalmente às suas garantias físicas e a liquidação financeira é valorada pelo Preço de Liquidação de Diferenças ("PLD"). Este efeito é definido como GSF ("Generation Scaling Factor").

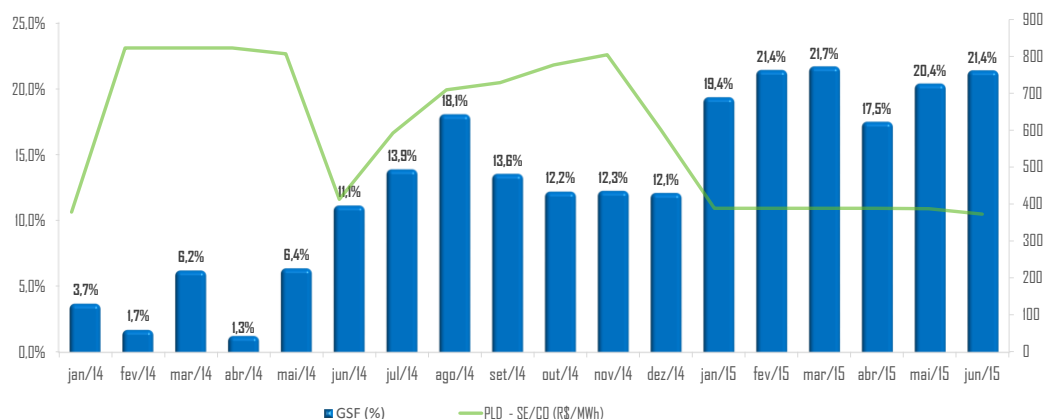
A ANEEL, por meio da Resolução homologatória nº 1.832/2014, estabeleceu novos limites máximo e mínimo de PLD para 2015. Dessa forma, o PLD mínimo passou a ser de R\$ 30,26/MWh e o PLD máximo de R\$ 388,48/MWh.

No 2T15, a Companhia tinha quatro PCHs – Dourados, Guaporé, Socorro e Três Saltos - fora do MRE em função da regra da revisão da energia assegurada. Estas PCHs totalizavam 8,4 MW médios (equivalente a 1,1% da garantia física do portfólio total). Desta forma, 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 contratada naquele período. Vide a sessão "Custo de geração de energia".

O gráfico abaixo mostra o histórico de GSF (déficit de energia gerada pelas hidrelétricas) e do PLD médio do Sudeste/Centro-oeste desde janeiro de 2014.

Resultados 2T15

Histórico do GSF¹ (déficit da energia gerada em %) vs PLD da região SE/CO (R\$/MWh)



Fonte: CCEE.

1) Os meses de maio e junho de 2015 são valores de projeção da CCEE.

Liminar sobre o GSF: Desde o final de 2013, a geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE tem sido inferior ao total de suas garantias físicas incorrendo em custos decorrentes de GSF inferior a 1 (um). Os agentes do setor (empresas, associações e demais instituições) têm participado ativamente com o Governo Federal, agência reguladora (Aneel) e Ministérios da Fazenda e Minas e Energia na busca de soluções para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das usinas hidrelétricas. Entre o final de maio e início de julho desse ano, a Aneel realizou a Audiência Pública (AP 32/2015) com vistas a obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual do GSF. Diversos agentes e associações do setor contribuíram, apresentando propostas de estruturação e mitigação do risco do GSF. Em junho, a CPFL Renováveis, por meio da Apine (Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica), obteve decisão liminar que determina que a ANEEL não aplique o GSF às usinas pertencentes ao MRE até que o mérito da ação seja julgado. De acordo com a decisão proferida pela 20ª Vara Federal de Brasília, a CCEE deverá considerar o GSF igual a 1 (um) para as usinas protegidas pela liminar a partir de maio de 2015. Entretanto, vale mencionar que o resultado da Companhia ainda reflete os custos com GSF.

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) projeta uma crescente necessidade de processamento de cana-de-açúcar no Brasil para atender à 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. No início de julho de 2015, a capacidade instalada das usinas movidas a biomassa atingiu 12,7 GW⁴ e estima-se que chegará a 14,0 GW em 2023⁵, o que equivalerá 7,1% de toda a capacidade instalada nacional. Esse aumento na oferta é decorrente da expectativa do

⁴ Fonte: BIG (ANEEL) – Julho/2015

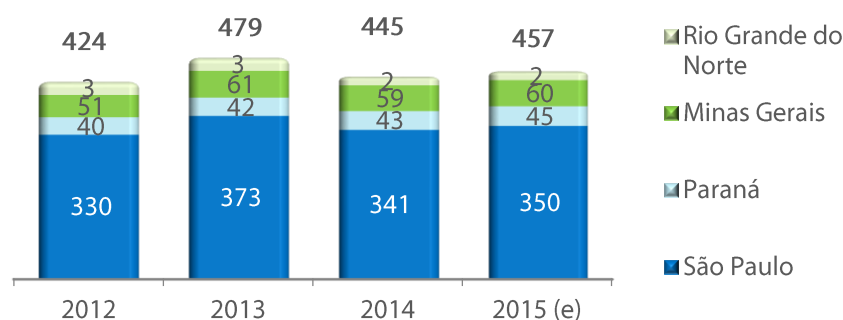
⁵ Fonte: PDE 2023 - MME

Resultados 2T15

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). Data base: março de 2015.

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.

Fonte solar

A geração de energia fotovoltaica é a única que transforma diretamente energia solar (radiação) em energia elétrica. De acordo com a ANEEL, essa conversão direta ocorre pelos efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. As principais formas de conversão são a termoeletrônica e fotovoltaica. O efeito termoeletrônico ocorre pelo surgimento de uma diferença de potencial, provocada pela junção de dois metais, em determinadas condições. Já no efeito fotovoltaico, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica, por meio do uso de células solares.

A EPE (Empresa de Pesquisa Energética), em seu relatório “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira” de maio de 2012, destaca que apesar dos níveis de radiação solar na superfície terrestre apresentar variações anuais expressivas, a componente aproveitada pela geração fotovoltaica, é pouco variável. Apesar de eventualidades naturais, como longos períodos de chuva poderem ter algum efeito temporário, a variabilidade interanual é muito baixa (entre 4% e 6% nas regiões áridas e de até 10% nas regiões costeiras e montanhosas⁶).

Além disto, a ANEEL, na 2ª edição do “Atlas de Energia Elétrica do Brasil”, ressalta que além das condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa do ar, etc.), a disponibilidade de radiação solar, também denominada energia total incidente sobre a superfície terrestre, depende da latitude local e da posição no tempo (hora do dia e dia do ano). Desse modo, a duração solar do dia – período de visibilidade do Sol ou de claridade – varia em algumas regiões e períodos do ano.

⁶ ‘Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions’, CanmetEnergy, março/2010.

Resultados 2T15

A posição geográfica e as condições climáticas do Brasil apontam para a enorme potencialidade da utilização dessa fonte no país.

O PDE 2023 (Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 do Ministério de Minas e Energia) projeta crescimento significativo, em que a fonte solar chegará a uma capacidade instalada de 3,5 GW em 2023. Atualmente existem apenas 11 MW⁷ instalados no país.

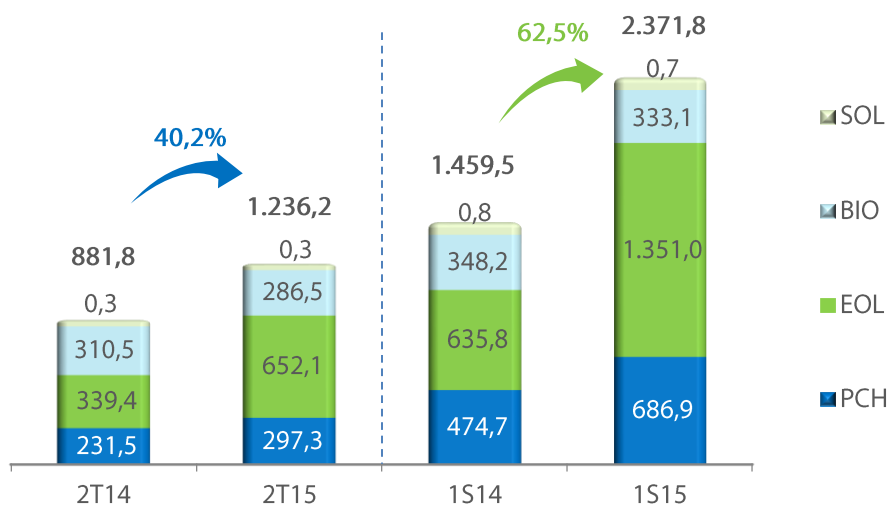
A CPFL Renováveis se antecipou na exploração dessa fonte e possui, desde 2012, uma usina de energia solar em operação, localizada em Campinas, estado de São Paulo – usina Tanquinho. Essa usina possui 1,1 MW de potência instalada, 0,2 MWm de garantia física e sua energia é comercializada por meio de um contrato firmado no ACL (Ambiente de Contratação Livre).

