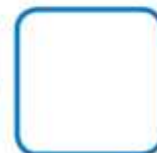
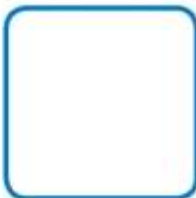


Resultados 3T15



Resultados 3T15

Índice

Mensagem do Presidente	3
Destaques do trimestre.....	4
Portfólio em operação	5
Portfólio contratado: projetos em implantação.....	5
Condições gerais de geração	7
Fonte eólica.....	7
Fonte hídrica.....	7
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	20
Resultado Financeiro.....	22
Imposto de renda e contribuição social	24
Resultado líquido.....	24
Investimentos.....	24
Endividamento	25
Mercado de capitais	29
Governança Corporativa.....	29
Estrutura societária	30
Anexos – ativos em operação	32
Anexos – ativos em construção	34

Resultados 3T15

Mensagem do Presidente

“Os resultados econômico-financeiros do 3T15 acompanharam a estratégia de crescimento da Companhia - líder em geração de energia renovável no País. Nos últimos 12 meses foram adicionados 307 MW ao portfólio em operação, fruto da incorporação dos ativos de Desa e da conclusão antecipada das obras do complexo Morro dos Ventos II. Dessa forma, a capacidade em operação da Companhia atingiu 1.802 MW, representando 84% da capacidade contratada em setembro de 2015.

Além das adições de ativos ao portfólio, o incremento de 34% na geração de energia do trimestre reflete também a evolução na performance das usinas e parques eólicos em operação. Com isso, a receita líquida da Companhia cresceu 17% e o Ebitda 36% totalizando R\$ 296 milhões no 3T15.

No 3T15, a situação hidrológica permaneceu desfavorável, com consequente exposição provocada pelo GSF às empresas que possuem usinas hidrelétricas. Essa situação, aliada ao desafiador cenário macroeconômico, provocou elevação de gastos aos geradores de energia. Entretanto, a Companhia manteve sua austeridade nos custos e despesas gerenciáveis, que apresentaram crescimento inferior ao da inflação no período, mesmo com significativo incremento na geração de energia.

*Vale destacar, ainda, que a situação de liquidez da Companhia se mantém adequada ao seu perfil de crescimento e geração de caixa, o que nos permite seguir avaliando eventuais oportunidades de crescimento, com disciplina e rigor na alocação de recursos. Atualmente, a CPFL Renováveis possui 5 projetos em construção, que adicionarão 333 MW ao portfólio nos próximos anos, mantendo a Companhia em sua trajetória **de crescimento e criação de valor**”.*

Andre Dorf
Diretor Presidente

Resultados 3T15

São Paulo, 11 de novembro de 2015 – A CPFL Energias Renováveis S.A. anunciou hoje os resultados referentes ao 3T15 e dos 9M15. 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. Capacidade em operação da Companhia de 1.801,9 MW (+20,5% versus 3T14) distribuída em 81 usinas ao final do 3T15;
- ii. Geração de energia de 1.688,2 GWh no 3T15 (+34,3% versus 3T14);
- iii. Receita líquida de R\$ 401,9 milhões no 3T15 (+16,8% versus 3T14);
- iv. GSF no montante de R\$ 10,5 milhões no 3T15 (-70,6% versus 3T14);
- v. Ebitda de R\$ 295,8 milhões no 3T15 (+35,8% versus 3T14), com margem Ebitda de 73,6%. Desconsiderando os itens extraordinários, o Ebitda teria alcançado R\$ 302,9 milhões no 3T15 (+19,1% versus 3T14), com margem Ebitda ajustada de 75,4%;
- vi. Investimentos de R\$ 282,5 milhões nos 9M15 direcionados, principalmente, aos projetos em construção; e
- vii. Situação de liquidez financeira adequada ao perfil da Companhia, com saldo de caixa de R\$ 1.397,8 milhões em setembro de 2015.

Resultados 3T15

Indicadores Econômicos e Operacionais (R\$ mil)

	3T15	3T14	3T15 vs 3T14	9M15	9M14	9M15 vs 9M14
Demonstrativo de Resultados						
Receita Líquida	401.895	344.209	16,8%	1.061.929	878.265	20,9%
Ebitda ⁽¹⁾	295.799	217.806	35,8%	629.302	454.187	38,6%
Margem Ebitda	73,6%	63,3%	10,3p.p	59,3%	51,7%	7,5 p.p
Resultado líquido	26.367	18.076	45,9%	(131.360)	(102.118)	28,6%
Investimentos	36.191	67.724	-46,6%	282.462	158.526	78,2%
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)	1.688	1.258	34,3%	4.051	2.717	49,1%
Energia contratada (MWmédios) ⁽²⁾	792	649	22,1%	792	649	22,1%
Número de funcionários	373	343	8,7%	373	343	8,7%

(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 3T15, o parque gerador da CPFL Renováveis totalizava 1.801,9 MW de capacidade em operação nas quatro fontes de energia renovável. Em relação ao 3T14, o crescimento foi de 20,5%, devido aos seguintes fatores:

- i. 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
- ii. Antecipação da entrada em operação comercial do parque eólico Morro dos Ventos II (29,2 MW) - 16 de abril de 2015.

No encerramento do 3T15, 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

Portfólio contratado: projetos em implantação

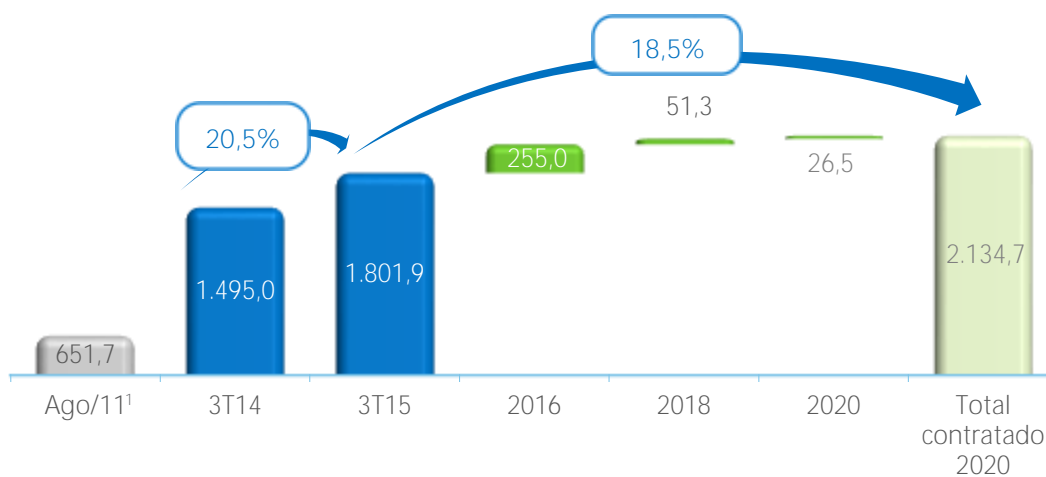
A Companhia possui atualmente 5 projetos em implantação, que adicionarão 332,8 MW de capacidade nos próximos 5 anos:

Resultados 3T15

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.

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.

Resultados 3T15

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 6,6 GW no início do mês de outubro de 2015 e estava distribuída em 273 parques eólicos¹. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 18,2 GW de capacidade de geração eólica ao final de 2019².

A geração de energia dos parques eólicos oscila em função da velocidade média dos ventos. Nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, os 1º e 2º trimestres do ano apresentam menor velocidade média dos ventos, fazendo com que os parques eólicos apresentem menores volumes de geração quando comparados aos 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. A quantidade de energia que pode ser negociada 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 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, o aproveitamento hidrelétrico representa aproximadamente 66% da capacidade instalada no país, sendo 4% de PCHs (5,2 GW de capacidade instalada, distribuída em 991 empreendimentos¹).

A energia hidrelétrica é produzida a partir das vazões dos rios, que podem ser medidas por meio 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 seu 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.

