

Release de Resultados

3T16



Resultados 3T16

Sumário

Mensagem do Presidente	4
Destaques do 3T16	5
Indicadores Econômicos e Operacionais	6
Portfólio em operação	6
Portfólio contratado: projetos em implantação	7
Status de obras	8
Condições de geração	9
Fonte eólica	9
Fonte hídrica	10
Fonte biomassa	15
Fonte solar	16
Produção de energia	17
Desempenho econômico e financeiro	20
Receita líquida	21
Custo de compra de energia	22
Despesas gerais e administrativas	24
Ebitda	24
Resultado Financeiro	26
Imposto de renda e contribuição social	27
Resultado líquido	27
Investimentos	28
Balanco Patrimonial	33
Principais variações do ativo	29
Principais variações do passivo	30
Endividamento	30
Mercado de capitais	33
Governança Corporativa	34
Estrutura societária	35
Glossário	37
Anexos – Mapa de contratos de venda de energia	40

Resultados 3T16

Anexos – Balanço patrimonial consolidado	41
Anexos – ativos em operação	43
Anexos – ativos em construção.....	46

Resultados 3T16

Mensagem do Presidente

“No terceiro trimestre deste ano, a Companhia apresentou geração superior ao terceiro trimestre de 2015 em todas as fontes: a eólica foi beneficiada pela entrada de novos parques em operação, além da maior velocidade dos ventos, a hídrica apresentou maior geração em função do cenário hidrológico mais favorável e da entrada em operação da PCH Mata Velha em maio deste ano e a biomassa contou com todas as turbinas em operação, após a troca de uma das turbinas de Bio Pedra que foi sinistrada no ano passado.

O sólido resultado operacional refletiu-se positivamente nos principais indicadores financeiros, a CPFL Renováveis reportou aumento de receita, de ebitda e de redução de alavancagem em relação ao mesmo período do ano anterior. Importante também destacar que o lucro líquido da Companhia no trimestre cresceu 90%.

A diversificação do portfólio, em termos de fontes e localização geográfica é um diferencial que faz com que o nosso resultado seja menos suscetível às variações decorrentes de apenas uma fonte ou condições adversas em alguma localização específica. Outra característica do nosso negócio é que os resultados da Companhia são sazonalmente maiores no segundo semestre em função da safra das usinas movidas à biomassa e da maior velocidade dos ventos nessa época do ano.

Encerramos o terceiro trimestre de 2016 com 44% dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito em operação. Esses complexos totalizam 231,0 MW de capacidade distribuídos em 9 parques eólicos e nos permitirão atingir a marca de 2GW de capacidade em operação ainda em 2016, consolidando a nossa liderança no setor de renováveis no Brasil e atingindo também a liderança na América Latina.

Em um ano desafiador no contexto macroeconômico como 2016, vamos entregar 255 MW de projetos, seguindo a estratégia da Companhia de crescer com disciplina financeira e entregar os projetos dentro do orçamento e no prazo”.

Gustavo Sousa

Diretor Presidente Interino e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Resultados 3T16

São Paulo, 09 de novembro de 2016 – A CPFL Energias Renováveis S.A. anunciou hoje os resultados referentes ao terceiro trimestre de 2016 (3T16) e ao acumulado do ano até 30/09/2016 (9M16). 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 3T16

- i. Geração de energia de 1.996,1 GWh (+17,7% versus 3T15).
- ii. Receita líquida de R\$ 505,8 milhões (+25,9% versus 3T15).
- iii. Ebitda de R\$ 344,8 milhões (+16,6% versus 3T15).
- iv. Investimentos de R\$ 318,5 milhões principalmente para os projetos em construção.
- v. Até setembro de 2016 ocorreu a entrada em operação comercial de 100,8 MW (44%) dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito. Os complexos totalizam 231,0 MW de capacidade, distribuídos em 9 parques eólicos com um total de 110 aerogeradores. Os primeiros aerogeradores entraram em operação comercial em maio de 2016 e o término das obras está previsto para dezembro de 2016. Na presente data, os complexos contam com 174,3 MW (75,5%) em operação comercial.
- vi. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,0 bilhão.¹
- vii. A CPFL Renováveis divulgou, no dia 02 de setembro de 2016, o fato relevante informando sobre a assinatura do Contrato de Aquisição de Ações entre a Camargo Corrêa e a State Grid, contemplando a venda da totalidade das ações da CPFL Energia, detidas pelo Grupo Camargo Corrêa. Adicionalmente, nos dias 23 e 28 de setembro de 2016, a CPFL Renováveis divulgou os fatos relevantes comunicando que a CPFL Energia recebeu as cartas da Previ e da Energia SP FIA, a cerca do exercício do direito de venda conjunta (tag along) à State Grid.

¹ Inclui caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários, conta reserva (aplicações financeiras vinculadas).

Resultados 3T16

Indicadores Econômicos e Operacionais

(R\$ mil)	3T16	3T15	3T16 vs 3T15	9M16	9M15	9M16 vs 9M15
Demonstrativo de Resultados						
Receita Líquida	505.813	401.895	25,9%	1.144.731	1.061.929	7,8%
Ebitda ⁽¹⁾	344.896	295.799	16,6%	723.627	629.302	15,0%
Margem Ebitda	68,2%	73,6%	-5,4 p.p.	63,2%	59,3%	3,9 p.p.
Resultado líquido	50.121	26.367	90,1%	(117.461)	(131.360)	-10,6%
Investimentos	318.527	36.191	780,1%	802.228	282.462	184,0%
Indicadores Operacionais						
Capacidade em operação (MW)	1.924	1.799	7,0%	1.924	1.799	7,0%
# usinas/ parques em operação	86	81	6,2%	86	81	6,2%
Energia gerada (GWh) ⁽²⁾	1.996,1	1.696,0	17,7%	4.690,2	4.058,4	15,6%
Número de funcionários	428	373	14,7%	428	373	14,7%

¹ 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 Em decorrência da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para efeitos de contabilização a Companhia considera a geração provisionada do último mês do período corrente.

Portfólio em operação

A CPFL Renováveis tem como vantagem competitiva a diversificação de seu portfólio que, no final do 3T16, contava com 86 ativos localizados em 57 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio a Companhia conta com uma plataforma robusta e altamente escalável.