Produção de energia

No 2T15, a CPFL Renováveis gerou 1.236,2 GWh de energia, um aumento de 40,2 % em relação ao 2T14. Já no 1S15, a CPFL Renováveis gerou 2.371,8 GWh de energia, um aumento de 62,5 % em relação ao 1S14.

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

Geração de energia por fonte (GWh) ⁽¹⁾



(1) Os dados de geração consideram a produção de energia dos parques eólicos de Morro dos Ventos II a partir de abril de 2015, Campo dos Ventos II, complexo eólico Eurús e complexo eólico Macacos I desde dez/14 e dos ativos incorporados de DESA em outubro de 2014.

EÓLICA:

No 2T15, a geração de energia dos parques eólicos apresentou um aumento de 92,1% (312,6 GWh) quando comparado ao 2T14. No 1S15 a geração de energia dos parques eólicos apresentou um

⁷ Fonte: BIG (ANEEL) – Julho/2015

Resultados 2T15

aumento de 112,5% (715,2 GWh) quando comparado ao 1S14. Tais variações são explicadas pelos seguintes itens:

- (i) Entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos II em abril de 2015;
- (ii) Incorporação de 205,2 MW de capacidade em operação de DESA em outubro de 2014;
- (iii) Entrada em operação comercial de novas capacidades em dezembro de 2014: parque eólico de Campo dos Ventos II (auferindo receita desde setembro de 2013), complexo eólico Eurús (auferindo receita desde janeiro de 2014, sendo que a partir de outubro de 2014, com a aquisição de DESA, a receita passou a ser incorporada na CPFL Renováveis) e complexo eólico Macacos I (auferindo receita desde maio de 2014);
- (iv) Entrada em operação comercial do complexo eólico Santa Clara em abril de 2014 (auferindo receita desde julho de 2012); e
- (v) Período completo de operação dos parques eólicos de Rosa dos Ventos e do complexo eólico Atlântica (março de 2014).

A seguir está o histórico de geração efetiva dos projetos eólicos da CPFL Renováveis em operação há mais de 12 meses. A taxa de eficiência média da Companhia totalizou 97,4%, 107,4% e 108,4% nos últimos 12, 24 e 36 meses findos em junho de 2015, respectivamente. O bom desempenho dos parques eólicos de Rosa dos Ventos, Bons Ventos e SIIF comprovam o cenário de vento positivo nos últimos 12 meses, que contribuiu para alta nas taxas de eficiência das usinas localizadas no Ceará. A taxa de eficiência média nos parques com 12 meses em operação foi impactada negativamente pelo complexo eólico Santa Clara, que foi afetado por um regime de ventos realizados abaixo do esperado para a região no 2S14; e complexo eólico Atlântica, que além do cenário de vento abaixo do esperado, apresentou baixa disponibilidade em função dos ajustes operacionais realizados durante o primeiro ano de operação.

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁽⁶⁾	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	38,8%	39,0%	100,6%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,0%	41,5%	103,7%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽⁴⁾	CE	36,5%	49,6%	135,8%
Complexo Santa Clara ⁽⁵⁾	RN	43,0%	35,5%	82,6%
Complexo Atlântica ⁽⁶⁾	RS	42,9%	34,9%	81,4%
Total		40,9%	40,3%	97,4%

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁽⁶⁾	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	38,8%	38,0%	98,0%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,0%	40,0%	100,0%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽⁴⁾	CE	36,5%	48,5%	124,1%
Total		39,2%	42,2%	107,4%

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁽⁶⁾	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	38,8%	38,8%	100,0%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,0%	40,7%	101,7%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽⁴⁾	CE	36,5%	48,3%	123,6%

Resultados 2T15

Total	39,2%	42,6%	108,4%
-------	-------	-------	--------

- (1) Complexo SIF 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) Complexo Rosa dos Ventos é formado pelos Parques Canoa Quebrada e Lagoa do Mato. A taxa de eficiência anterior à março de 2014 considera o histórico de dados disponibilizados pelo antigo proprietário destas usinas.
- (4) Complexo eólico Santa Clara é formado pelos Parques Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI e Eurús VI.
- (5) Complexo Atlântica é formado pelos Parques Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.
- (6) O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50, estimada em 2,5%.

Os complexos eólicos Macacos I, Campo dos Ventos II, Morro dos Ventos II e Eurús não estão sendo considerados nas tabelas 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.

HÍDRICA (PCH):

No 2T15, a geração de energia das PCHs teve um aumento de 28,4% (65,8 GWh) se comparada ao 2T14, enquanto no 1S15 houve um aumento 44,7% (212,3 GWh). Essas variações podem ser explicadas, principalmente, pela:

- (i) Incorporação de três PCHs de DESA (Novo Horizonte, Figueirópolis e Ludesá) em outubro de 2014; e
- (ii) Energia natural afluente, que impactou positivamente a variação do semestre: maiores afluências na região Sudeste no 1T15 e no 2T15 e no Sul no 1T15.

O total gerado pelas usinas pertencentes ao MRE tem sido inferior ao total da garantia física das mesmas, ocasionando um déficit que, dependendo do montante contratado, resulta em uma exposição no mercado de curto prazo para tais usinas. No 2T15, o rebaixamento da garantia física verificado foi de 19,8%, superior ao verificado no 2T14 que foi de 6,3%. Os maiores custos com GSF refletem a baixa hidrologia já mencionada e o elevado despacho térmico verificado no período (15,5 GWm no 2T15 e 15,6 GWm no 2T14).

BIOMASSA:

No 2T15, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou uma redução de 7,7% (24,0 GWh) em relação ao 2T14. No 1S15, essa fonte apresentou uma redução de geração de 4,3% (15,0 GWh). Tal variação deve-se, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) Menor geração em Bio Pedra devido ao sinistro ocorrido em maio de 2015;
- (ii) Maior geração de Bio Formosa; e
- (iii) Antecipação da safra nas usinas de Bio Coopcana e Bio Alvorada em 2015.

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 mitiga os efeitos das sazonalidades e fatores climáticos, 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](#).

Resultados 2T15

Desempenho econômico e financeiro

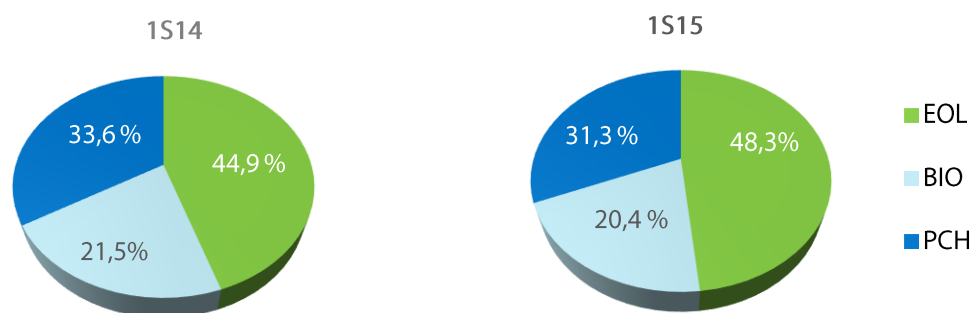
Demonstrativo de resultado (R\$ mil)

	2T15	2T14	2T15 vs 2T14	1S15	1S14	1S15 vs 1S14
Receita Líquida	295.619	245.148	20,6%	660.034	534.056	23,6%
Custo de geração de energia elétrica	(104.738)	(103.449)	1,2%	(262.141)	(250.687)	4,6%
Depreciação e amortização	(89.387)	(70.177)	27,4%	(173.124)	(137.509)	25,9%
Lucro Bruto	101.494	71.522	41,9%	224.769	145.860	54,1%
Despesas gerais e administrativas	(34.940)	(24.590)	42,1%	(64.390)	(46.986)	37,0%
Amortização do direito de exploração	(42.539)	(34.708)	22,6%	(85.918)	(67.253)	27,8%
Depreciação e amortização	(494)	(700)	-29,4%	(1.653)	(1.394)	18,6%
Lucro operacional	23.521	11.524	104,1%	72.808	30.227	140,9%
Resultado Financeiro	(112.054)	(79.071)	41,7%	(218.735)	(147.277)	48,5%
IR e CS	(4.549)	1.679	N.A.	(11.800)	(3.143)	275,4%
Resultado líquido	(93.082)	(65.868)	41,3%	(157.727)	(120.193)	31,2%
EBITDA	155.941	117.110	33,2%	333.503	236.383	41,1%
Margem EBITDA	52,8%	47,8%	5,0 p.p	50,5%	44,3%	6,3 p.p
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	204.916	151.410	35,3%	436.858	342.783	27,4%
Margem EBITDA Ajustada⁽¹⁾	69,3%	61,8%	7,6 p.p	66,2%	64,3%	1,9 p.p

(1) Exclui os seguintes itens extraordinários: GSF, PCHs fora do MRE e compra de energia para suprir lastro de contratos.