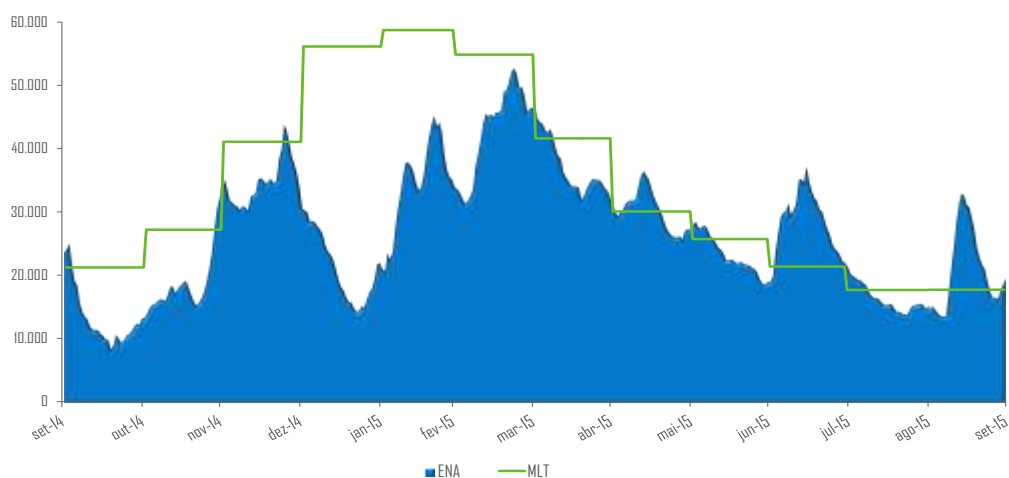
Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 12 meses da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

¹ Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) - Outubro/2015

² Fonte: Boletim de Dados (ABEEólica) - Setembro/2015

Resultados 3T15

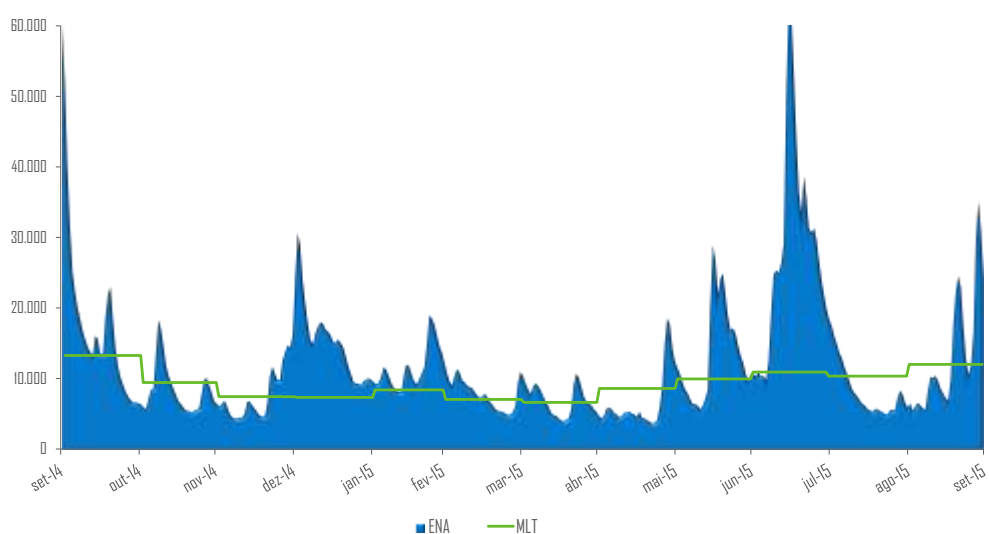
Energia Natural Afluyente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste (MWm – últimos 12 meses – setembro/2015)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou os 9M15 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios em 32,4% ante 25,3% no final dos 9M14³. Em condições normais de hidrologia, espera-se queda nos níveis dos reservatórios durante o período seco e sua recuperação nos períodos chuvosos. Essa região tem apresentado nos últimos anos um cenário com ENAs abaixo da MLT, principalmente nos períodos chuvosos, como pode ser visto no gráfico acima entre o fim de 2014 e início de 2015. Contudo, as ENAs acima da MLT no período seco, sobretudo nos meses de julho e setembro de 2015, têm auxiliado na recuperação dos reservatórios.

Energia Natural Afluyente – ENA – Sul (MWm – últimos 12 meses – setembro/2015)



Fonte: ONS

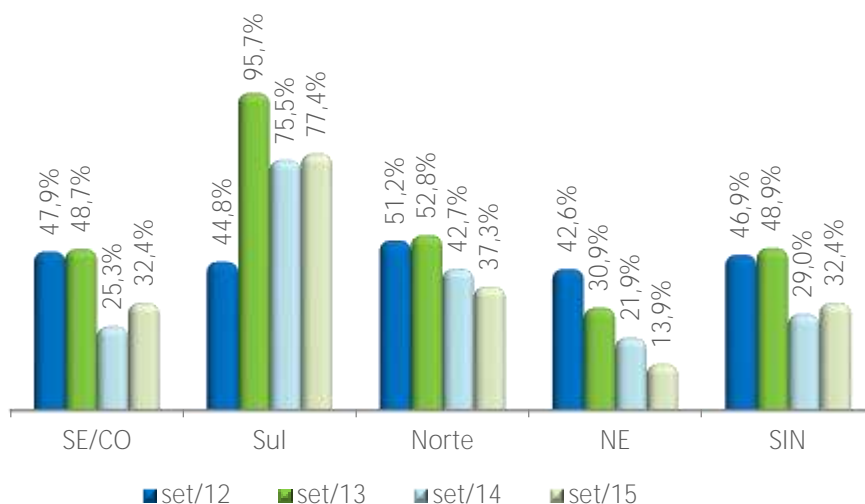
³ Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação 30/09/2015

Resultados 3T15

Na região Sul, os reservatórios encerraram o período com 77,4% de sua capacidade de armazenamento, apresentando crescimento em relação aos 9M14 (75,5%). Apesar do volume de afluições nos últimos 12 meses na região Sul ter sido 33,3% maior do que a média histórica, com destaque para o mês de julho de 2015, o nível dos reservatórios não tem aumentado, pois o volume de intercâmbio para atendimento à região Sudeste foi alto, sobretudo no final de 2014 e início de 2015. 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 porcentagem sobre a energia armazenável máxima. Nota-se no gráfico abaixo que, apesar dos reservatórios nas regiões Norte e Nordeste do Brasil apresentarem o pior nível desde 2012, a recuperação vista nos reservatórios do Sudeste, principalmente, tem resultado no aumento no armazenamento dos reservatórios de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Armazenamento dos reservatórios em setembro - 2012 a 2015



Fonte: ONS

MRE: A contabilização das receitas provenientes das PCHs resulta 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").

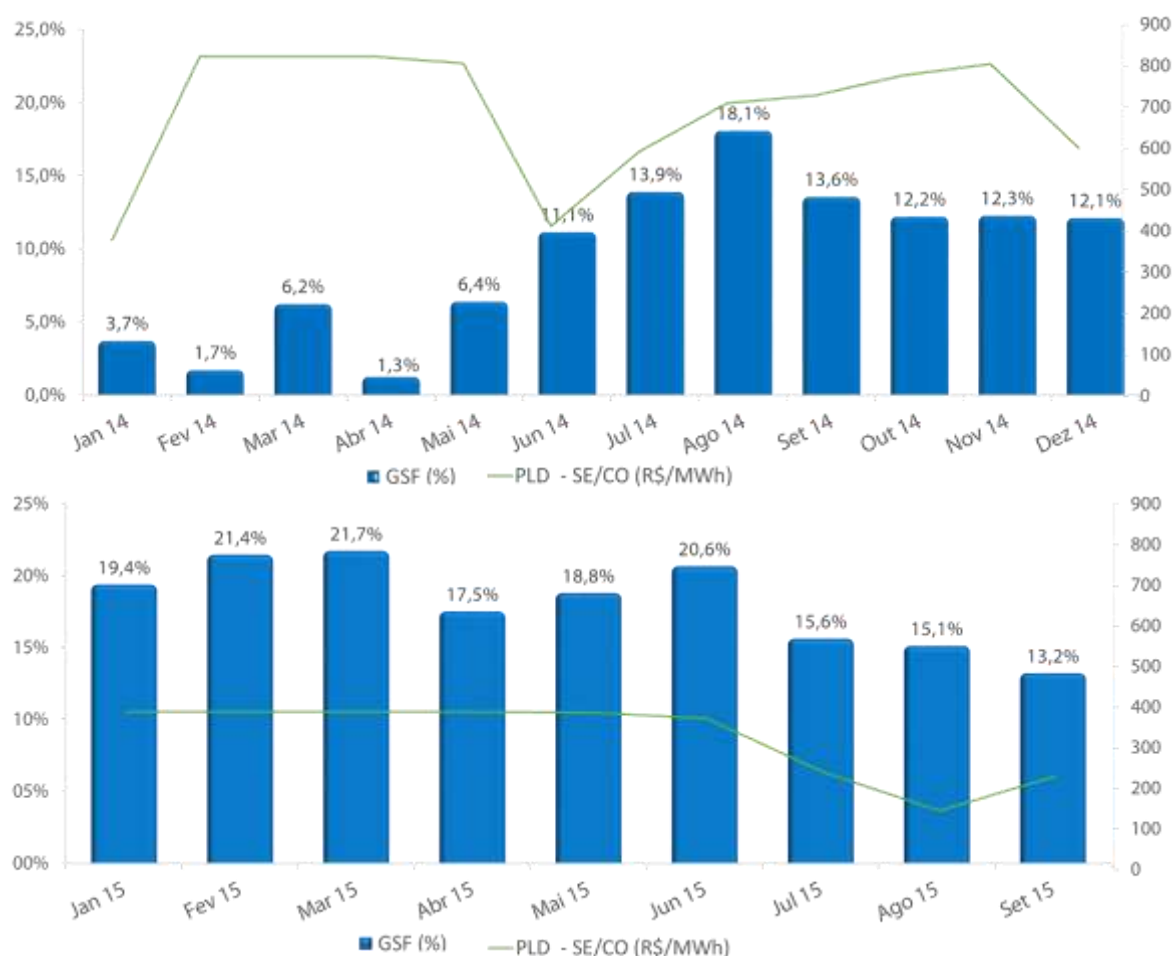
A ANEEL, por meio da Resolução homologatória nº 1.832/2014, estabeleceu novos limites máximo e mínimo de PLD para 2015. Dessa forma, o PLD mínimo passou a ser de R\$ 30,26/MWh e o PLD máximo de R\$ 388,48/MWh.