No 3T16, a capacidade da Companhia totalizava 1.924,3 MW, crescimento de 6,8% em relação ao 3T15. Esse aumento se deve à entrada em operação comercial da PCH Mata Velha (+24,0 MW) em maio de 2016 e de 4 parques do complexo eólico Campo dos Ventos (+100,8 MW), com entrada gradual desde maio de 2016.

No encerramento do 3T16, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de ativos	% do portfólio
Parques eólicos	1.130,1	38	58,7%
Pequenas centrais hidrelétricas (PCHs)	423,1	39	22,0%
Usinas de biomassa	370,0	8	19,2%
Usina solar	1,1	1	0,1%
Total em operação	1.924,3	86	100%

Resultados 3T16

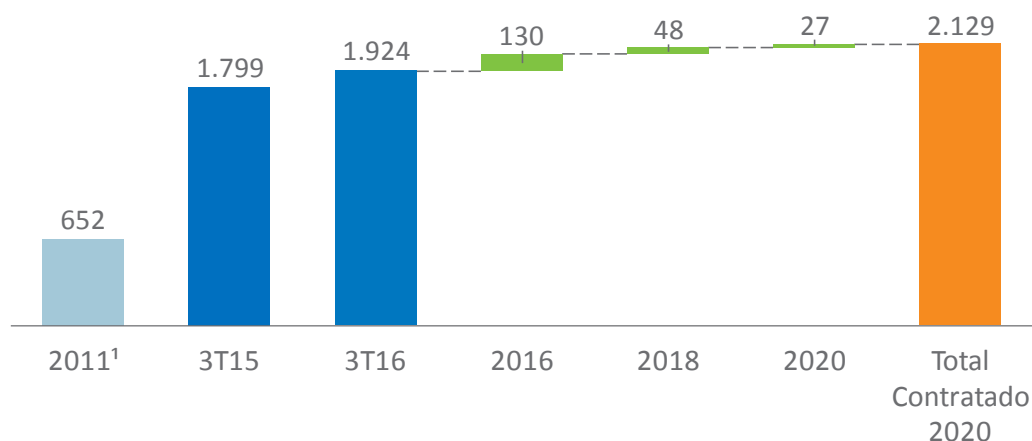
Portfólio contratado: projetos em implantação

No 3T16, a Companhia possuía 4 projetos em implantação, que adicionarão 205,0 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	14,7	2T16 ¹
Complexo eólico São Benedito	EOL	RN	João Câmara	115,5	3T16 ¹
Complexo eólico Pedra Cheirosa	EOL	CE	Itarema	48,3	1S18
PCH Boa Vista II	PCH	MG	Varginha	26,5	2020
Total em implantação				205,0	

¹ Os complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito tiveram sua entrada em operação gradual a partir de maio de 2016 e com previsão de término em dezembro de 2016. Na tabela a capacidade é referente apenas à capacidade que ainda não está ou estava em operação em 30/09/2016, sendo que cada complexo possui eólico capacidade total de 115,5 MW cada.

Evolução do portfólio contratado até 2020 (MW)



¹ Agosto de 2011 - Criação da CPFL Renováveis

Resultados 3T16

Status de obras

Abaixo estão descritos os status de cada projeto em implantação até o dia 9 de novembro:

Complexo eólico Campo dos Ventos – 100% em operação



- ✓ 55 aerogeradores, todos em operação
- ✓ 115,5 MW de capacidade
- ✓ Entrada em operação: iniciada em maio de 2016, com previsão de término em dezembro de 2016
- ✓ Financiamento aprovado no BNDES em dezembro de 2015
- ✓ Composição do complexo:
 - Campo dos Ventos I
 - Campo dos Ventos III
 - Campo dos Ventos V
 - São Domingos
 - Ventos de São Martinho
- ✓ Localização: João Câmara / RN

Complexo eólico São Benedito – 58,8% em operação



- ✓ 55 aerogeradores, sendo 28 em operação
- ✓ 115,5 MW de capacidade
- ✓ Entrega dos aerogeradores conforme previsto no cronograma
- ✓ Entrada em operação dos primeiros aerogeradores prevista para agosto de 2016
- ✓ Financiamento aprovado no BNDES em dezembro de 2015
- ✓ Composição do complexo:
 - São Benedito
 - Ventos de Santo Dimas
 - Ventos de Santa Mônica
 - Ventos de Santa Úrsula
- ✓ Localização: João Câmara / RN

Resultados 3T16

Complexo eólico Pedra Cheirosa



- ✓ 48,3 MW de capacidade
- ✓ Licença de instalação emitida em fevereiro de 2016
- ✓ Enquadramento no BNDES obtido em junho de 2016
- ✓ Composição do complexo:
 - Pedra Cheirosa I
 - Pedra Cheirosa II
- ✓ Localização: Itarema / CE

PCH Boa Vista II



- ✓ 26,5 MW de capacidade
- ✓ Licença de instalação emitida em julho de 2016
- ✓ Início das obras previsto para fevereiro de 2017
- ✓ Localização: Varginha / MG

Além dos ativos em operação e dos projetos em fase de implantação, a Companhia possui um *pipeline* de projetos em desenvolvimento que soma aproximadamente 3,0 GW.

Condições de geração

Fonte eólica

Nos últimos anos, a geração de energia a partir de projetos eólicos tem apresentado crescimento expressivo no Brasil. A capacidade instalada dos parques eólicos no País alcançou 10,3 GW em novembro de 2016, distribuída em 410 parques. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 24,0 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2024².

A geração de energia dos parques eólicos oscila, predominantemente, 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 dos 3º e 4º trimestres.

² Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME) e Abeólica.

Resultados 3T16

Observa-se o mesmo efeito sazonal em receitas, já que o reconhecimento das receitas dos parques eólicos segue a geração efetiva desses parques.

Vale observar que, cada parque eólico tem fator de capacidade definido de acordo com uma certificação emitida por empresas especializadas independentes, que considera principalmente as características do vento medido na região e particularidades do projeto propriamente dito. A quantidade de energia que pode ser negociada nos projetos eólicos é baseada no potencial de geração certificado. Além disso, um projeto eólico só poderá vender sua energia por meio de leilões regulados de energia, se dispuser de no mínimo 3 anos de medição de vento para o cálculo do seu fator de capacidade. Logo, a eficiência dos parques poderá 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 em relação às grandes usinas e possibilidade de implantação perto de grandes centros consumidores, esse tipo de empreendimento representa uma opção adequada para complementar a matriz elétrica brasileira. Atualmente, o aproveitamento hidrelétrico representa aproximadamente 64,7% da capacidade instalada no país, sendo 3,6% de PCHs (5,3 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.012 empreendimentos³). Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,0 GW de capacidade de PCH até o final de 2024⁴.