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte¹



(1) A participação da fonte solar é de 0,05% no 1S14 e de 0,03% no 1S15.

A receita líquida atingiu R\$ 295,6 milhões no 2T15, montante 20,6% superior ao 2T14 (R\$ 245,1 milhões). Essa variação pode ser explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) Incorporação dos ativos de DESA em outubro de 2014;

Resultados 2T15

- (ii) Entrada em operação comercial antecipada do parque eólico Morro dos Ventos II em abril de 2015;
- (iii) Maior geração nos complexos eólicos de SIIF, Bons Ventos e Atlântica; e
- (iv) Maior receita em Bio Ipê devido à sazonalização do contrato de venda de energia, com contrapartida na compra de energia.

Tais fatores foram parcialmente compensados:

- (v) Perda de receita devido ao sinistro na usina de Bio Pedra em maio/15;
- (vi) Menor receita devido ao reconhecimento da geração efetiva do parque eólico Campos dos Ventos II e do complexo eólico Macacos I no 2T15. No 2T14, as receitas desses parques obedeciam ao 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;
- (vii) Reconhecimento do GSF nas receitas das usinas que atendem aos contratos do Proinfa no valor de R\$ 9,8 milhões no 2T15 contra R\$ 2,4 milhões no 2T14 (**item extraordinário**); e
- (viii) Maior receita no 2T14 em Bio Coopcana e Bio Alvorada devido à sazonalização do contrato de venda de energia, com contrapartida na compra de energia.

No 1S15, a receita líquida atingiu R\$ 660,0 milhões, um aumento de 23,6% em comparação com o mesmo período de 2014 (R\$ 534,1 milhões). Essa variação pode ser explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

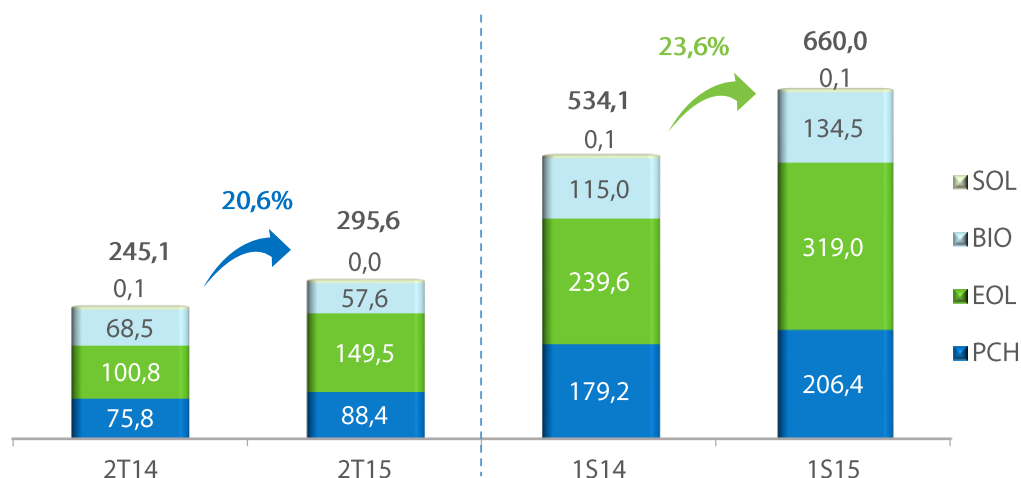
- (i) Incorporação dos ativos de DESA em outubro de 2014;
- (ii) Entrada em operação comercial antecipada do parque eólico Morro dos Ventos II em abril de 2015;
- (iii) Maior geração nos complexos eólicos de SIIF, Bons Ventos e Atlântica e a na usina de Bio Formosa entre os períodos comparados;
- (iv) Início da vigência do contrato de venda do complexo eólico Macacos I em mai/14. Desde dez/14 a energia gerada por este ativo passou a ser disponibilizada ao sistema em sua totalidade; e
- (v) Maior receita nas biomassas Alvorada, Formosa, Ester, Coopcana e Ipê devido à sazonalização do contrato de venda de energia, com contrapartida na compra de energia.

Tais fatores foram parcialmente compensados pelos seguintes itens:

- (vi) Perda de receita devido ao sinistro na usina de Bio Pedra;
- (vii) Reconhecimento do GSF nas receitas das usinas que atendem aos contratos do Proinfa no valor de R\$ 21,3 milhões no 1S15 contra R\$ 3,0 milhões no 1S14 (**item extraordinário**); e
- (viii) Menor receita do parque eólico Campos dos Ventos II e do complexo eólico Santa Clara devido ao reconhecimento da geração efetiva no 1S15. Até o mês de abril/14 as receitas desses parques obedeciam ao critério de rateio fixo da receita anual, já que a conexão com o sistema estava pendente (término da construção da ICG).

Resultados 2T15

Evolução da receita líquida (R\$ MM)



Custo de geração de energia

O custo de geração de energia da Companhia aumentou 11,8% no 2T15 e 12,1% no 1S15. Tal elevação reflete o maior portfólio, parcialmente compensado pela redução nos custos de compra de energia.

Custo de geração de energia (R\$ mil)

	2T15	2T14	2T15 vs 2T14	1S15	1S14	1S15 vs 1S14
Custo de compra de energia	(45.429)	(64.484)	-29,5%	(147.439)	(179.635)	-17,9%
Encargos de uso de sistema	(19.443)	(13.638)	42,6%	(39.245)	(25.485)	54,0%
PMSO ⁽¹⁾	(39.866)	(25.327)	57,4%	(75.457)	(45.567)	65,6%
Subtotal	(104.738)	(103.449)	1,2%	(262.141)	(250.687)	4,6%
Depreciação e amortização	(89.387)	(70.177)	27,4%	(173.124)	(137.509)	25,9%
Total dos Custos	(194.125)	(173.626)	11,8%	(435.265)	(388.196)	12,1%

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

O custo de compra de energia totalizou R\$ 45,4 milhões no 2T15, montante 29,5% inferior ao registrado no 2T14 (R\$ 64,5 milhões).

Esta variação deve-se, basicamente, aos seguintes fatores:

- (i) 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, efeito esse que não se repetiu no 2T15; e
- (ii) Compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de PCHs. No 2T14, 3 PCHs não estavam no MRE (PCHs Três Saltos, Americana e Socorro) e a

Resultados 2T15

compra totalizou R\$ 6,6 milhões. Já no 2T15, houve a compra de energia no valor de R\$ 1,1 milhão para atender ao lastro de contrato de venda de energia das PCHs fora do MRE (PCHs Dourados, Guaporé, Três Saltos e Socorro).

Tais efeitos foram parcialmente compensados pela:

- (iii) Aplicação do GSF - conceito explicado na sessão “Produção de Energia” - no valor de R\$ 25,6 milhões no 2T15, contra R\$ 13,5 milhões no 2T14;
- (iv) Compra de energia, de R\$ 1,5 milhão, decorrente do sinistro de Bio Pedra em função da penalidade prevista nas regras do contrato do leilão de energia de reserva (LER); e
- (v) Compra de energia, de R\$ 5,0 milhões, relacionada ao atendimento de contratos de biomassa.

Adicionalmente, no 2T14 houve um volume de energia comprada para atender a sazonalização das usinas à biomassa totalizando R\$ 31,0 milhões, com contrapartida na receita do mesmo período, efeito esse que não se repetiu no 2T15.

Cabe ressaltar também que o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/ Centro-Oeste foi de R\$ 381,76/MWh no 2T15 contra R\$ 646,54/MWh no 2T14, com consequente efeito positivo na compra de energia.