Resultados 3T15

No 3T15, 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”.**

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

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



Fonte: CCEE.

1) Os meses de agosto e setembro 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.

Desde o final de maio, a ANEEL vem discutindo o tema por meio da Audiência Pública nº 32 (AP 32/2015), com vistas a obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual do GSF. Diversos agentes e associações do setor tem contribuído, apresentando propostas de estruturação e mitigação do risco do GSF. As soluções propostas, ainda em discussão, são no sentido de

Resultados 3T15

regulamentar os déficits e reconhecer sobretudo o risco do ambiente hidrológico para os geradores e mitigar os riscos que não são de gestão dos participantes.

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, o resultado da Companhia ainda reflete os custos com GSF.

Liminar sobre a Revisão da Garantia Física: A CPFL Renováveis, por meio da ABRAGEL (Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa), obteve decisão liminar que suspende os efeitos das Portarias subsequentes à Portaria 463/2009, referentes a revisão de garantia física de PCHs, restabelecendo os valores originais e impedindo novas revisões até que os pleitos dos geradores sejam discutidos entre os agentes. Enquanto isso, a CCEE deverá considerar os valores originais estabelecidos para as PCHs incluídas na ação, nos processos de contabilização e de liquidação posteriores à decisão da liminar.

Fonte biomassa

A produção de energia por meio da biomassa é considerada uma alternativa interessante para a diversificação da matriz energética dos países em substituição aos combustíveis fósseis, como petróleo e carvão. Nessa categoria, a modalidade de geração de energia mais empregada é a utilização de resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar, principalmente o bagaço.

O aproveitamento da energia deste subproduto como insumo vem ocorrendo desde a implantação das primeiras usinas sucroalcooleiras, localizadas sobretudo nos estados de São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul e Paraná, próximo dos maiores centros consumidores de energia. No primeiro momento, sua utilização tinha como objetivo suprir as necessidades destas unidades produtoras. A evolução da eficiência energética do setor, contudo, permitiu a produção de excedentes de energia elétrica, que passaram a ser comercializados, ampliando a importância do seu uso na matriz energética nacional. Com base em dados da ANEEL⁴, a capacidade instalada das produtoras independentes de energia que usam como fonte a biomassa de cana-de-açúcar aumentou 31,6% desde o início de 2014, atingindo 10,4 GW em outubro de 2015.

De acordo com o PDE 2024⁵, existe grande potencial de renovação e modernização das instalações e dos processos de diversas usinas de cogeração, aumentando a eficiência e a geração de excedentes. Além do bagaço, a cana-de-açúcar também gera biomassa residual composta por palhas e pontas, que é quase integralmente descartada na prática tradicional de queima antes do corte. No entanto, a crescente mecanização da colheita possibilita a disponibilização dessa biomassa residual para o aproveitamento energético.

Nesse contexto, portanto, a inserção da geração a partir do bagaço de cana-de-açúcar vem se mostrando uma alternativa competitiva no mercado.

Atualmente, as usinas de geração de energia elétrica a partir da biomassa (cavaco de madeira e cana de açúcar) representam 13 GW⁵ instalados no país. O PDE 2024⁶ projeta crescimento dessa fonte, que deverá atingir capacidade instalada de 18 GW em dezembro de 2024.

⁴ Fonte: BIG (ANEEL) - Outubro/15

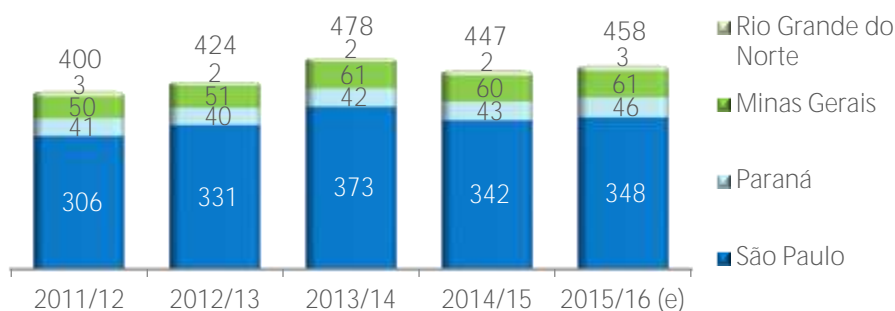
⁵ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME) – Preliminar - Outubro/15

Resultados 3T15

O reconhecimento das receitas dos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar segue a geração efetiva dessas usinas. A geração, por sua vez, acompanha o efeito sazonal da safra, que, 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. Sendo assim, de forma geral, o primeiro semestre do ano é um período com menores receitas do que o segundo para esses ativos.

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: Agosto/2015.

Fonte solar

A geração de energia fotovoltaica é a única que transforma diretamente energia solar (radiação) em energia elétrica. Essa conversão direta ocorre pelos efeitos gerados pelo contato com materiais semicondutores, por exemplo, o silício, gerando o efeito fotovoltaico. No efeito fotovoltaico, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica por meio do uso de células solares fotovoltaicas que são constituídas pelos materiais semicondutores.

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 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, o “Atlas de Energia Elétrica do Brasil” ressalta que a posição geográfica e as condições climáticas do Brasil apontam para a enorme disponibilidade de radiação solar e, conseqüentemente, potencialidade da utilização dessa fonte no País.

Atualmente, a fonte solar ainda é pouco representativa no País: 21 MW⁷ instalados. Entretanto, o PDE 2024⁸ projeta crescimento significativo para essa fonte, que chegará a uma capacidade instalada de 7 GW em dezembro de 2024.

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

⁶ “Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions”, CanmetEnergy, Março/2010.

⁷ Fonte: BIG (ANEEL) - Outubro/15

⁸ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME) – Preliminar - Outubro/15

Resultados 3T15

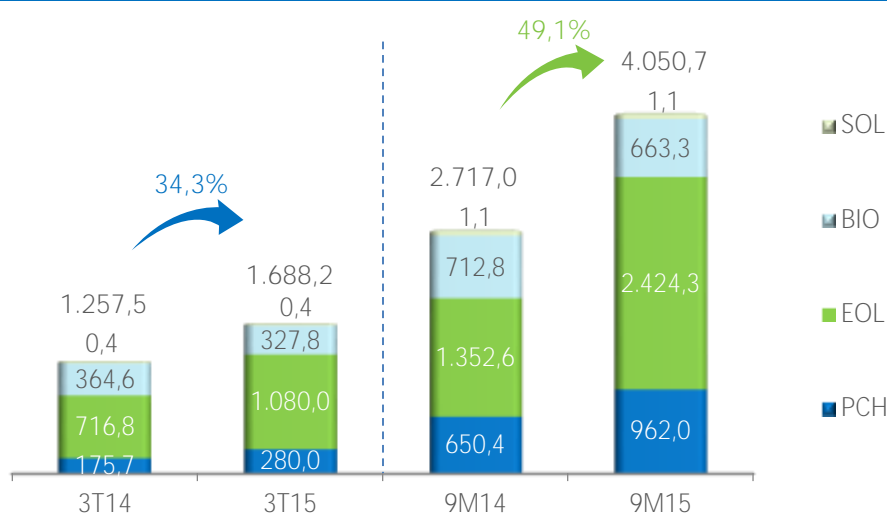
usina possui 1,1 MW de potência instalada, 0,2 MMWh de garantia física e sua energia é comercializada por meio de um contrato firmado no ACL (Ambiente de Contratação Livre).

Produção de energia

No 3T15, a CPFL Renováveis gerou 1.688,2 GWh de energia, aumento de 34,3% em relação ao 3T14. Já nos 9M15, a geração de energia atingiu 4.050,7 GWh, incremento de 49,1% em relação aos 9M14.

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 Eurus e complexo eólico Macacos I desde dez/14 e dos ativos incorporados de DESA em outubro de 2014.

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](#).