A energia hidrelétrica é produzida a partir das vazões dos rios, que podem ser medidas por meio das Energias Naturais Afluentes (“ENAs”) dos 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.

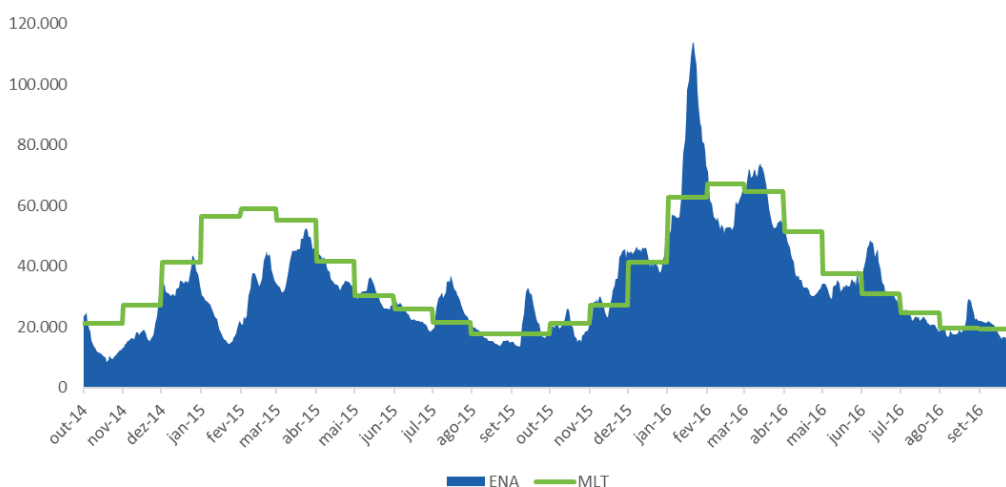
Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 24 meses findos em setembro de 2016 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

³ Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) - Outubro/2016

⁴ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME).

Resultados 3T16

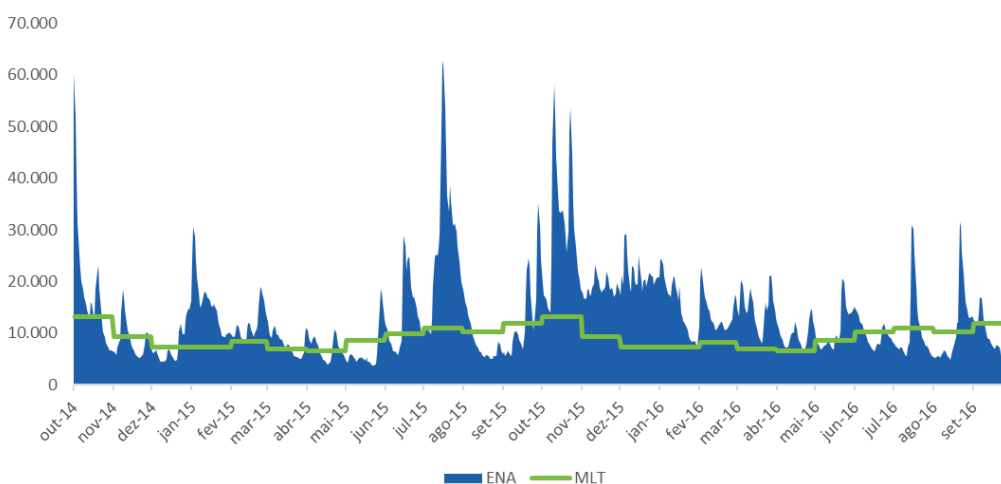
Energia Natural Afluente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste (MW médios – últimos 24 meses – setembro/2016)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 3T16 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios⁵ em 40,1%, 7,8 p.p. acima do nível do 3T15 (32,4%). As ENAs acima da MLT no período seco, sobretudo nos meses de julho e outubro de 2015, auxiliaram na recuperação dos reservatórios. Vale destacar que no mês de janeiro de 2016, a média da ENA alcançou valores, que desde 2012, não eram registrados devido ao alto volume de precipitações verificado na região. Em setembro de 2016, as aflúências também foram maiores do que a esperada nas regiões Sudeste e Sul como visto nos gráficos.

Energia Natural Afluente – ENA – Sul (MW médios – últimos 24 meses – setembro/2016)



⁵ Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação (Setembro/2016)

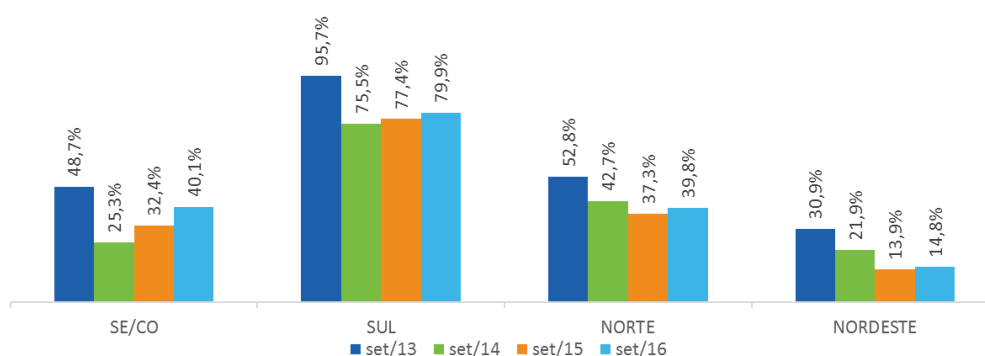
Resultados 3T16

Fonte: ONS

Na região Sul, os reservatórios encerraram o 3T16 com 79,9% de sua capacidade de armazenamento, apresentando crescimento de 2,5 p.p. em relação ao 3T15 (77,4%).

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 todas as regiões apresentaram aumento do nível de seus reservatórios em setembro/16.