No 1S15, o custo de compra de energia totalizou R\$ 147,4 milhões, montante 17,9% inferior ao 1S14 (R\$ 179,6 milhões). Essa redução no custo com compra de energia deve-se, principalmente, aos seguintes fatores:

- (i) Compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de PCHs. No 1S14, 3 PCHs não estavam no MRE (PCHs Três Saltos, Americana e Socorro) e a compra totalizou R\$ 45,8 milhões. Já no 1S15, houve a compra de energia no valor de R\$ 2,8 milhões para atender ao lastro de contrato de venda de energia das PCHs fora do MRE em 2015 (PCHs Dourados, Guaporé, Três Saltos e Socorro);
- (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, efeito esse que não se repetiu no 1S15; e
- (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 no 1S14, efeito esse que não se repetiu no 1S15.

Em contrapartida, o GSF no 1S15 foi maior que no 1S14 (R\$ 66,8 milhões versus R\$ 19,4 milhões, respectivamente). Além disso, houve despesas com compra de energia no 2T15 por conta do sinistro de Bio Pedra e atendimento à contratos, explicadas acima.

O PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/ Centro-Oeste foi de R\$ 385,09/MWh no 1S15 vs. R\$ 660,58/MWh no 1S14, com consequente efeito positivo na compra de energia.

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 19,4 milhões no 2T15, 42,6% superior ao 2T14 (R\$ 13,6 milhões). No 1S15, tais custos totalizaram R\$ 39,2 milhões, aumento de 54,0% em relação ao 1S14 (R\$ 25,5 milhões). Tais variações são explicadas, principalmente, pelos seguintes itens:

Resultados 2T15

- (i) Início dos compromissos contratuais de uso e conexão junto as distribuidoras, transmissoras e ONS devido à entrada em operação ou aquisição de ativos nos últimos 12 meses; e
- (ii) Impacto do reajuste anual dos encargos de conexão e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

O custo com depreciação e amortização teve uma elevação de 27,4% e 25,9% no 2T15 e 1S15, respectivamente, devido, basicamente, à incorporação dos ativos de DESA e pela entrada em operação de ativos ao longo dos últimos 12 meses.

O custo com PMSO totalizou R\$ 39,9 milhões no 2T15, aumento de 57,4% em relação ao 2T14 (R\$ 25,3 milhões). No 1S15, o custo com PMSO totalizou R\$ 75,5 milhões, aumento de 65,6% em relação ao 1S14 (R\$ 45,6 milhões). Tais variações são explicadas, principalmente, pelos seguintes itens:

- (i) Crescimento do portfólio em operação e maior geração no período;
- (ii) Reajuste dos contratos com fornecedores de O&M dos aerogeradores e gastos com a inspeção prévia ao término do período inicial de garantia dos aerogeradores de SIF, Bons Ventos e Rosa dos Ventos; e
- (iii) Maior compra de cavaco de madeira para contribuir no excedente de geração de energia da Bio Coopcana e Bio Alvorada no 1S15, que não ocorreu no 1S14.

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas somaram R\$ 78,0 milhões no 2T15, um incremento de 30,0% em relação ao 2T14 (R\$ 60,0 milhões). No 1S15, tais despesas totalizaram R\$ 152,0 milhões, 31,4% maior na comparação com o 1S14.

Despesas gerais e administrativas (R\$ mil)

	2T15	2T14	2T15 vs 2T14	1S15	1S14	1S15 vs 1S14
Despesas com pessoal	(11.753)	(13.264)	-11,4%	(24.025)	(25.702)	-6,5%
Serviços de terceiros	(12.544)	(10.243)	22,5%	(22.958)	(18.989)	20,9%
Outros	(10.643)	(1.083)	882,7%	(17.407)	(2.295)	658,5%
Subtotal	(34.940)	(24.590)	42,1%	(64.390)	(46.986)	37,0%
Depreciação	(494)	(700)	-29,4%	(1.653)	(1.394)	18,6%
Amortização do direito de exploração	(42.539)	(34.708)	22,6%	(85.918)	(67.253)	27,8%
Total das despesas G&A	(77.973)	(59.998)	30,0%	(151.961)	(115.633)	31,4%

As principais variações estão relacionadas aos seguintes fatores:

- (i) Acréscimo na linha de serviço de terceiros que reflete, principalmente, as despesas oriundas dos ativos adquiridos;
- (ii) Aumento nas despesas com amortização do direito de exploração, relacionados, principalmente, à adição de Rosa dos Ventos, complexo eólico Macacos I, complexo eólico Atlântica e os ativos de DESA ao portfólio em operação da Companhia; e
- (iii) Efeitos não recorrentes – No 2T15 ocorreu a provisão para perda do imobilizado, no montante de R\$ 10,9 milhões, referente ao valor contábil depreciado da turbina da Bio Pedra decorrente do sinistro ocorrido em maio de 2015 e despesas com

Resultados 2T15

honorários advocatícios de processos concluídos. Além disso, foi constituída a provisão para contingências no 1T15, no valor de R\$ 6,5 milhões, referente ao processo de arbitragem de projeto eólico descontinuado no Rio Grande do Norte.

Tais itens foram parcialmente compensados pela reversão da provisão no valor de R\$ 3,4 milhões relativa à descontinuidade de projeto de PCH da DESA.

No 2T15, as despesas gerais e administrativas - excluindo depreciação e amortização do direito de exploração, além dos efeitos não recorrentes mencionados acima - totalizaram R\$ 27,3 milhões, o que representa um incremento de 11,1% na comparação com o 2T14 (R\$ 24,6 milhões). No 1S15, as despesas gerais e administrativas - excluindo depreciação e amortização do direito de exploração, além dos efeitos não recorrentes - somaram R\$ 50,3 milhões, montante 7,0% superior ao 1S14 (R\$ 47,0 milhões).

Ebitda

No 2T15, a CPFL Renováveis registrou Ebitda de R\$ 155,9 milhões, com margem de 52,8%, representando um acréscimo de 33,2% em relação ao 2T14 (R\$ 117,1 milhões). Tal performance deve-se à maior receita líquida resultante, principalmente, da incorporação de DESA e maior receita de eólicas, parcialmente compensada pelos maiores custos com GSF e à provisão para perda de imobilizado no valor de R\$ 10,9 milhões mencionada acima.

No 1S15, o Ebitda totalizou R\$ 333,5 milhões, 41,1% superior ao 1S14 (R\$ 236,4 milhões). Esse resultado foi influenciado pela maior receita líquida, parcialmente compensado pelos maiores custos oriundos dos ativos adicionados ao portfólio, pela provisão de perda de R\$ 10,9 milhões ocorrida no 2T15 e pela provisão de contingência no valor de R\$ 6,5 milhões referente ao processo de arbitragem ocorrida no 1T15.

Desconsiderando os itens extraordinários, a Companhia apresentaria um Ebitda ajustado de R\$ 204,9 milhões no 2T15, com margem de 69,3% ante um Ebitda ajustado de R\$ 151,4 milhões no 2T14, com margem de 61,8%. Os ajustes realizados são os seguintes:

- (i) Gastos com GSF (R\$ 35,4 milhões) no 2T15;
- (ii) Efeitos do sinistro ocorrido em Bio Pedra no 2T15, no valor de R\$ 12,4 milhões, sendo: R\$ 1,5 milhão referente a penalidade prevista no LER e R\$ 10,9 milhões decorrentes da provisão para perda do imobilizado; e
- (iii) Compra de energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE (R\$ 1,1 milhão) no 2T15.

No 2T14, os ajustes efetuados no Ebitda se referem: aos gastos com GSF de R\$ 15,9 milhões, a compra de energia no valor de R\$ 11,8 milhões para suprir o lastro do contrato de Bio Coopcana em virtude do sinistro ocorrido em maio de 2014 e a compra energia para suprir os contratos das PCHs que estavam fora do MRE no montante de R\$ 6,6 milhões.

No 1S15, desconsiderando os itens extraordinários, a Companhia apresentaria um Ebitda ajustado de R\$ 436,9 milhões, com margem de 66,2% ante um Ebitda ajustado de R\$ 342,8 milhões no 1S14, com margem de 64,3%. Os ajustes realizados são os seguintes:

- (i) Gastos com GSF (R\$ 88,1 milhões) no 1S15;

Resultados 2T15

- (ii) Efeitos do sinistro ocorrido em Bio Pedra no 2T15, no valor de R\$ 12,4 milhões, sendo: R\$ 1,5 milhão referente a penalidade prevista no LER e R\$ 10,9 milhões decorrentes da provisão para perda do imobilizado; e
- (iii) Compra de energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE (R\$ 2,8 milhões) no 1S15.