EÓLICA:

No 3T15, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 50,7% (363,2 GWh) quando comparado ao 3T14. Nos 9M15 a geração de energia dos parques eólicos apresentou aumento de 79,2% (1.071,7 GWh) quando comparado aos 9M14. 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 Eurus (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);

Resultados 3T15

- (iv) Entrada em operação comercial do complexo eólico Santa Clara em abril de 2014 (auferindo receita desde julho de 2012);
- (v) Entrada em operação comercial de novas capacidades do complexo eólico Atlântica em março de 2014 (auferindo receita desde setembro de 2013); e
- (vi) Incorporação, em março de 2014, de capacidade em operação dos parques eólicos de Rosa dos Ventos.

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 96,6%, 109,5% e 108,8% nos últimos 12, 24 e 36 meses findos em setembro 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 dos ativos localizados no estado do Ceará. A taxa de eficiência média nos parques considerados na análise de 12 meses foi impactada negativamente pelos complexos Santa Clara, Atlântica e Morro dos Ventos devido principalmente ao cenário de ventos abaixo do esperado no Estados do RN e RS.

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁷	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	38,8%	38,8%	100,1%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,0%	42,0%	104,8%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	36,5%	50,4%	138,1%
Complexo Santa Clara ⁽⁴⁾	RN	43,0%	33,9%	78,8%
Complexo Morro dos Ventos ⁽⁵⁾	RN	46,9%	38,8%	82,7%
Complexo Atlântica ⁽⁶⁾	RS	42,9%	36,0%	83,9%
Total		41,4%	40,0%	96,6%

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁷	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	38,8%	38,6%	98,0%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,0%	40,8%	100,0%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	36,5%	49,4%	124,1%
Total		39,2%	42,9%	109,5%

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁷	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	38,8%	38,5%	99,3%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	40,0%	40,7%	101,7%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	36,5%	48,7%	133,4%
Total		39,2%	42,7%	108,8%

- (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, Taiba 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 Eurus VI.
- (5) Complexo Morro dos Ventos é formado pelos Parques Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX.

Resultados 3T15

- (6) Complexo Atlântica é formado pelos Parques Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.
(7) O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50, estimada em 2,5%.

Os complexos eólicos Macacos I e Eurus e os parques eólicos Campo dos Ventos II e Morro dos Ventos II 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 taxa de eficiência da Companhia.

HÍDRICA (PCH):

No 3T15, a geração de energia das PCHs teve crescimento de 59,3% (104,2 GWh) se comparada ao 3T14, enquanto nos 9M15 houve aumento 47,9% (311,6 GWh). Essas variações podem ser explicadas, principalmente por:

- (i) Incorporação de três PCHs de DESA (Novo Horizonte, Figueirópolis e Ludesa) em outubro de 2014; e
- (ii) Aumento na geração de 49,1% nas usinas da região sudeste no 3T15 e a redução de 8,3% nas usinas da região sul em relação ao 3T14.

O total gerado pelas usinas pertencentes ao MRE tem sido, nos últimos anos, inferior ao total da garantia física das mesmas, ocasionando déficit que, dependendo do montante contratado, resulta em uma exposição no mercado de curto prazo para tais usinas. No 3T15, o rebaixamento da garantia física verificado de 14,6% foi inferior ao verificado no 3T14 (15,2%). Os maiores custos com GSF refletem a baixa hidrologia já mencionada e o elevado despacho térmico verificado nos períodos.

BIOMASSA:

No 3T15, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou redução de 10,1% (36,8 GWh) em relação ao 3T14. Nos 9M15, essa fonte apresentou queda de geração de 6,9% (49,5 GWh). Tal variação deve-se, principalmente, ao sinistro ocorrido em Bio Pedra em maio de 2015.

Desconsiderando o efeito do sinistro (expurgando Bio Pedra da análise) no 3T15, a Companhia registraria geração 12,7% superior em relação ao 3T14 (35,3 GWh). Nos 9M15, essa fonte apresentaria crescimento de 13,6% superior aos 9M14 (75,0 GWh). Essa variação positiva deve-se, principalmente, pelas melhorias implementadas em 2015 nas usinas de Bio Coopcana e Bio Alvorada, com foco na redução do consumo de vapor de processo, gerando maior eficiência no ciclo térmico.

Resultados 3T15

Desempenho econômico e financeiro

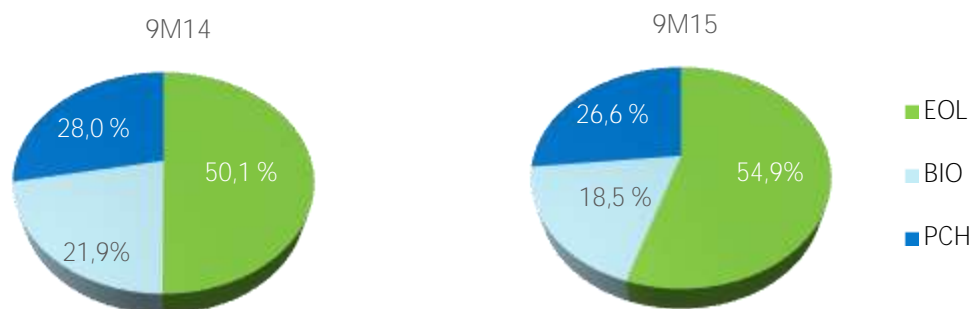
Demonstrativo de resultado (R\$ mil)

	3T15	3T14	3T15 vs 3T14	9M15	9M14	9M15 vs 9M14
Receita Líquida	401.895	344.209	16,8%	1.061.929	878.265	20,9%
Custo de geração de energia elétrica	(85.267)	(93.116)	-8,4%	(347.408)	(343.803)	1,0%
Depreciação e amortização	(102.067)	(70.695)	44,4%	(275.191)	(208.204)	32,2%
Lucro Bruto	214.561	180.398	18,9%	439.330	326.258	34,7%
Despesas gerais e administrativas	(20.829)	(33.287)	-37,4%	(85.219)	(80.275)	6,2%
Amortização do direito de exploração	(33.592)	(34.427)	-2,4%	(119.510)	(101.680)	17,5%
Depreciação e amortização	(808)	(758)	6,6%	(2.461)	(2.152)	14,4%
Lucro operacional	159.332	111.926	42,4%	232.140	142.151	63,3%
Resultado Financeiro	(117.508)	(81.729)	43,8%	(336.243)	(229.006)	46,8%
IR e CS	(15.457)	(12.121)	27,5%	(27.257)	(15.263)	78,6%
Resultado líquido	26.367	18.076	45,9%	(131.360)	(102.118)	28,6%
Ebitda	295.799	217.806	35,8%	629.302	454.187	38,6%
Margem Ebitda	73,6%	63,3%	10,3 p.p	59,3%	51,7%	7,5 p.p
Ebitda Ajustado ⁽¹⁾	302.949	254.306	19,1%	738.372	597.087	23,7%
Margem Ebitda Ajustada ⁽¹⁾	75,4%	73,9%	1,5 p.p	69,5%	68,0%	1,5 p.p ₁₎

Exclui os seguinte 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 foi de 0,02% nos 9M14 e nos 9M15.

A receita líquida atingiu R\$ 401,9 milhões no 3T15, montante 16,8% superior ao 3T14. Essa variação pode ser explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

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

Resultados 3T15

- (ii) Maior geração nos complexos eólicos localizados no Ceará (SIIF, Bons Ventos e Rosa dos Ventos);
- (iii) Reconhecimento do GSF nas receitas das usinas que atendem aos contratos do Proinfa no valor de R\$ 2,9 milhões no 3T15 contra R\$ 7,0 milhões no 3T14 (item extraordinário).

Tais fatores foram parcialmente compensados por:

- (iv) Perda de receita devido ao sinistro na usina de Bio Pedra em maio/15;
- (v) Maior receita nas biomassas Coopcana e Alvorada, no 3T14, devido a sazonalização; e
- (vi) Menor geração na usina de biomassa Ester.

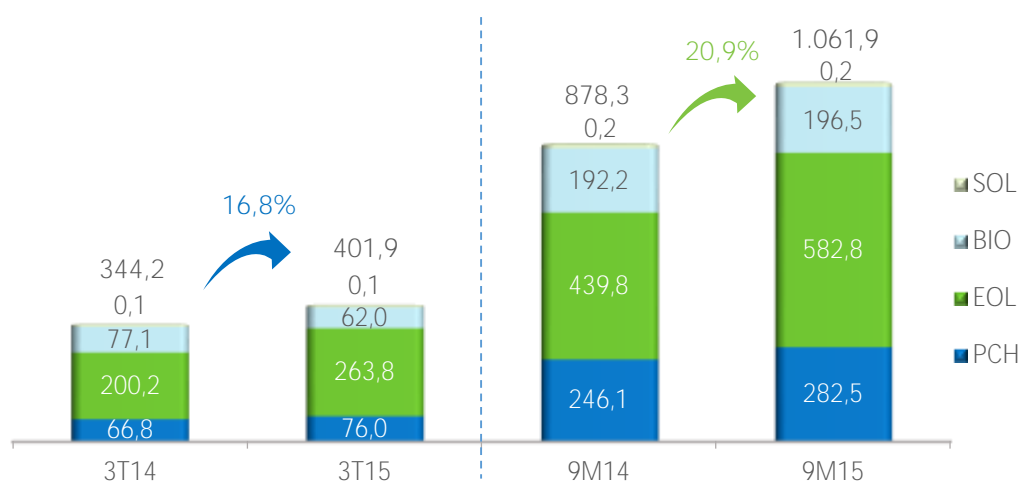
Nos 9M15, a receita líquida atingiu R\$ 1.061,9 milhões, crescimento de 20,9% em comparação com o mesmo período de 2014 (R\$ 183,7 milhões). Essa variação pode ser explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) Incorporação dos ativos de DESA em outubro de 2014;
- (ii) Maior geração nos complexos eólicos localizados no Ceará (SIIF, Bons Ventos e Rosa dos Ventos);
- (iii) Maior receita devido ao reconhecimento da geração efetiva do complexo eólico Macacos I nos 9M15. Nos 9M14, as receitas desse parque obedecia ao critério de rateio fixo da receita anual, já que a conexão com o sistema estava pendente (término da construção da ICG); e
- (iv) Entrada em operação comercial antecipada do parque eólico Morro dos Ventos II em abril de 2015.