Armazenamento dos reservatórios em setembro - 2013 a 2016



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, esta receita ou despesa adicional é mensalmente contabilizada para cada gerador. Para o ano de 2015, a TEO foi de R\$ 11,25/MWh e para o ano de 2016 é de R\$ 12,32/MWh. Esses valores são reajustados anualmente com base no IPCA.

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*”).

Em 2015, o PLD mínimo definido pela ANEEL foi de R\$ 30,26/MWh e o PLD máximo de R\$ 388,48/MWh. Já para 2016, o PLD mínimo passou a ser de R\$ 30,25/MWh e o PLD máximo de R\$ 422,56/MWh.

No 3T16, a Companhia tinha quatro PCHs – Socorro, Três Saltos, Dourados e Guaporé - fora do MRE por não atenderem os requisitos de geração conforme Resolução ANEEL 409/2010. Estas PCHs totalizam 6,8 MW médios (equivalente a 0,8% da garantia física do portfólio total). Dessa forma, tais PCHs têm que comprar energia no mercado livre para atender seus

Resultados 3T16

contratos de venda de energia sempre que a geração for inferior à energia contratada naquele período.

Conforme o Despacho nº 3.264/2015, as PCHs Paiol e Pirapó, que juntas somam 11,0 MW médios, também deveriam ter sido excluídas do MRE, a partir de 01 de janeiro de 2016, por não atenderem à Resolução ANEEL 409/2010. Porém, em dezembro de 2015, a CPFL Renováveis, por meio da ABRAGEL (Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa) obteve liminar que suspendeu a exclusão de tais usinas do MRE.

Em 30 de setembro de 2016, foi publicado o Despacho nº 2.618/2016 onde consta a relação de 15 centrais hidrelétricas da CPFL Renováveis que deverão ser excluídas do MRE, a partir de 01 de janeiro de 2017. As centrais hidrelétricas notificadas foram: Americana, Buritis, Diamante, Andorinhas, Lençóis, Monjolinho, Eloy Chaves, Jaguari, Salto Grande, Santana, São Gonçalo, Cocais Grande, Ninho da Águia, Corrente Grande e Barra da Paciência, que juntas somam 71,9 MW médios (equivalente a 8,5% da garantia física do portfólio total).

Dessa forma, a Companhia está buscando a extensão da liminar da ABRAGEL para as PCHs notificadas da exclusão a partir de 2017. As discussões sobre esse assunto ainda estão ocorrendo e a Companhia não possui nenhuma decisão final.

Medida Provisória 735/2016: Em outubro de 2016, a MP 735/2016, que altera diversas leis do setor elétrico, foi aprovada no Congresso e segue para sanção presidencial. Com a conversão da MP em lei e, caso o artigo que dispõe sobre a proibição de exclusão de PCHs do MRE não seja vetado, a liminar da ABRAGEL perde o objeto e as usinas citadas no Despacho nº 2.618/2016 não serão excluídas do MRE.

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 %) versus PLD da região SE/CO (R\$/MWh)



Fonte: CCEE.

¹ Os valores apresentados no gráfico são negativos, mas invertidos para melhor visualização da informação. Os meses de agosto e setembro de 2016 são valores provisionados na CCEE.

Repactuação do risco hidrológico (GSF): Desde o final de 2013, a geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE tem sido inferior ao total de suas garantias físicas, provocando custos decorrentes de GSF inferior a 1 (um).

Resultados 3T16

A ANEEL discutiu 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 contribuíram, apresentando propostas de estruturação e mitigação do risco do GSF.

Como resultado das negociações que aconteceram ao longo de 2015, a ANEEL criou uma metodologia para permitir que os geradores troquem o risco de não conseguirem gerar o equivalente às suas garantias físicas por um "bônus de risco" a ser calculado para cada usina.

Concomitante ao andamento da AP 032/2015, foi publicada, em agosto de 2015, a MP 688, que dispõe sobre os critérios de repactuação do risco hidrológico (GSF). A Lei 13.203/2015, sancionada e publicada em dezembro de 2015, foi resultado da conversão da referida MP e permitiu que os geradores hidrelétricos repactuassem o risco de seus contratos decorrentes dos anos de baixa hidrologia.

Dessa forma, a ANEEL - por meio dos despachos nº 4.122 de 24 de dezembro de 2015 e nº 4.132 de 28 de dezembro de 2015 - concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico (GSF) das seguintes usinas da CPFL Renováveis: PCH Arvoredo, PCH Salto Góes, PCH Varginha, PCH Santa Luzia, PCH Plano Alto, PCH Alto Irani, PCH Cocais Grande, PCH Figueirópolis e PCH Ludesa. Em 30 de setembro de 2016, o montante repactuado corresponde a 91,3 MW médios de garantia física (38,8% do portfólio total de PCHs) e o produto de adesão foi o SP100**, conforme demonstrado na tabela abaixo:

PCH	Garantia Física (MW médios)*	MW médios repactuados	Produto**
Arvoredo	7,4	7,0	SP100
Salto Góes	11,1	11,1	SP100
Varginha	5,4	4,0	SP100
Santa Luzia	18,4	14,0	SP100
Plano Alto	9,3	9,3	SP100
Alto Irani	12,4	12,4	SP100
Cocais Grande	4,6	4,6	SP100
Figueirópolis	12,6	12,2	SP100
Ludesa	21,2	16,7	SP100
TOTAL	102,4	91,3	

* Valores de garantia física conforme Portaria ANEEL nº 30.

** SP 100 é o produto no qual o gerador transfere o risco hidrológico (GSF) e a energia secundária para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, conforme especificando pela REN 684/2015. Esse termo significa que a Companhia repactuou 100% do risco hidrológico (GSF) das usinas no ACR ao prêmio R\$ 9,50/MWh.

Os geradores que aderiram à repactuação do risco hidrológico (GSF) das usinas tiveram que cancelar processos judiciais em curso e quitar o passivo de GSF de maio a dezembro de 2015, e assim, passar a ter direito ao ressarcimento do GSF de 2015 líquido do prêmio pactuado, reconhecendo este montante como receita para os ativos negociados no PROINFA e como redutor de custo para os outros ativos do mercado regulado.

Com relação às usinas no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), a Companhia decidiu pela não adesão à proposta de repactuação do risco hidrológico (GSF), conforme estabelecido na Lei nº 13.203/2015 e Resolução ANEEL nº 684/2015. A garantia física no mercado livre é de 144,2 MWm (equivalente a 61,2% do portfólio das PCHs em operação).