No 1S14, os ajustes efetuados no Ebitda se referem: a compra energia para suprir os contratos das PCHs que estavam fora do MRE no montante de R\$ 45,8 milhões, a compra de energia para suprir lastro do complexo eólico Atlântica no 1T14 devido à revisão do cronograma de obras (R\$ 26,4 milhões), aos gastos com GSF de R\$ 22,4 milhões e a compra de energia no valor de R\$ 11,8 milhões para suprir o lastro do contrato de Bio Coopcana em virtude do sinistro ocorrido em maio de 2014.

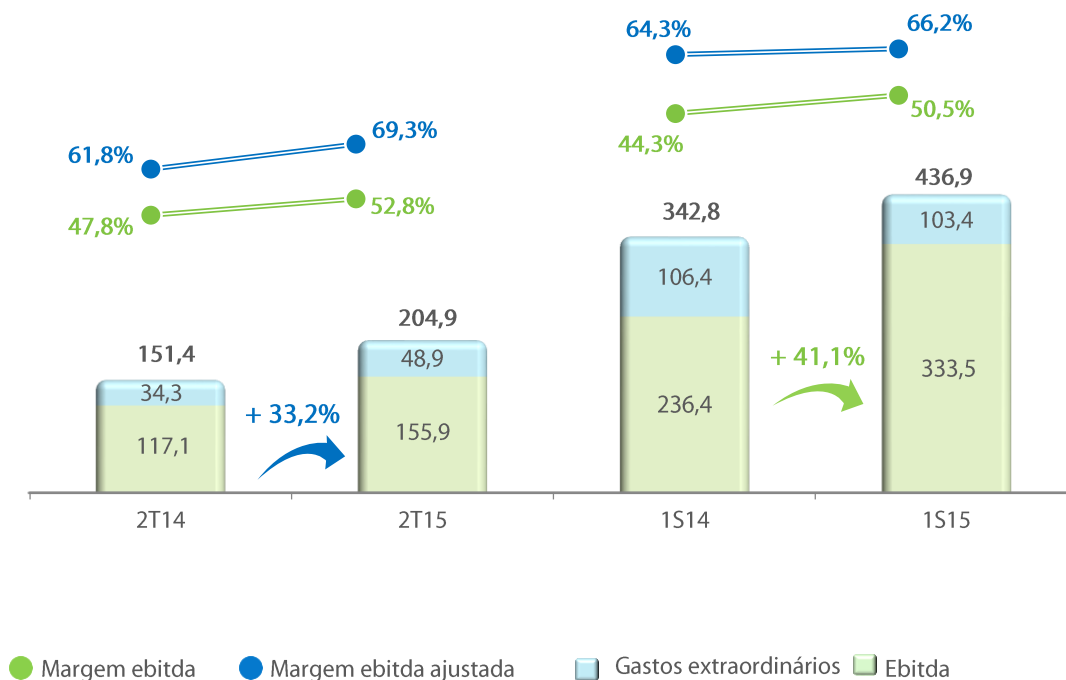
Os ajustes no Ebitda da Companhia consideram: (i) itens extraordinários ligados à condição hidrológica (GSF e PCH fora do MRE); (ii) a compra de energia relacionada às alterações nos cronogramas de obras; e (iii) eventuais ocorrências relevantes nos ativos da Companhia. Os ajustes relacionados aos itens extraordinários que afetaram o Ebitda da Companhia estão descritos na tabela abaixo:

Ebitda e Ebitda ajustado (R\$ mil)

	2T15	2T14	2T15 vs 2T14	1S15	1S14	1S15 vs 1S14
Ebitda	155.941	117.110	33,2%	333.503	236.383	41,1%
Itens ajustados	48.975	34.300	42,8%	103.355	106.400	-2,9%
GSF (receita líquida)	9.800	2.400	308,3%	21.318	3.000	610,6%
GSF (custo com compra de energia)	25.600	13.500	89,6%	66.812	19.400	244,4%
PCHs fora do MRE	1.140	6.600	-82,7%	2.790	45.800	-93,9%
Sinistro de Bio Coopcana	-	11.800	NA	-	11.800	NA
Sinistro de Bio Pedra	12.435	-	NA	12.435	-	NA
Compra de lastro - complexo eólico Atlântica	-	-	-	-	26.400	NA
Ebitda ajustado	204.916	151.410	35,3%	436.858	342.783	27,4%

Resultados 2T15

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



Resultado Financeiro

A CPFL Renováveis apresentou uma despesa financeira líquida de R\$ 112,1 milhões no 2T15, R\$ 33,0 milhões superior à do 2T14 (R\$ 79,1 milhões). No 1S15, a despesa financeira líquida totalizou R\$ 218,7 milhões, R\$ 71,5 milhões superior ao 1S14 (R\$ 147,3 milhões).

Resultado financeiro (R\$ mil)

	2T15	2T14	2T15 vs 2T14	1S15	1S14	1S15 vs 1S14
Receitas Financeiras	29.880	28.522	4,8%	59.489	48.013	23,9%
Receita de aplicação financeira	23.868	26.524	-10,0%	51.168	43.788	16,9%
Outras receitas	6.012	1.998	200,9%	8.321	4.225	96,9%
Despesas Financeiras	(141.934)	(107.593)	31,9%	(278.224)	(195.290)	42,5%
Juros de empréstimos e debentures	(133.897)	(105.540)	26,9%	(256.875)	(200.080)	28,4%
Juros capitalizados no imobilizado	4.180	-	N.A.	4.180	10.668	-60,8%
Outras despesas financeiras	(12.217)	(2.053)	495,1%	(25.529)	(5.878)	334,3%
Resultado Financeiro	(112.054)	(79.071)	41,7%	(218.735)	(147.277)	48,5%

Receitas financeiras

Em 30 de junho de 2015, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.444,8 milhões ante R\$ 903,5 milhões em 30 de junho de 2014.

Resultados 2T15

No 2T15, as receitas financeiras totalizaram R\$ 29,9 milhões, montante R\$ 1,4 milhão superior ao 2T14 (R\$ 28,5 milhões). Esse acréscimo é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) Acréscimo do CDI médio (12,88% a.a. no 2T15 versus 10,61% a.a. no 2T14); e
- (ii) Menor saldo médio de caixa⁸ (R\$ 980,3 milhões no 2T15 versus R\$ 1.075,5 milhões no 2T14).

As receitas financeiras somaram R\$ 59,5 milhões no 1S15, montante R\$ 11,5 milhões superior ao 1S14 (R\$ 48,0 milhões). Essa elevação é explicada, inicialmente, pelos seguintes efeitos:

- (i) Maior saldo médio de caixa⁹ (R\$ 1.024,5 milhões no 1S15 comparado a R\$ 966,0 milhões no 1S14); e
- (ii) Acréscimo do CDI médio (12,50% a.a. no 1S15 versus 10,54% a.a. no 1S14).

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 141,9 milhões no 2T15, montante 31,9% superior ao 2T14 (R\$ 107,6 milhões). No 1S15, as despesas financeiras totalizaram R\$ 278,8 milhões, com elevação de 42,8% em relação ao 1S14 (R\$ 195,3 milhões). Tais desempenhos são explicados pelos seguintes fatores:

- (i) Assunção de dívidas provenientes da aquisição de DESA;
- (ii) Aumento do CDI médio entre os períodos: 12,88% a.a. no 2T15 versus 10,61% a.a. no 2T14 e 12,50 % a.a. no 1S15 versus 10,54% a.a. no 1S14;
- (iii) Aumento da TJLP entre os períodos: 6,0% a.a. no 2T15 versus 5,0% a.a. no 2T14 e 5,75% a.a. no 1S15 versus 5,0% a.a. no 1S14; e
- (iv) Despesas financeiras dos parques que estavam em operação no 2T15, enquanto no 2T14 estavam sendo capitalizadas por estarem em construção.

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.

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.

Resultado líquido

A CPFL Renováveis registrou um prejuízo de R\$ 93,1 milhões no 2T15 ante a um prejuízo de R\$ 65,9 milhões no 2T14. Na comparação entre os semestres foi registrado um prejuízo de R\$ 157,7 milhões no 1S15 contra R\$ 120,2 milhões no 1S14. Embora tenha apresentado crescimento do

⁸ Saldo médio diário

⁹ Saldo médio diário

Resultados 2T15

portfólio o resultado líquido da Companhia também foi negativamente impactado pelos itens extraordinários que afetaram o Ebitda. Além disso, o resultado líquido reflete a maior despesa financeira líquida resultante do maior custo médio de dívida entre os períodos (10,2% versus 9,4% - maior CDI e TJLP), o lançamento à resultado das despesas financeiras líquidas de projetos antes capitalizadas e as novas dívidas oriundas das incorporações dos últimos 12 meses.