Tais fatores foram parcialmente compensados pelos seguintes itens:

- (v) Perda de receita devido ao sinistro na usina de Bio Pedra; e
- (vi) Reconhecimento do GSF nas receitas das usinas que atendem aos contratos do Proinfa no valor de R\$ 24,2 milhões nos 9M15 contra R\$ 10,0 milhões nos 9M14 (item extraordinário).

Evolução da receita líquida (R\$ MM)



Resultados 3T15

Custo de geração de energia

O custo de geração de energia da Companhia aumentou 14,4% no 3T15 e 12,8% nos 9M15. Tal elevação reflete o maior portfólio, parcialmente compensado pela redução nos custos de compra de energia.

Custo de geração de energia (R\$ mil)

	3T15	3T14	3T15 vs 3T14	9M15	9M14	9M15 vs 9M14
Custo de compra de energia	(26.816)	(52.563)	-49,0%	(174.255)	(232.198)	-25,0%
Encargos de uso de sistema	(17.599)	(13.606)	29,3%	(56.844)	(39.091)	45,4%
PMSO ⁽¹⁾	(40.852)	(26.947)	51,6%	(116.309)	(72.514)	60,4%
Subtotal	(85.267)	(93.116)	-8,4%	(347.408)	(343.803)	1,0%
Depreciação e amortização	(102.067)	(70.695)	44,4%	(275.191)	(208.204)	32,2%
Total dos Custos	(187.334)	(163.811)	14,4%	(622.599)	(552.007)	12,8%

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

O custo de compra de energia totalizou R\$ 26,8 milhões no 3T15, montante 49,0% inferior ao registrado no 3T14 (R\$ 52,6 milhões).

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

- (i) Menor impacto do GSF - conceito explicado na sessão **"Produção de Energia"**: R\$ 7,7 milhões no 3T15, contra R\$ 28,9 milhões no 3T14.

Tais efeitos foram parcialmente compensados por:

- (i) Compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia de PCHs. No 3T15, 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). Já no 3T14, 3 PCHs não estavam no MRE (PCHs Três Saltos, Americana e Socorro) e a compra totalizou R\$ 0,6 milhão; e
- (ii) Efeito de R\$ 2,2 milhões decorrente das obrigações previstas nas regras do contrato do leilão de energia de reserva (LER) da Bio Pedra, que teve sua geração reduzida devido ao sinistro.

Cabe ressaltar também que o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/ Centro-Oeste foi de R\$ 198,39/MWh no 3T15 contra R\$ 662,10/MWh no 3T14, com consequente efeito positivo na compra de energia.

Nos 9M15, o custo de compra de energia totalizou R\$ 174,3 milhões, montante 25,0% inferior aos 9M14 (R\$ 232,2 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. Nos 9M14, 3 PCHs não estavam no MRE (PCHs Três Saltos, Americana e Socorro) e a

Resultados 3T15

compra totalizou R\$ 46,4 milhões. Já nos 9M15, houve a compra de energia no valor de R\$ 3,9 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 nos 9M14, efeito esse que não se repetiu nos 9M15; 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 nos 9M14, efeito esse que não se repetiu nos 9M15.

Tais itens foram parcialmente compensados pelo maior impacto do GSF que foi de R\$ 74,5 milhões no 9M15 versus R\$ 48,3 milhões nos 9M14.

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 17,6 milhões no 3T15, 29,3% superior ao 3T14 (R\$ 13,6 milhões). Nos 9M15, tais custos totalizaram R\$ 56,8 milhões, aumento de 45,4% em relação aos 9M14 (R\$ 39,1 milhões). Tais variações são explicadas, principalmente, pelos seguintes itens:

- (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;
- (ii) Maior geração de energia entre os períodos comparados (+34,3% no 3T15 e +49,1% nos 9M15); e
- (iii) 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 apresentou elevação de 44,4% e 32,2% no 3T15 e nos 9M15, respectivamente, em relação aos mesmos períodos de 2014. Essa variação está principalmente relacionada à:

- (i) Incorporação dos ativos de DESA, além da reclassificação no valor de R\$ 8,0 milhões da rubrica de amortização do direito de exploração pertencente ao grupo de despesas gerais e administrativas para os custos com depreciação e amortização. Este efeito decorre da finalização do laudo de aquisição no 3T15; e
- (ii) Entrada em operação de ativos ao longo dos últimos 12 meses.

O custo com PMSO totalizou R\$ 40,9 milhões no 3T15, aumento de 51,6% em relação ao 3T14 (R\$ 26,9 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 de SIIF, Bons Ventos e Rosa dos Ventos; e
- (iii) Maior compra de cavaco de madeira para contribuir na geração de energia das biomassas nos 9M15.

O custo com PMSO teve aumento de 60,4% nos 9M15 em relação aos 9M14 igualmente justificado pelos itens que foram mencionados no trimestre e pelo aumento nas despesas com pessoal devido à adequação do quadro de funcionários em função do crescimento da base de ativos.

Resultados 3T15

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas somaram R\$ 55,2 milhões no 3T15, redução de 19,3% em relação ao 3T14 (R\$ 68,5 milhões). Nos 9M15, tais despesas totalizaram R\$ 207,2 milhões, 12,5% maior na comparação com os 9M14.

Despesas gerais e administrativas (R\$ mil)

	3T15	3T14	3T15 vs 3T14	9M15	9M14	9M15 vs 9M14
Despesas com pessoal	(15.300)	(15.370)	-0,5%	(39.325)	(41.072)	-4,3%
Serviços de terceiros	(8.536)	(13.364)	-36,1%	(27.105)	(29.214)	-7,2%
Outros	3.007	(4.553)	-166,0%	(18.789)	(9.989)	88,1%
Subtotal	(20.829)	(33.287)	-37,4%	(85.219)	(80.275)	6,2%
Depreciação	(808)	(758)	6,6%	(2.461)	(2.152)	14,4%
Amortização do direito de exploração	(33.592)	(34.427)	-2,4%	(119.510)	(101.680)	17,5%
Total das despesas G&A	(55.229)	(68.472)	-19,3%	(207.190)	(184.107)	12,5%

As principais variações estão relacionadas aos seguintes fatores:

- (i) Decréscimo na linha de serviços de terceiros devido, principalmente, às despesas com a incorporação de DESA (serviços de consultoria, honorários advocatícios e etc.) no valor de R\$ 6,0 milhões ocorridas no 3T14 e que não se repetiram no 3T15;
- (ii) Reclassificação de R\$ 8,0 milhões para a rubrica de custos com depreciação e amortização devido à conclusão do laudo de aquisição de DESA;
- (iii) Ressarcimento parcial, no 3T15, por parte da seguradora no valor de R\$ 4,5 milhões referente a turbina de Bio Pedra (sinistro); e
- (iv) Complemento da provisão para contingências no valor de R\$ 1,7 milhão, referente ao processo de arbitragem de projeto eólico descontinuado no Rio Grande do Norte no 3T15 (efeito não recorrente).

Adicionalmente, nos 9M15, a Companhia constituiu provisão para perda do imobilizado, no montante de R\$ 11,0 milhões, referente ao valor contábil depreciado da turbina da Bio Pedra decorrente do sinistro ocorrido em maio de 2015 e a provisão para contingências, no valor de R\$ 8,2 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 ocorrida no 2T15 relativa à descontinuidade de um projeto de PCH.

Ebitda

No 3T15, a CPFL Renováveis registrou Ebitda de R\$ 295,8 milhões, com margem de 73,6%, representando acréscimo de 35,8% em relação ao 3T14 (R\$ 217,8 milhões). Tal performance deve-se à maior receita líquida resultante, principalmente, da incorporação de DESA, aos menores custos com GSF no 3T15, o recebimento parcial do seguro da turbina de Bio Pedra no 3T15 e ao efeito das maiores despesas referentes à incorporação de DESA no período.