Resultados 3T16

Liminar sobre a revisão da garantia física: A CPFL Renováveis, por meio da ABRAGEL, obteve decisão liminar que suspende os efeitos das Portarias subsequentes à Portaria 463/2009, referentes à 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.

O Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Portaria 376/2015, instituiu um grupo de trabalho para analisar e propor aprimoramentos necessários à metodologia de cálculo e revisão de garantia física de empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente pelo ONS. O prazo inicial para apresentação da proposta era 31 de março de 2016, por meio da Portaria 107/2016. Este prazo foi postergado para 31 de agosto de 2016, porém até o momento não ocorreu. É esperado que a proposta apresentada pelo MME passe por processo de Consulta Pública antes da sua efetiva implementação.

Fonte biomassa

A produção de energia por meio da biomassa é considerada uma alternativa interessante para a diversificação da matriz energética em substituição aos combustíveis fósseis, como petróleo e carvão. Nessa categoria, a modalidade de geração de energia mais empregada no Brasil é a utilização de resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar, principalmente o bagaço.

O aproveitamento da energia deste subproduto como insumo acontece desde a implantação das primeiras usinas sucroalcooleiras, localizadas em sua maioria 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 dessas 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.

Atualmente, as usinas de geração de energia elétrica a partir da biomassa representam 14,3 GW⁶ instalados no país. O PDE 2024⁷ projeta crescimento dessa fonte, que deverá atingir capacidade instalada de 18 GW em dezembro de 2024 e indica que existe grande potencial de renovação e modernização das instalações e dos processos de diversas usinas de cogeração, possibilitando o aumento da eficiência e a geração de excedentes.

O reconhecimento das receitas dos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar, depende do contrato e pode seguir a geração efetiva dessas usinas ou ser sazonalizada. 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.

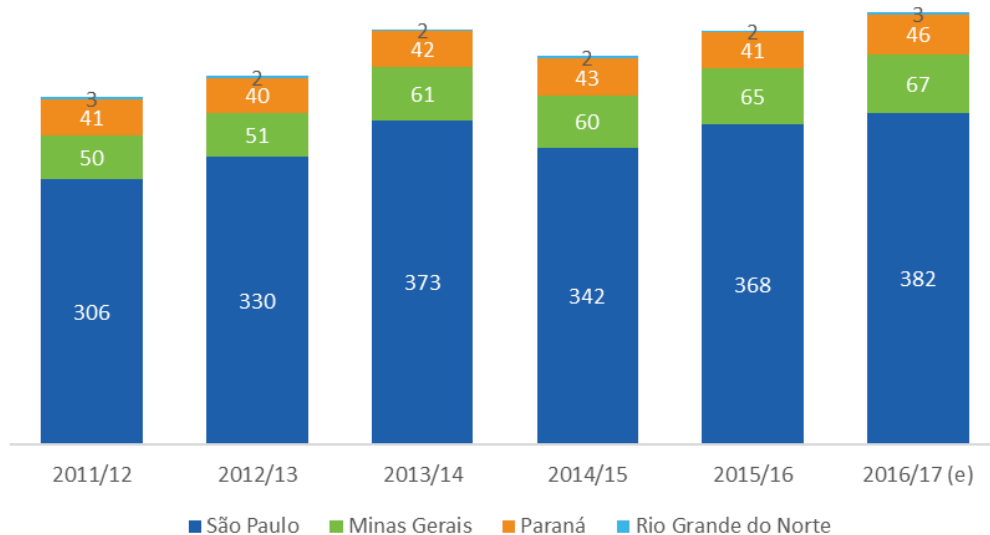
⁶ BIG (ANEEL) – Setembro de 2016

⁷ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)

Resultados 3T16

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: setembro de 2016.

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.

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 montanhosas⁸). A EPE lançou recentemente estudo atualizado sobre o setor solar no país e apontou um potencial dessa fonte de 30 mil GW no país, mais de 200 vezes a matriz elétrica brasileira atual.

Atualmente, a fonte solar ainda é pouco representativa no País: 27,0 MW⁹ instalados. Entretanto, o PDE 2024¹⁰ projeta crescimento significativo para essa fonte, que chegará a uma capacidade instalada de 7,0 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 usina possui 1,1 MW de potência instalada, 0,2 MW médio de garantia física e sua energia é comercializada por meio de um contrato firmado no ACL (Ambiente de Contratação Livre).

⁸ “Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions”, CanmetEnergy

⁹ BIG (ANEEL) – Setembro de 2016

¹⁰ Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)

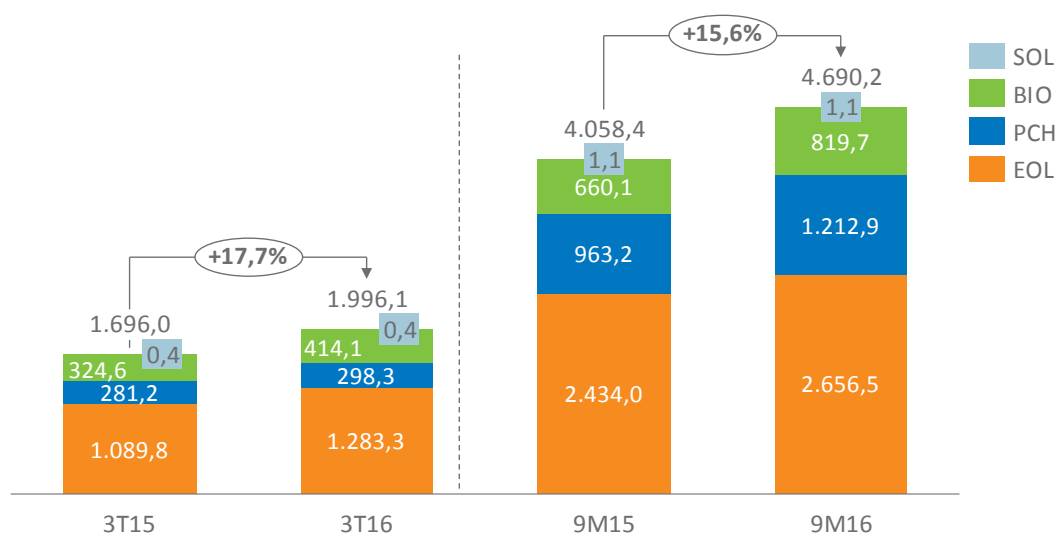
Resultados 3T16

Produção de energia

No 3T16, a CPFL Renováveis gerou 1.996,1 GWh de energia, aumento de 17,7% em relação ao 3T15 (+300,1 GWh). Já nos 9M16, a Companhia gerou 4.690,3 GWh de energia, aumento de 15,6% em relação aos 9M15 (+631,8 GWh).