Desconsiderando os gastos extraordinários que afetaram o Ebitda, o resultado entre os períodos analisados teria sido:

- i) Prejuízo de R\$ 44,1 milhões no 2T15 ante um prejuízo de R\$ 31,6 milhões no 2T14 (sem considerar eventuais efeitos de impostos); e
- ii) Prejuízo de R\$ 54,4 milhões no 1S15 ante um prejuízo de R\$ 13,8 milhões no 1S14 (sem considerar eventuais efeitos de impostos).

Os efeitos não recorrentes que afetaram o resultado da Companhia estão na tabela abaixo:

	2T15	2T14	2T15 vs 2T14	1S15	1S14	1S15 vs 1S14
Resultado líquido	(93.082)	(65.868)	41,3%	(157.727)	(120.193)	31,2%
Ajustes Ebitda	48.975	34.300	42,8%	103.355	106.400	-2,9%
Resultado líquido ajustado	(44.107)	(31.568)	39,7%	(54.372)	(13.793)	294,2%

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 99,6 milhões no 2T15 ante R\$ 59,5 milhões no 2T14. Os investimentos foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

Projeto concluído:

Parque eólico Morro dos Ventos II - localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com entrada em operação comercial em abril de 2015. 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. Porém, com a antecipação da entrada em operação comercial para abril de 2015, a energia gerada por este parque está sendo vendida no mercado de curto prazo até o início do contrato de venda de energia.

Projetos em andamento:

- (i) **Complexo eólico Campo dos Ventos** (São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V) - localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com entrada em operação gradual a partir do 2T16. A potência total desse complexo é 115,5 MW e a garantia física de 68,3 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no mercado livre;
- (ii) **Complexo eólico São Benedito** (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula) - localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com entrada em operação gradual a partir do 2T16. A potência total desse complexo é 115,5 MW e a garantia física de 60,9 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no mercado livre; e
- (iii) **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

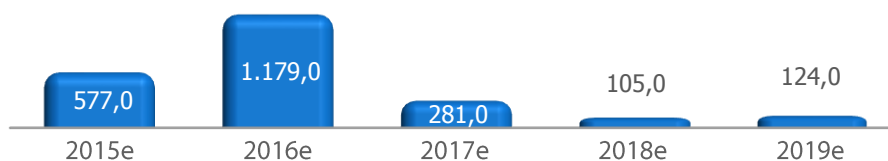
Resultados 2T15

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 abril/2016 e 2018, quando iniciará a vigência do LEN 2013.

Para os próximos cinco anos (2015-2019) são apresentadas as projeções dos Investimentos (Capex), que se baseiam, principalmente, nos cronogramas de desembolso dos projetos (Morro dos Ventos II, complexo eólico São Benedito, complexo eólico Campo dos Ventos, PCH Mata Velha, complexo eólico Pedra Cheirosa e PCH Boa Vista II) conforme o cronograma físico de execução das obras.

Tais investimentos somam R\$ 2.266,0 milhões no período e serão direcionados, principalmente, para adição de 332,8 MW na capacidade instalada da Companhia.

Investimentos projetados para os próximos 5 anos (R\$ MM)



Endividamento

A Companhia encerrou o 1S15 com endividamento total de R\$ 6.060,2 milhões, montante 24,5% superior ao 1S14 (R\$ 4.866,0 milhões). Sem considerar os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia apresentaram prazo médio de 5,8 anos e custo médio nominal de 10,20% a.a. (74,8% do CDI de 30 de junho de 2015).

O maior endividamento decorre da consolidação das dívidas da DESA no valor de R\$ 973,4 milhões e às captações realizadas nos últimos 12 meses, em sua grande parte para reforçar o caixa da Companhia e fazer frente aos investimentos necessários para a construção do complexo eólico Macacos I, complexo eólico Atlântica, Bio Alvorada, Bio Coopcana, PCH Mata Velha, Salto Góes e complexos eólicos São Benedito e Campo dos Ventos. Dessa forma, nos últimos 12 meses, a Companhia realizou captações de R\$ 2.110,1 milhões, sendo as principais:

- (i) R\$ 973,4 milhões referente a consolidação das dívidas da incorporada DESA;
- (ii) R\$ 315,0 milhões referente ao financiamento de longo prazo do Complexo eólico Atlântica junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,14% a.a.;

Resultados 2T15

- (iii) R\$ 296,0 milhões referente a 3ª emissão de Debêntures da CPFL Renováveis, emitidas junto ao Banco do Brasil ao custo de 117,25% CDI;
- (iv) R\$ 277,2 milhões referente a 1ª emissão de Debêntures da Turbina 16, emitidas junto ao Banco do Brasil ao custo de 112,75% CDI;
- (v) R\$ 51,4 milhões referentes ao financiamento de longo prazo da controlada Morro dos Ventos II;
- (vi) R\$ 50,0 milhões referente a emissão de Notas Promissórias da Mata Velha, emitida junto ao Banco Votorantim, ao custo de CDI + 0,70% a.a.;
- (vii) R\$ 42,0 milhões referente a 1ª emissão de Debêntures da Campo dos Ventos V, emitidas junto ao Banco do Brasil ao custo de 112,75% CDI;
- (viii) R\$ 31,5 milhões referentes aos financiamentos de Bio Alvorada e Bio Coopcana junto ao BNDES ao custo médio de 3,6% a.a.;
- (ix) R\$ 30,8 milhões referente a 1ª emissão de Debêntures da Santa Úrsula, emitidas junto ao Banco do Brasil ao custo de 112,75% CDI;
- (x) R\$ 22,8 milhões referentes ao financiamento de longo prazo do Complexo eólico Macacos I junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,18% a.a.;
- (xi) R\$ 10,3 milhões referente ao financiamento da CPFL Renováveis junto à FINEP ao custo de TJLP – 1% a.a.; e
- (xii) R\$ 9,7 milhões referente ao financiamento de Salto Góes junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,05% a.a.

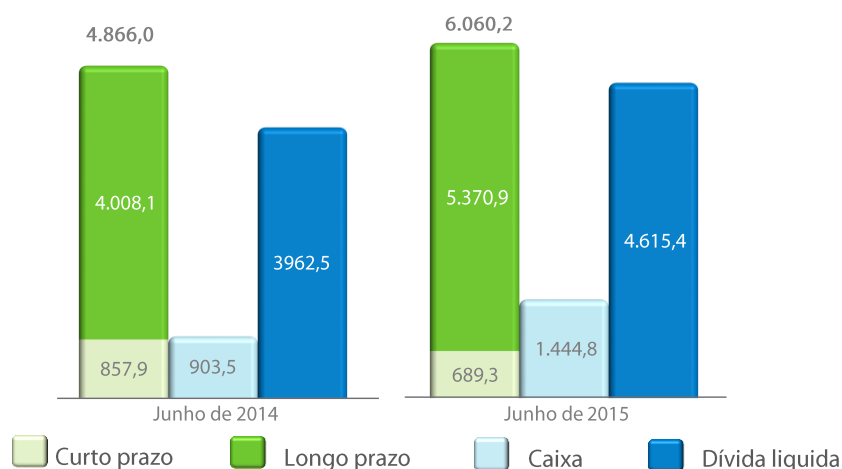
Em relação às amortizações, destacamos os principais eventos ocorridos nos últimos 12 meses:

- (i) R\$ 292,8 milhões referentes à quitação do empréstimo ponte do Complexo eólico Atlântica emitido junto ao BNDES;
- (ii) R\$ 138,0 milhões referentes à quitação das notas promissórias do Complexo eólico Atlântica;
- (iii) R\$ 51,3 milhões referentes à quitação do empréstimo ponte do parque eólico Morro dos Ventos II emitido junto ao BNDES;
- (iv) R\$ 36,9 milhões referentes à amortização das debêntures da SIIF;
- (v) R\$ 32,0 milhões referentes ao resgate das ações preferenciais da T-15 Energia;
- (vi) R\$ 30,0 milhões referentes à quitação da 1ª emissão de Debêntures da WF2 (incorporada pela CPFL Renováveis);
- (vii) R\$ 27,5 milhões referentes ao resgate das ações preferenciais de Alto Irani e Plano Alto;
- (viii) R\$ 21,5 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de Debêntures da CPFL Renováveis;
- (ix) R\$ 8,7 milhões referentes à amortização das Debêntures da PCH Holding 2; e
- (x) R\$ 291,5 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 4.615,4 milhões no 1S15, montante 16,5% superior ao 1S14, refletindo a posição de caixa, o efeito da incorporação das dívidas da DESA e as captações no período.