Nos 9M15, o Ebitda totalizou R\$ 629,3 milhões, 38,6% superior aos 9M14 (R\$ 454,2 milhões). Esse resultado foi influenciado pela maior receita líquida, parcialmente compensado pelos maiores custos relacionados ao GSF, pelos ativos adicionados ao portfólio e pela provisão de perda de R\$ 11,0 milhões mencionada acima.

Resultados 3T15

Desconsiderando os itens extraordinários, a Companhia apresentaria Ebitda ajustado de R\$ 302,9 milhões no 3T15, com margem de 75,4% ante um Ebitda ajustado de R\$ 254,3 milhões no 3T14, com margem de 73,9%. Os ajustes realizados são os seguintes:

- (i) Gastos com GSF (R\$ 10,5 milhões) no 3T15; e
- (ii) Compra de energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE (R\$ 1,1 milhão) no 3T15.

Tais efeitos foram, parcialmente, compensados pelo recebimento do seguro referente ao sinistro ocorrido de Bio Pedra no valor R\$ 4,5 milhões no 3T15.

No 3T14, os ajustes efetuados no Ebitda se referem aos gastos com GSF no valor de R\$ 35,9 milhões e compra energia para suprir os contratos das PCHs que estavam fora do MRE no montante de R\$ 0,6 milhão.

Nos 9M15, desconsiderando os itens extraordinários, a Companhia apresentaria Ebitda ajustado de R\$ 738,4 milhões, com margem de 69,5% ante um Ebitda ajustado de R\$ 597,1 milhões nos 9M14, com margem de 68,0%. Os ajustes realizados são os seguintes:

- (i) Gastos com GSF (R\$ 98,7 milhões) nos 9M15;
- (ii) Efeitos do sinistro ocorrido em Bio Pedra: R\$ 11,0 milhões decorrentes da provisão para perda do imobilizado. Em contrapartida, ocorreu no 3T15, o recebimento do seguro referente ao sinistro ocorrido de Bio Pedra no valor R\$ 4,5 milhões; e
- (iii) Compra de energia para suprir os contratos das PCHs que estão fora do MRE (R\$ 3,9 milhões) nos 9M15.

Nos 9M14, os ajustes efetuados no Ebitda se referem: aos gastos com GSF de R\$ 58,3 milhões, a compra energia para suprir os contratos das PCHs que estavam fora do MRE no montante de R\$ 46,4 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), 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.

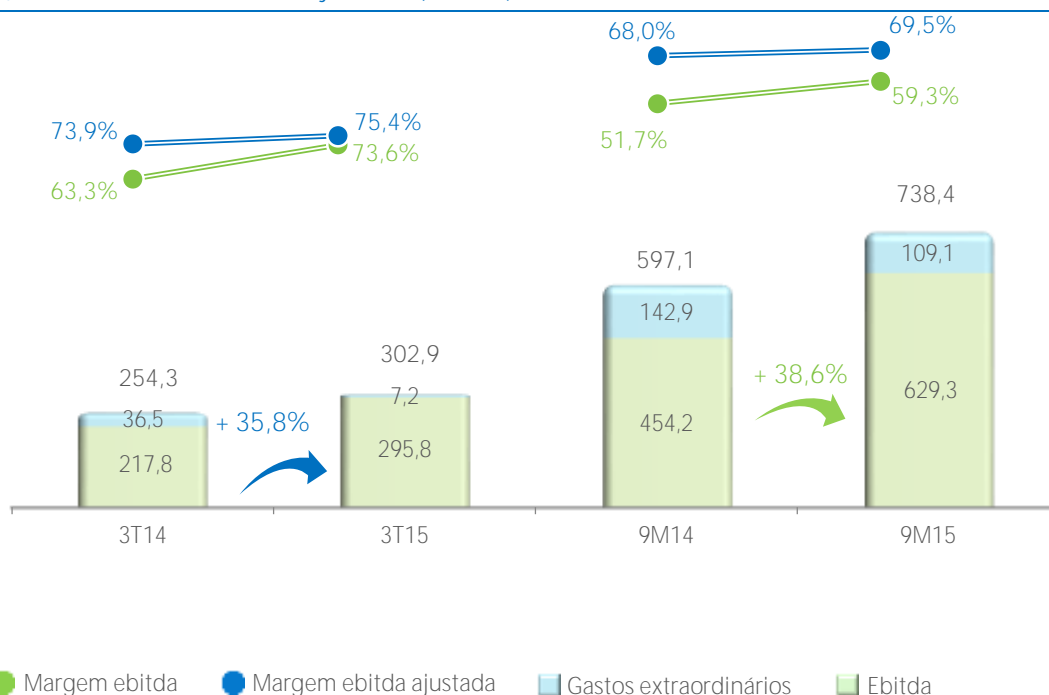
Os ajustes no Ebitda da Companhia consideram: (i) itens extraordinários ligados à condição hidrológica (GSF e PCH fora do MRE); (ii) a compra de energia relacionada às alterações nos cronogramas de obras; e (iii) eventuais ocorrências relevantes nos ativos da Companhia. Os ajustes relacionados aos itens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

Resultados 3T15

Ebitda e Ebitda ajustado (R\$ mil)

	3T15	3T14	3T15 vs 3T14	9M15	9M14	9M15 vs 9M14
Ebitda	295.799	217.806	35,8%	629.302	454.187	38,6%
Itens ajustados	7.150	36.500	-80,4%	109.070	142.900	-23,7%
GSF Receita	2.862	7.000	-59,1%	24.180	10.000	141,8%
GSF Custo	7.678	28.900	-73,4%	74.490	48.300	54,2%
Compra de energia (Atlântica)	-	-	-	-	26.400	-100,0%
Adiantamento do seguro (Bio Pedra)	(4.500)	-	-	(4.500)	-	-
Sinistro de Bio Pedra	-	-	-	11.000	-	-
Compra de energia (Coopcana) - Sinistro	-	-	-	-	11.800	-100,0%
Compra de energia (PCHs fora do MRE)	1.110	600	85,0%	3.900	46.400	-91,6%
Ebitda ajustado	302.949	254.306	19,1%	738.372	597.087	23,7%

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



Resultado Financeiro

A CPFL Renováveis apresentou despesa financeira líquida de R\$ 117,5 milhões no 3T15, R\$ 35,8 milhões superior à do 3T14 (R\$ 81,7 milhões). Nos 9M15, a despesa financeira líquida totalizou R\$ 336,2 milhões, R\$ 107,2 milhões superior aos 9M14 (R\$ 229,0 milhões).

Resultados 3T15

Resultado financeiro (R\$ mil)

	3T15	3T14	3T15 vs 3T14	9M15	9M14	9M15 vs 9M14
Receitas Financeiras	39.557	22.819	73,4%	99.046	70.832	39,8%
Receita de aplicação financeira	35.231	19.348	82,1%	86.399	63.136	36,8%
Outras receitas	4.326	3.471	24,6%	12.647	7.696	64,3%
Despesas Financeiras	(157.065)	(104.548)	50,2%	(435.289)	(299.838)	45,2%
Juros de empréstimos e debentures	(131.034)	(98.631)	32,9%	(387.909)	(298.711)	29,9%
Juros capitalizados no imobilizado	16.236	-	NA	20.416	10.668	91,4%
Outras despesas financeiras	(42.267)	(5.917)	614,3%	(67.796)	(11.795)	474,8%
Resultado Financeiro	(117.508)	(81.729)	43,8%	(336.243)	(229.006)	46,8%

Receitas financeiras

Em 30 de setembro de 2015, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.397,8 milhões ante R\$ 779,5 milhões em 30 de setembro de 2014. Tal aumento reflete as captações realizadas no período para fazer frente aos investimentos previstos para 2016.

No 3T15, as receitas financeiras totalizaram R\$ 39,6 milhões, montante R\$ 16,7 milhões superior ao 3T14 (R\$ 22,8 milhões). Esse acréscimo é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) Acréscimo do CDI médio (13,08% a.a. no 3T15 versus 10,64% a.a. no 3T14); e
- (ii) Maior saldo médio de caixa⁹ (R\$ 1.355,9 milhões no 3T15 versus R\$ 971,9 milhões no 3T14).

As receitas financeiras somaram R\$ 99,0 milhões nos 9M15, montante R\$ 28,2 milhões superior aos 9M14 (R\$ 70,8 milhões). Essa elevação é explicada, principalmente, pelos seguintes efeitos:

- (i) Acréscimo do CDI médio (13,97% a.a. nos 9M15 versus 10,81% a.a. nos 9M14); e
- (ii) Maior saldo médio de caixa¹⁰ (R\$ 1.104,2 milhões nos 9M15 comparado a R\$ 869,3 milhões nos 9M14).