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

Geração de energia por fonte (GWh)



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- Ativos em operação.

EÓLICA

No 3T16, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 17,8% (+193,5 GWh) quando comparada à geração do 3T15. Esse aumento deveu-se principalmente à entrada em operação de novos parques eólicos e à maior incidência de ventos nos 3 estados onde estão distribuídos os parques eólicos da CPFL Renováveis, ou seja, Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, quando comparada ao mesmo período do ano passado. Nos 9M16, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 9,1% (+222,5 GWh) em relação aos 9M15 devido, basicamente, à entrada em operação dos parques eólicos Morro dos Ventos II e de parques dos complexos Campo dos Ventos e São Benedito, além da geração em teste de parques pertencentes a esses complexos.

Resultados 3T16

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 88,7%, 89,8% e 101,0%, respectivamente. Nos últimos 24 meses, a taxa de eficiência foi impactada principalmente pelo cenário de velocidade dos ventos abaixo do esperado, em função do fenômeno El Niño no Estado do Rio Grande do Norte, afetando negativamente a geração nos complexos eólicos Santa Clara, Morro dos Ventos, Macacos I, Eurus e parque eólico Campo dos Ventos II. Adicionalmente, o complexo eólico Atlântica apresentou menor disponibilidade em função de reparos necessários nas máquinas. Vale ressaltar que o P50 é uma medida de longo prazo e que desvios no curto prazo são normais.

Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 12 meses:

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁹	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	36,7%	35,9%	97,8%
Complexo Eólico Bons Ventos ⁽²⁾	CE	41,1%	38,9%	94,5%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	46,9%	44,8%	95,6%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽⁴⁾	RN	43,0%	35,1%	81,5%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁵⁾	RN	46,9%	39,1%	83,3%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁶⁾	RS	43,4%	35,6%	81,9%
Complexo Eólico Macacos I ⁽⁷⁾	RN	47,6%	44,5%	93,6%
Campo dos Ventos II	RN	49,6%	40,4%	81,5%
Complexo Eólico Eurus ⁽⁸⁾	RN	49,3%	42,4%	85,9%
Morro dos Ventos II	RN	51,4%	46,5%	90,6%
Total		43,2%	38,2%	88,7%

Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 24 meses:

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁹	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	36,7%	37,4%	101,9%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	41,1%	40,8%	99,3%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	46,9%	47,6%	101,5%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽⁴⁾	RN	43,0%	34,6%	80,4%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁵⁾	RN	46,9%	39,0%	83,1%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁶⁾	RS	43,4%	35,7%	82,2%
Campo dos Ventos II		49,6%	35,9%	72,5%
Total		42,1%	37,5%	89,8%

Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 36 meses:

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ⁹	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	36,7%	37,7%	102,6%
Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾	CE	41,1%	40,6%	98,7%
Complexo Rosa dos Ventos ⁽³⁾	CE	46,9%	47,8%	102,0%
Total		38,9%	39,3%	101,0%

Resultados 3T16

¹ Complexo SIFF é formado pelos parques eólicos Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho e Praia Formosa.

² Complexo Bons Ventos é formado pelos parques eólicos Enacel, Bons Ventos, Taíba Albatroz e Canoa Quebrada.

³ Complexo Rosa dos Ventos é formado pelos parques eólicos 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 eólicos 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 eólicos Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX.

⁶ Complexo Atlântica é formado pelos parques eólicos Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.

⁷ Complexo Macacos I é formado pelos parques eólicos Macacos, Juremas, Pedra Preta e Costa Branca.

⁸ Complexo Eurus é formado pelos parques eólicos Eurus I e Eurus II.

⁹ O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50, estimada em 2,5%.

HÍDRICA (PCH)

No 3T16, a geração de energia das PCHs teve crescimento de 6,1% (+17,1 GWh) se comparada à geração do 3T15. Já nos 9M16, houve um aumento de 25,9% (+249,8 GWh) quando comparado aos 9M15. Essas variações deveram-se principalmente ao aumento de geração nas usinas do Sul e de São Paulo, por conta da melhor afluência e a entrada em operação da PCH Mata Velha no 2T16.

O total gerado pelas usinas pertencentes ao MRE tem sido, nos últimos anos, inferior ao total da garantia física das mesmas, ocasionando déficit (GSF) que, dependendo da quantidade contratada, resulta em uma exposição no mercado de curto prazo para tais usinas. A Companhia não tem efeito relevante para as usinas que comercializaram energia no mercado regulado, em função da repactuação do risco hidrológico (GSF). Os efeitos na CPFL Renováveis estão descritos nas sessões “Receita líquida e Custo de compra de energia”.

BIOMASSA

No 3T16, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou crescimento de 27,6% (+89,5 GWh) em relação a do 3T15. Tal variação se deve principalmente à maior geração de Bio Pedra (+76,3 GWh) no 3T16, pois no 2T15, ocorreu um sinistro em uma das turbinas dessa usina, que ficou fora de operação de maio a novembro de 2015.

Nos 9M16, a geração de biomassa apresentou crescimento de 24,2% (+159,6 GWh) quando comparada aos 9M15. Essa variação pode ser explicada pelo mesmo fator explicado acima, contribuindo com +135,9 GWh e pela prorrogação da operação em Bio Ester devido ao remanescente da safra de 2015, que estava prevista para terminar em dezembro de 2015 e foi até o início de fevereiro de 2016.