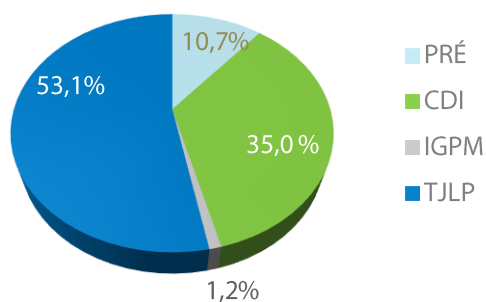
Resultados 2T15

Endividamento (R\$MM)

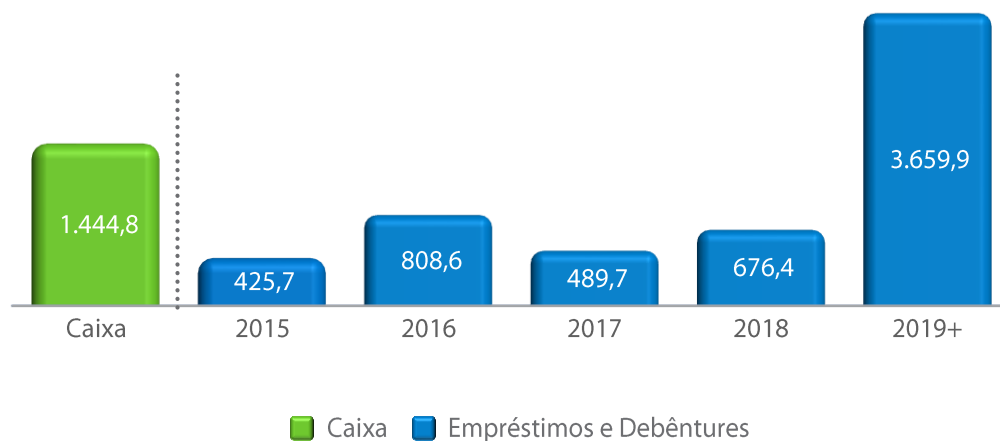


1) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 314,1 MM no 1S15 (R\$ 167,9 MM no 1S14).

Dívida por indexador – junho de 2015



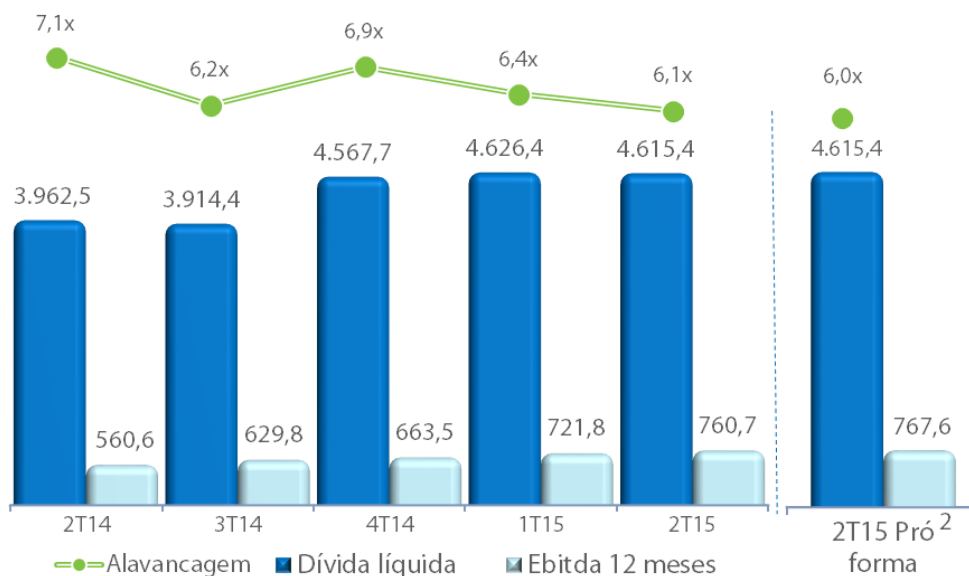
Cronograma de amortização da dívida – junho de 2015



Resultados 2T15

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.

Divida Líquida/Ebitda (R\$MM)¹



1) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 314,1 MM no 1S15 (R\$ 167,9 MM no 1S14).

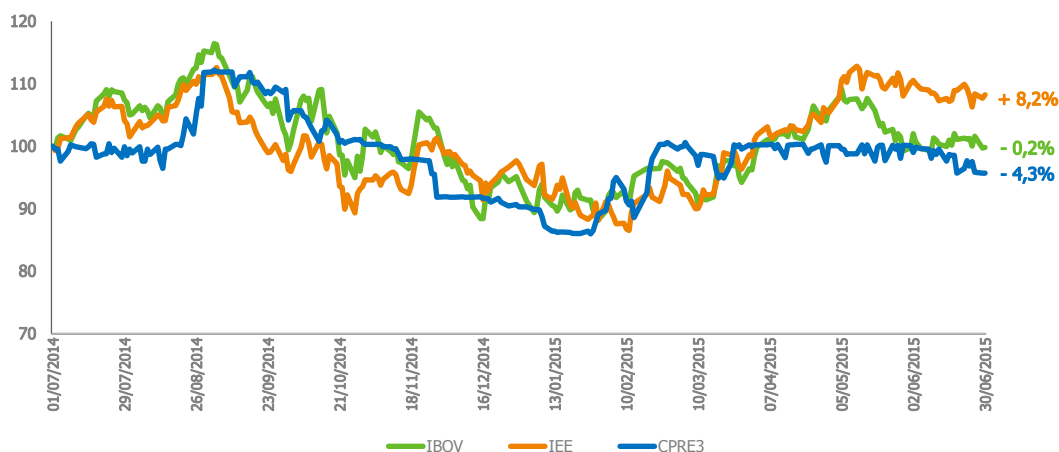
2) Para o cálculo de *covenant* sem determinados contratos financeiros da Companhia, o Ebitda utilizado considera o Ebitda de empresas adquiridas para os últimos 12 meses, independente da data de aquisição.

Mercado de capitais

As ações da CPRE3 tiveram uma desvalorização de 4,3% nos últimos 12 meses até o fechamento do pregão de 30 de junho de 2015, quando encerrou cotada à R\$ 12,40. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV), desvalorizou 0,2%, enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) valorizou 8,2%.

Resultados 2T15

Desempenho dos últimos 12 meses até 30/06/2015 – base 100 em 01/07/2014



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, totalmente integralizadas.

A estrutura de governança corporativa da Companhia é composta pelo Conselho de Administração, que é assessorado por dois Comitês de Assessoramento (Financeiro e Operacional), da Diretoria Executiva e da Auditoria Interna.

Quatro princípios são seguidos por seus executivos para que a gestão da CPFL Renováveis seja realizada de forma ética, com respeito integral aos órgãos públicos e às comunidades onde seus empreendimentos estão localizados: transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

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

O Conselho de Administração é composto por nove conselheiros, sendo dois conselheiros independentes, com prazo de mandato unificado de um ano, sendo permitida a reeleição. O referido 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, que é composto por três membros efetivos, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária seguinte à de sua eleição, podendo ser reeleitos.

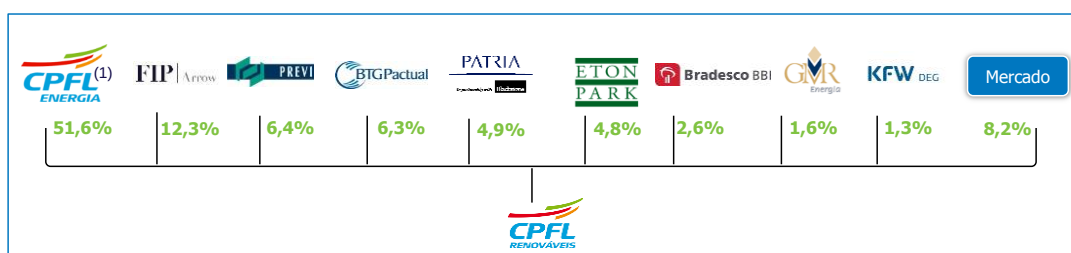
Resultados 2T15

A Diretoria Executiva 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 seus negócios sociais 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.cpflrenovaveis.com.br/ri.