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 157,1 milhões no 3T15, montante 50,2% superior ao 3T14 (R\$ 104,5 milhões). Nos 9M15, as despesas financeiras totalizaram R\$ 435,3 milhões, com elevação de 45,2% em relação aos 9M14 (R\$ 299,8 milhões). Tais desempenhos são explicados pelos seguintes fatores:

- (i) Assunção de dívidas provenientes da incorporação de DESA;
- (ii) Aumento do CDI médio entre os períodos: 13,08% a.a. no 3T15 versus 10,64% a.a. no 3T14 e 13,97% a.a. nos 9M15 versus 10,81% a.a. nos 9M14; e
- (iii) Aumento da TJLP entre os períodos: 6,5% a.a. no 3T15 versus 5,0% a.a. no 3T14 e 6,0% a.a. nos 9M15 versus 5,0% a.a. nos 9M14.

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,

⁹ Saldo médio diário

¹⁰ Saldo médio diário

Resultados 3T15

afetando seus resultados líquidos. Por outro lado, o crescimento do portfólio também proporciona aumento da geração de caixa operacional e valor para a 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 lucro líquido de R\$ 26,4 milhões no 3T15 ante a um lucro líquido de R\$ 18,1 milhões no 3T14. Nos 9M15 foi registrado prejuízo de R\$ 131,4 milhões contra um prejuízo de R\$ 102,1 milhões nos 9M14. O resultado líquido da Companhia reflete o melhor desempenho em função do crescimento do portfólio e, em contrapartida, a maior despesa financeira líquida - consequência do cenário macroeconômico desfavorável e das novas dívidas oriundas das incorporações dos últimos 12 meses.

Desconsiderando os gastos extraordinários que afetaram o lucro do período, a Companhia teria apresentado os seguintes resultados:

- i) Lucro líquido de R\$ 33,5 milhões no 3T15 ante um lucro líquido de R\$ 54,6 milhões no 3T14 (sem considerar eventuais efeitos de impostos); e
- ii) Prejuízo líquido de R\$ 22,3 milhões nos 9M15 ante um lucro líquido de R\$ 40,7 milhões nos 9M14 (sem considerar eventuais efeitos de impostos).

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

	3T15	3T14	3T15 vs 3T14	9M15	9M14	9M15 vs 9M14
Resultado líquido	26.367	18.076	45,9%	(131.360)	(102.118)	28,6%
Ajustes Ebitda	7.150	36.500	-80,4%	109.070	142.900	-23,7%
Resultado líquido ajustado	33.517	54.576	-38,6%	(22.290)	40.782	-154,7%

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 282,5 milhões nos 9M15 ante R\$ 158,5 milhões nos 9M14. Os investimentos foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

- (i) Complexo eólico Campo dos Ventos (São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V) - localizado 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;

Resultados 3T15

- (ii) Complexo eólico São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula) - localizado 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;
- (iii) PCH Mata Velha – localizada no Estado de Minas Gerais, com entrada prevista para 1S16. A potência dessa usina é de 24,0 MW e sua 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 abril/2016 e 2018, quando se dará o início do fornecimento do contrato LEN 2013;
- (iv) Complexo eólico Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II) – localizado no Estado do Ceará, com entrada em operação prevista no 1S18. A potência total desse complexo é 51,3 MW e sua garantia física é de 26,1 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão A-5 de 2013; e
- (v) PCH Boa Vista - localizada no Estado de Minas Gerais, com entrada em operação prevista no 1T20. A potência total dessa usina é de 26,5 MW e sua garantia física de 14,8 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova A-5 de 2015. Para esse projeto não ocorreram desembolsos nos 9M15.

Os investimentos para os próximos 5 anos somam R\$ 2.266,0 milhões e viabilizarão a adição de 332,8 MW na capacidade instalada da Companhia.

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



Endividamento

A Companhia encerrou os 9M15 com endividamento total de R\$ 6.022,8 milhões, montante 28,3% superior aos 9M14 (R\$ 4.693,9 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 5,6 anos e custo médio nominal de 10,74% a.a. (76% do CDI de 30 de setembro 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

Resultados 3T15

Macacos I, complexo eólico Atlântica, Bio Alvorada, Bio Coopcana, PCH Mata Velha, e dos complexos eólicos São Benedito e Campo dos Ventos. Dessa forma, nos últimos 12 meses, a Companhia realizou captações de R\$ 1.838,3 milhões, sendo as principais:

- (i) R\$ 973,4 milhões referente a consolidação das dívidas da incorporada DESA;
- (ii) 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;
- (iii) 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;
- (iv) R\$ 75,7 milhões referentes ao financiamento de longo prazo da controlada Morro dos Ventos II junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,14% a.a.;
- (v) 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.;
- (vi) 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;
- (vii) R\$ 31,5 milhões referentes aos financiamentos de Bio Alvorada e Bio Coopcana junto ao BNDES ao custo médio de 3,6% a.a.;
- (viii) 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;
- (ix) 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.;
- (x) R\$ 18,8 milhões referente ao financiamento de longo prazo do Complexo eólico Atlântica junto ao BNDES ao custo de TJLP + 2,14% a.a.;
- (xi) R\$ 10,4 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.

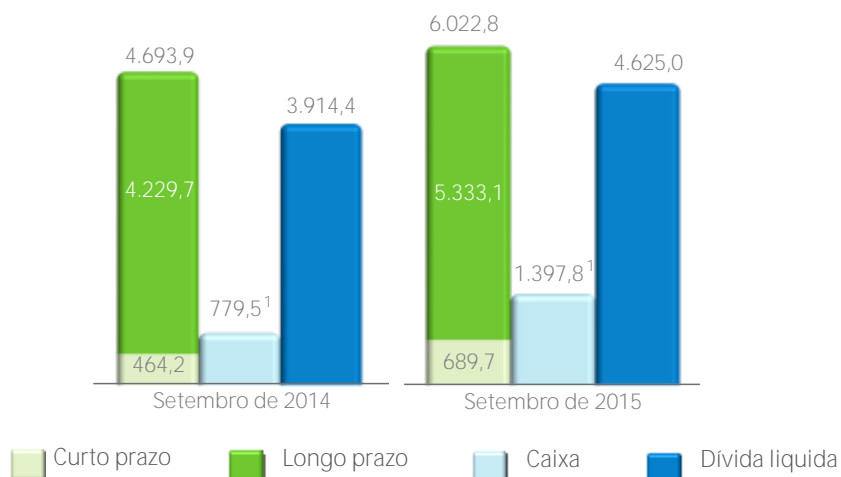
Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos 12 meses:

- (i) R\$ 51,3 milhões referentes à quitação do empréstimo ponte do parque eólico Morro dos Ventos II emitido junto ao BNDES;
- (ii) R\$ 50,0 milhões referentes à quitação do empréstimo ponte de Mata Velha;
- (iii) R\$ 36,9 milhões referentes à amortização das debêntures da SIIF;
- (iv) R\$ 32,0 milhões referentes ao resgate das ações preferenciais da T-15 Energia;
- (v) R\$ 30,0 milhões referentes à quitação da 1ª emissão de Debêntures da WF2 (incorporada pela CPFL Renováveis);
- (vi) R\$ 27,5 milhões referentes ao resgate das ações preferenciais de Alto Irani e Plano Alto;
- (vii) R\$ 21,5 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de Debêntures da CPFL Renováveis;
- (viii) R\$ 8,7 milhões referentes à amortização das Debêntures da PCH Holding 2; e
- (ix) R\$ 305 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 4.625,0 milhões nos 9M15, montante 18,2% superior aos 9M14, devido, principalmente, à posição de caixa, ao efeito da incorporação das dívidas da DESA e às captações realizadas no período.

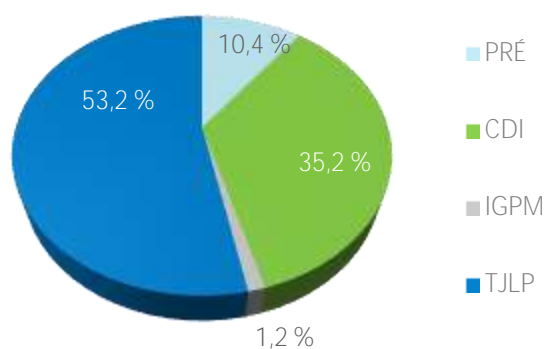
Resultados 3T15

Endividamento (R\$MM)



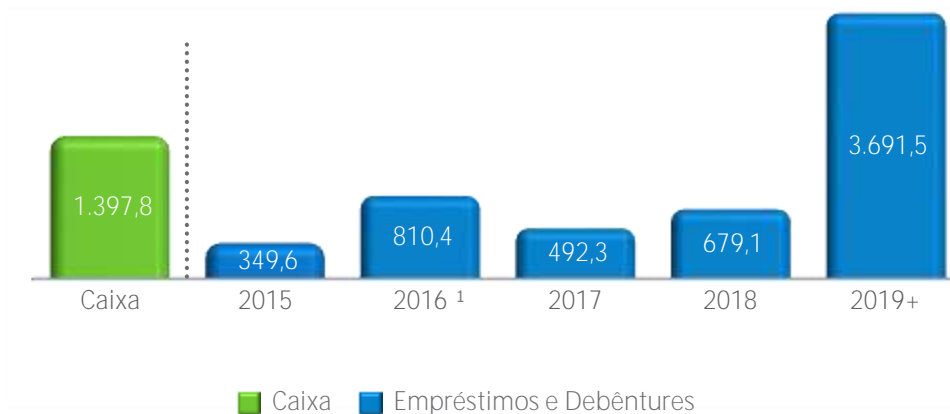
1) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 342,9 MM nos 9M15 (R\$ 132,3 MM nos 9M14).