Resultados 3T16

Desempenho econômico e financeiro

Demonstração de resultado

(R\$ mil)	3T16	3T15	3T16 vs 3T15	9M16	9M15	9M16 vs 9M15
Receita Líquida	505.813	401.895	25,9%	1.144.731	1.061.929	7,8%
Custo de geração de energia elétrica	(133.007)	(85.267)	56,0%	(334.498)	(347.408)	-3,7%
Depreciação e amortização	(98.380)	(102.067)	-3,6%	(288.635)	(275.191)	4,9%
Lucro Bruto	274.426	214.561	27,9%	521.598	439.330	18,7%
Despesas gerais e administrativas	(27.910)	(20.829)	34,0%	(86.606)	(85.219)	1,6%
Amortização do direito de exploração	(38.277)	(33.592)	13,9%	(114.011)	(119.510)	-4,6%
Depreciação & amortização	(1.763)	(808)	118,2%	(4.035)	(2.461)	64,0%
Lucro operacional	206.476	159.332	29,6%	316.946	232.140	36,5%
Resultado Financeiro	(133.388)	(117.508)	13,5%	(394.569)	(336.243)	17,3%
IR e CS	(22.967)	(15.457)	48,6%	(39.838)	(27.257)	46,2%
Resultado líquido	50.121	26.367	90,1%	(117.461)	(131.360)	-10,6%
Ebitda	344.896	295.799	16,6%	723.627	629.302	15,0%
Margem Ebitda	68,2%	73,6%	-5,4 p.p.	63,2%	59,3%	3,9 p.p.

A variação do resultado entre os trimestres foi influenciada principalmente pelo aumento na receita líquida resultante do maior volume de energia gerada nas eólicas, da maior receita nas PCHs em função da estratégia de sazonalização da garantia física e da normalização da operação de uma das turbinas da usina de Bio Pedra que sofreu sinistro no 2T15. No 3T16, a Companhia registrou um Ebitda 16,6% superior ao registrado no 3T15.

A variação do resultado nos períodos acumulados foi impactada pela necessidade de compra de energia no 9M15 para atendimento de média móvel de alguns contratos de biomassa que não se repetiu em 2016, ocasionando maior receita nos 9M15. O impacto foi compensado pela maior geração das eólicas no período e adições de novas capacidades em operação. Dessa maneira o EBITDA dos 9M16 foi 15,0% superior ao dos 9M15.

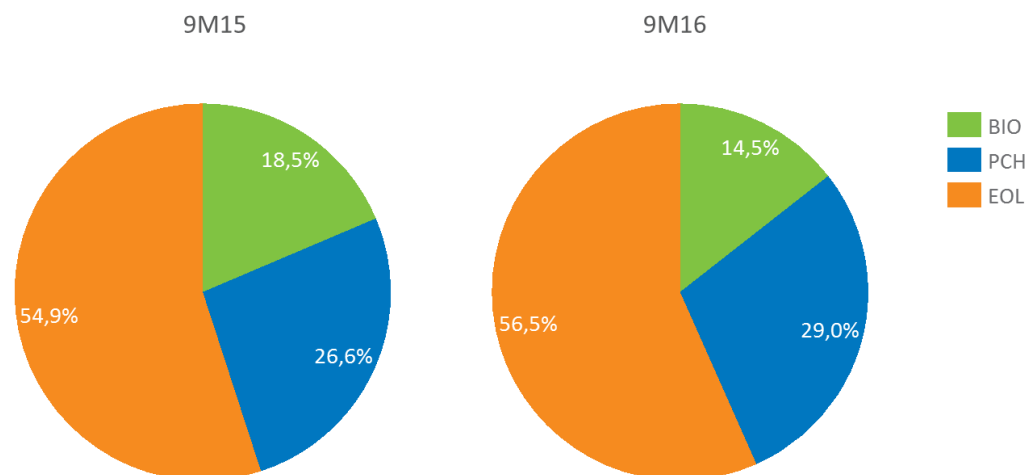
Já o resultado líquido foi impactado pelo aumento das despesas financeiras, devido ao aumento das taxas de juros e a entrada em operação de novos parques.

A sazonalização é a alocação da garantia física ou da energia comercializada entre os meses do ano. A média móvel é o volume médio de energia dos últimos doze meses. Alguns contratos de energia permitem que o gerador, anualmente, faça sazonalização para atender a contraparte, desde que observem a média móvel dos últimos doze meses, para garantir que em qualquer mês, os últimos doze meses atendam o volume anual comercializado. Dessa maneira, diferenças na sazonalização entre os anos podem gerar diferenças no reconhecimento da receita durante os trimestres, sem efeito no resultado anual, e também a necessidade de compra de energia para atendimento de média móvel em algum período específico.

Resultados 3T16

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte¹



¹ A participação da fonte solar foi de 0,02% no 9M16 e de 0,02% no 9M15.

A receita líquida total atingiu R\$ 505,8 milhões no 3T16, 25,9% superior à receita do 3T15 (+R\$ 103,9 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Maior volume de energia gerada nas eólicas decorrente da maior velocidade dos ventos no 3T16 (+R\$ 31,2 milhões);
- (ii) Entrada em operação comercial e geração em teste de parques que compõem o complexo Campo dos Ventos e São Benedito (+R\$ 24,6 milhões);
- (iii) Maior receita nas PCHs em função de diferença na garantia física sazonalizada no 3T16 (R\$ 26,1 milhões). Vale ressaltar, que no ano passado, a sazonalização da garantia física das PCHs foi mais concentrada no 1T15, enquanto que nesse ano, a sazonalização foi mais linear ao longo dos meses; e
- (iv) Maior geração em Bio Pedra no 3T16 devido à normalização da operação de uma das turbinas que sofreu um sinistro em maio de 2015 (R\$ 11,1 milhões).

Nos 9M16, a receita líquida atingiu R\$ 1.144,7 milhões, crescimento de 7,8% quando comparado ao mesmo período de 2015 (+R\$ 82,8 milhões). Essa variação pode ser explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Reconhecimento do GSF nas receitas das usinas que atendem aos contratos do PROINFA no valor de R\$ 0,1 milhão nos 9M16 contra R\$ 24,2 milhões nos 9M15;
- (ii) Entrada em operação comercial da PCH Mata Velha, em abril de 2016 (+R\$ 9,7 milhões);
- (iii) Maior geração em Bio Pedra nos 9M16 devido à normalização da operação de uma das turbinas que sofreu um sinistro em maio de 2015 (+R\$ 20,4 milhões); e

Resultados 3T16

- (iv) Entrada em operação de novas capacidades, sendo elas: i) 100% do parque eólico Morro dos Ventos II; e ii) 87,3% do complexo eólico Campo dos Ventos (+R\$ 34,7 milhões).