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



⁽¹⁾ Via CPFL Geração

Resultados 2T15



Contatos	Teleconferência	CPRE3
Andre Dorf Diretor Presidente	Teleconferência / webcast	Cotação de fechamento em 12/08/2015: R\$ 12,60
Carlos Wilson Ribeiro Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Data: 13 de agosto de 2015	Valor de Mercado:
Maria Carolina Gonçalves Superintendente de Relações com Investidores	Horário: 11h00 (Horário de Brasília) 10h00 a.m (Eastern time)	Reais: R\$ 6,3 bilhões
Luciana Silvestre Fonseca Analista de Relações com Investidores	Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.	Dolar: USD: 1,8 bilhões
Priscila Campos 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	
Felipe Morais de Oliveira Analista de Relações com Investidores	Senha: CPFL Renovaveis	
E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: 11- 3157-9312		
Assessoria de Imprensa RP1 Comunicação Empresarial E-mail: marianacesena@rp1.com.br Telefone: 11-5501-4655		

Resultados 2T15

Anexos – ativos em operação

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Preço (R\$/MWh) jun/15	Tipo de contrato
Eólico							
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,1	174,7	LFA 2010
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,9	174,7	LFA 2010
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,0	174,7	LFA 2010
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	13,7	174,7	LFA 2010
Complexo eólico S IIF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,4	374,6	Proinfa
	Icaraizinho	Amontada	CE	54,6	21,5	344,8	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	11,8	339,8	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,1	384,0	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,0	196,8	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,0	196,8	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,0	196,8	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,0	196,8	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,0	196,8	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,0	196,8	LER 2009
	EURUS VI	Parazinho	RN	8,0	3,0	196,8	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,7	176,0	LFA
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,5	176,0	LFA
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,1	168,8	LFA
	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,8	168,8	LFA
Complexo eólico Bons Ventos	Bons Ventos	Aracati	CE	50,4	15,9	383,8	Proinfa
	Taíba Albatroz	Taíba	CE	16,8	6,6	349,7	Proinfa
	Canoa Quebrada	Aracati	CE	58,8	22,9	351,7	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,0	394,9	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Campo dos Ventos II	João Câmara	RN	30,0	14,0	161,0	LER 2010
	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	3,3	385,3	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,4	339,8	Proinfa
	Morro dos Ventos I	João Câmara	RN	28,8	13,0	198,1	LER 2009
Complexo eólico Morro dos Ventos	Morro dos Ventos III	João Câmara	RN	28,8	13,0	198,1	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Câmara	RN	28,8	13,0	198,1	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Câmara	RN	28,8	13,0	198,1	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	João Câmara	RN	30,0	14,0	198,1	LER 2009
Complexo eólico Eurús	Eurus I	Parazinho	RN	30,0	14,5	158,5	LER 2010
	Eurus III	Parazinho	RN	30,0	15,0	158,5	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Câmara	RN	29,2	15,3	133,2	LEN 2011
Subtotal Eólico				1.031,8	419,5	237,7	
	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Preço (R\$/MWh) jun/15	Tipo de contrato
Biomassa							
	Alvorada	Araporã	PR	50,0	18,0	161,0	ACL
	Baía Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	11,0	231,4	ACR / ACL
	Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	21,0	202,8	ACL
	Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	11,9	203,7	ACL
	Bio Ipê	Nova Independência	SP	25,0	8,2	202,8	ACL
	Bio Pedra	Serrana	SP	70,0	24,4	194,6	LER 2010
	Coopcana	São Carlos do Ivaí	MG	50,0	18,0	161,0	ACL
	Ester	Cosmópolis	SP	40,0	11,2	187,2	LFA 2007 / ACL
	Subtotal Biomassa			370,0	123,7	190,2	

Resultados 2T15

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Preço (R\$/MWh) jun/15	Tipo de contrato
PCH						
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	13,0	226,4	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,9	214,3	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	208,7	ACL
Arvoredo	Arvoredo e Xanxerê	SC	13,0	7,8	205,0	LFA
Barra da Paciência	Açucena e Gonzaga	MG	23,0	14,9	212,9	ACL
Buritis	Buritizal	SP	0,8	0,4	214,3	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,3	214,3	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,5	214,3	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,6	226,4	Proinfa
Corrente Grande	Açucena e Gonzaga	MG	14,0	8,5	212,9	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,6	208,7	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	7,0	214,3	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	18,8	11,6	214,3	ACL
Esmeril	Patrocínio Paulista	SP	5,0	2,9	214,3	ACL
Figueirópolis	Gavião Peixoto	MT	19,4	12,6	220,7	Proinfa
Gavião Peixoto	Guaporé	SP	4,8	3,8	214,3	ACL
Guaporé	Pedreira	RS	0,7	0,6	208,7	ACL
Jaguari	Macatuba	SP	11,8	4,5	214,3	ACL
Lençóis	São Carlos	SP	1,7	1,0	214,3	ACL
Ludesa	Delfim Moreira	SC	30,0	21,2	213,4	Proinfa / ACL
Monjolinho	Frei Inocência e Mathias Lobato	SP	0,6	0,1	187,0	ACL
Ninho da Águia	Espirito Santo do Pinhal	MG	10,0	6,5	212,9	ACL
Novo Horizonte	Roque Gonzales	PR	23,0	10,4	146,7	ACL
Paio	Xavantina	MG	20,0	11,0	212,9	ACL
Pinhal	Muitos Capões	SP	6,8	3,7	214,3	ACL
Pirapó	Tangará	RS	0,8	0,6	208,7	ACL
Plano Alto	Campinas	SC	16,0	9,3	226,4	Proinfa
Saltinho	São Domingos e Ipuacu	RS	0,8	0,7	208,7	ACL
Salto Góes	São Carlos	SC	20,0	11,1	194,3	LFA
Salto Grande	São Gonçalo do Rio Abaixo	SP	4,6	2,6	214,3	ACL
Santa Luzia	Guará	SC	28,5	18,4	205,0	LFA 2007 / ACL
Santana	Socorro	SP	4,3	2,6	214,3	ACL
São Gonçalo	Torrinha	MG	11,0	7,6	212,9	ACL
São Joaquim	Chalé e São José do Mantimento	SP	8,1	5,1	214,3	ACL
Socorro	Conceição de Ipanema	SP	1,0	0,3	214,3	ACL
Três Saltos	Ipuacu	SP	0,6	0,4	214,3	ACL
Varginha	Indiavaí	MG	9,0	5,4	205,0	LFA 2007
Várzea Alegre	Campina Grande do Sul	MG	7,5	4,9	212,9	ACL
Subtotal PCH			399,0	226,8	210,2	
Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Preço (R\$/MWh) jun/15	Tipo de contrato
Solar						
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,2	194,7	ACL
Subtotal Solar			1,1	0,2	194,7	
TOTAL			1.801,9	770,2	222,0	

Resultados 2T15

Anexos – ativos em construção

	Projetos	UF	Capacidade (MW)	Garantia física (MWm)	Preço (R\$/MWh) jun/15	Tipo de contrato
Eólico						
Complexo Campo dos Ventos	Campo dos Ventos I	RN	25,2	13,6	152,1	ACL
	Campo dos Ventos III	RN	25,2	13,4	152,1	ACL
	Campo dos Ventos IV	RN	25,2	13,1	152,1	ACL
	São Domingos	RN	25,2	14,1	152,1	ACL
	Ventos de São Martinho	RN	14,7	14,1	152,1	ACL
Complexo São Benedito	São Benedito	RN	29,4	14,8	152,1	ACL
	Vento de Santo Dimas	RN	29,4	16,6	152,1	ACL
	Vento de Santa Mônica	RN	29,4	14,9	152,1	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	RN	27,3	14,6	152,1	ACL
Complexo Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	CE	27,0	13,6	133,0	18º LEN 2014 (A-5)
	Pedra Cheirosa II	CE	24,3	12,5	133,0	18º LEN 2014 (A-5)
Subtotal EOL			282,3	155,3	148,9	
PCH						
	Mata Velha	MG	24,0	13,1	143,3	16º LEN 2013 (A-5)
	Boa Vista II	MG	26,5	14,8	207,6*	21º LEN 2015 (A-5)
Subtotal PCH			50,5	27,9	177,4	
TOTAL			332,8	183,2	141,0	