Dívida por indexador – setembro de 2015



Resultados 3T15

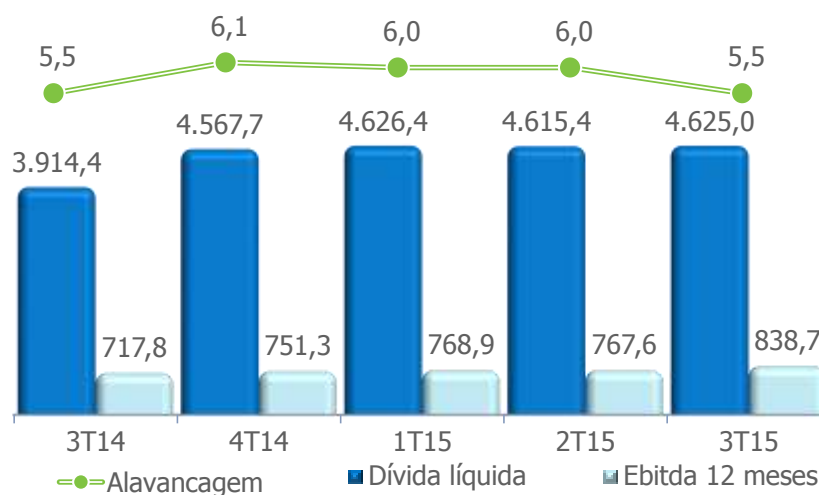
Cronograma de amortização da dívida – setembro de 2015



(1) Considerando R\$350 MM de empréstimo ponte

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 de operação das referidas usinas.

Dívida Líquida/Ebitda (R\$MM)¹



1) O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações vinculadas) de R\$ 342,9 MM nos 9M15 (R\$ 132,3 MM nos 9M14).

Resultados 3T15

Mercado de capitais

As ações da CPRE3 apresentaram desvalorização de 5,8% nos últimos 12 meses até o fechamento do pregão de 30 de setembro de 2015, quando encerrou cotada à R\$ 12,72. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV), desvalorizou 14,8%. Já o índice de Energia Elétrica (IEE) apresentou queda de 4,2%.

Desempenho dos últimos 12 meses até 30/09/2015 – base 100 em 01/10/2014



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

Resultados 3T15

convocado pelo presidente do Conselho ou por quaisquer dois conselheiros. Nenhum conselheiro integra a diretoria estatutária da Companhia.

A CPFL Renováveis também possui 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.

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.cpfrenovaveis.com.br/ri.

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



(1) Via CPFL Geração

Resultados 3T15



Contatos	Teleconferência	CPRE3
Andre Dorf Diretor Presidente	Teleconferência / webcast	Cotação de fechamento em 10/11/2015: R\$ 12,33
Carlos Wilson Ribeiro Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Data: 12 de novembro de 2015	Valor de Mercado: Reais: R\$ 6,2 bilhões Dolar: USD: 1,6 bilhão
Maria Carolina Gonçalves Superintendente de Relações com Investidores	Horário: 11h00 (Horário de Brasília) 08h00 a.m (Eastern time)	
Luciana Silvestre Fonseca Analista de Relações com Investidores	Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.	
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	
Lais Helena Lobão 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 3T15

Anexos – ativos em operação

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Preço (R\$/MWh) set/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 SIFF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,4	400,7	Proinfa
	Icaraizinho	Amontada	CE	54,6	22,0	344,8	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	12,6	339,8	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	1,8	389,1	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,7	214,3	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,7	214,3	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,5	214,3	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,3	214,3	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,4	214,3	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,2	214,3	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	EURUS VI	Parazinho	RN	8,0	3,1	214,3	LER 2009
	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,8	176,0	LFA
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,6	176,0	LFA
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,3	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	16,4	383,8	Proinfa
	Taíba Albatroz	Taíba	CE	16,8	6,7	349,7	Proinfa
	Canoa Quebrada	Aracati	CE	58,8	3,3	351,7	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,2	394,9	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Campo dos Ventos II	João Câmara	RN	30,0	15,0	176,3	LER 2010
	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	24,1	385,3	Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,4	339,8	Proinfa
	Morro dos Ventos I	João Câmara	RN	28,8	13,5	215,8	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Câmara	RN	28,8	12,9	215,7	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Câmara	RN	28,8	13,7	215,7	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Câmara	RN	28,8	13,1	215,8	LER 2009
Complexo eólico Eurus	Morro dos Ventos IX	João Câmara	RN	30,0	14,3	215,7	LER 2009
	Eurus I	Parazinho	RN	30,0	15,5	173,6	LER 2010
	Eurus III	Parazinho	RN	30,0	16,1	173,6	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Câmara	RN	29,2	15,3	133,2	LEN 2011
Subtotal Eólico				1.031,8	432,5	246,1	
Biomassa							
	Alvorada	Araporã	PR	50,0	18,1	161,0	ACL
	Baía Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	11,0	231,4	ACR / ACL
	Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	-	202,8	ACL
	Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	12,8	203,7	ACL
	Bio Ipê	Nova Independência	SP	25,0	-	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	10,2	187,2	LFA 2007/ACL
Subtotal Biomassa				370,0	94,5	190,2	

Resultados 3T15

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Preço (R\$/MWh) set/15	Tipo de contrato
PCH						
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,4	226,4	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,9	228,2	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	208,7	ACL
Arvoredo	Arvoredo e Xanxerê	SC	13,0	7,4	205,0	LFA
Barra da Paciência	Açucena e Gonzaga	MG	23,0	14,9	212,9	ACL
Buritiz	Buritizal	SP	0,8	0,4	228,2	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,2	228,2	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,5	228,2	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	5,7	228,2	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	18,8	11,0	228,2	ACL
Esmeril	Patrocínio Paulista	SP	5,0	2,9	228,2	ACL
Figueirópolis	Gavião Peixoto	MT	19,4	12,6	220,7	Proinfa
Gavião Peixoto	Guaporé	SP	4,8	3,6	228,2	ACL
Guaporé	Pedreira	RS	0,7	0,4	208,7	ACL
Jaguari	Macatuba	SP	11,8	4,5	228,2	ACL
Lençóis	São Carlos	SP	1,7	1,0	228,2	ACL
Ludesa	Delfim Moreira	SC	30,0	21,2	213,4	Proinfa / ACL
Monjolinho	Frei Inocêncio 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
Paiol	Xavantina	MG	20,0	10,5	212,9	ACL
Pinhal	Muitos Capões	SP	6,8	3,7	228,2	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	228,2	ACL
Santa Luzia	Guará	SC	28,5	18,4	205,0	LFA 2007 / ACL
Santana	Socorro	SP	4,3	2,6	228,2	ACL
São Gonçalo	Torrinha	MG	11,0	7,2	212,9	ACL
São Joaquim	Chalé e São José do Mantimento	SP	8,1	5,1	228,2	ACL
Socorro	Conceição de Ipanema	SP	1,0	0,3	228,2	ACL
Três Saltos	Ipuacu	SP	0,6	0,4	228,2	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	222,4	213,4	
Solar						
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,2	194,7	ACL
Subtotal Solar			1,1	0,2	194,7	
TOTAL			1.801,9	749,6	226,5	

Resultados 3T15

Anexos – ativos em construção

Projetos	UF	Capacidade (MW)	Garantia física (MWm)	Preço (R\$/MWh) set/15	Tipo de contrato	
Eólico						
Complexo Campo dos Ventos	Campo dos Ventos I	RN	25,2	13,6	166,6	ACL
	Campo dos Ventos III	RN	25,2	13,4	166,6	ACL
	Campo dos Ventos V	RN	25,2	13,1	166,6	ACL
	São Domingos	RN	25,2	14,1	166,6	ACL
	Ventos de São Martinho	RN	14,7	14,1	166,6	ACL
Complexo São Benedito	São Benedito	RN	29,4	14,8	166,6	ACL
	Vento de Santo Dimas	RN	29,4	16,6	166,6	ACL
	Vento de Santa Mônica	RN	29,4	14,9	166,6	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	RN	27,3	14,6	166,6	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	161,0	
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	163,5	

* A energia desse projeto foi vendida no leilão A-5 realizado em abril/2015