Tais impactos foram parcialmente compensados pela menor receita nas usinas de biomassa Alvorada e Coopcana em 2016, pois em 2015 houve a necessidade de compra de energia para atendimento de média móvel (-R\$ 41,8 milhões).

Adicionalmente, houve efeito positivo do reajuste dos contratos nos últimos 12 meses, com base no IGP-M ou IPCA. A média dos preços de venda de energia em 30 de setembro de 2016 era de R\$ 244,34/MWh, 8,6% superior a apurada em 30 de setembro de 2015 (R\$ 224,6/MWh).

Cabe ressaltar que o reconhecimento das receitas das PCHs (com exceção dos contratos do PROINFA) é feito com base na curva de sazonalização dos contratos e o reconhecimento das receitas das eólicas é feito com base na geração efetiva dos parques. Para as usinas de biomassa, o reconhecimento da receita depende do contrato e pode ser feito pela sazonalização ou geração efetiva. Para maiores detalhes veja o mapa de contratos de venda de energia no anexo (mapa de contrato de vendas de energia).

Custo de geração de energia

(R\$ mil)	3T16	3T15	3T16 vs 3T15	9M16	9M15	9M16 vs 9M15
Custo de compra de energia	(57.569)	(26.816)	114,7%	(127.761)	(174.255)	-26,7%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(591)	-	N.A	(1.774)	-	N.A
Encargos de uso de sistema	(23.938)	(17.599)	36,0%	(64.757)	(56.844)	13,9%
PMSO ⁽¹⁾	(50.909)	(40.852)	24,6%	(140.206)	(116.309)	20,5%
Custo de geração de energia elétrica	(133.007)	(85.267)	56,0%	(334.498)	(347.408)	-3,7%
Depreciação e amortização	(98.380)	(102.067)	-3,6%	(288.635)	(275.191)	4,9%
Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização	(231.387)	(187.334)	23,5%	(623.133)	(622.599)	0,1%

¹ Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

No 3T16, os custos de geração de energia, incluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 231,4 milhões, representando um aumento de 23,5% na comparação com o 3T15 (-R\$ 44,1 milhões). Já nos 9M16, os custos de geração de energia totalizaram R\$ 623,1 milhões, praticamente estáveis quando comparados aos 9M15 (-R\$ 0,5 milhão).

Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R\$ 57,6 milhões no 3T16, montante 114,7% superior (-R\$ 30,8 milhões) ao registrado no 3T15.

Esta variação se deve, basicamente, aos seguintes fatores:

Resultados 3T16

- (i) Reconhecimento de indenização devida de R\$ 22,5 milhões, de acordo com condições contratuais, dos Complexos Campo dos Ventos e São Benedito;
- (ii) Diferenças na sazonalização entre os períodos, devido à estratégia de comercialização, ocasionando a necessidade de compra de energia (+R\$ 8,2 milhões);
- (iii) Maior compra de energia para atender ao lastro de contratos de venda de energia das PCHs fora do MRE no 3T16 (+R\$ 2,1 milhões); e
- (iv) Menor impacto do GSF no 3T16 (-R\$ 2,0 milhões).

Nos 9M16, o custo de compra de energia totalizou R\$ 127,8 milhões, montante 26,7% inferior ao registrado nos 9M15 (+R\$ 46,5 milhões). Essa redução se deve principalmente ao menor impacto do GSF totalizando R\$ 6,8 milhões nos 9M16, ante R\$ 74,5 milhões nos 9M15 e pela necessidade de compra de energia nos 9M15 para atender a média móvel das usinas de contratos de biomassa no valor de R\$ 50,0 milhões, que não se repetiu em 2016. Tais efeitos foram parcialmente contrabalanceados por impactos negativos de indenização e apurações anual e quadrienal em alguns complexos eólicos.

O PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/ Centro-Oeste foi de R\$ 69,91/MWh nos 9M16 vs. R\$ 323,14/MWh nos 9M15, com consequente efeito positivo na compra de energia.

PMSO

O custo com pessoal, material, serviços de terceiros e outros atingiu R\$ 50,9 milhões no 3T16, aumento de 24,6% (-R\$ 10,1 milhões) em relação ao custo do 3T15. Nos 9M16, o custo com PMSO totalizou R\$ 140,2 milhões, aumento de 20,5% em relação ao mesmo período de 2015 (-R\$ 23,9 milhões). Tais variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Crescimento do portfólio em operação e maior geração no período;
- (ii) Reajuste de contratos com fornecedores de O&M de parques eólicos, fim do período de carência parcial dos primeiros anos de operação; e
- (iii) Menor custo com compra de cavaco, pois nos 9M15 houve a necessidade de compra para contribuir com a geração de energia de algumas usinas de biomassa.

Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização teve uma redução de 3,6% no 3T16, devido basicamente à: i) finalização do laudo de aquisição de DESA, com consequente reclassificação, de parte da amortização que estava na rubrica de amortização do direito de exploração, pertencente ao grupo de despesas gerais e administrativas, para o registro nos custos com depreciação e amortização; e ii) adequação dos prazos de depreciação de alguns projetos em operação e em construção. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento decorrente da entrada em operação de ativos ao longo dos últimos 12 meses.

Nos 9M16, o custo com depreciação e amortização teve uma elevação de 4,9%, devido basicamente à entrada em operação de ativos ao longo dos últimos 12 meses.

Resultados 3T16

Despesas gerais e administrativas

(R\$ mil)	3T16	3T15	3T16 vs 3T15	9M16	9M15	9M16 vs 9M15
Despesas com pessoal	(17.580)	(15.300)	14,9%	(47.323)	(39.325)	20,3%
Serviços de terceiros ¹	(9.761)	(10.239)	-4,7%	(27.707)	(33.197)	-16,5%
Outros	(569)	4.710	-112,1%	(11.576)	(12.697)	-8,8%
Despesas gerais e administrativas	(27.910)	(20.829)	34,0%	(86.606)	(85.219)	1,6%
Depreciação & Amortização	(1.763)	(808)	118,2%	(4.035)	(2.461)	64,0%
Amortização do direito de exploração	(38.277)	(33.592)	13,9%	(114.011)	(119.510)	-4,6%
Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização	(67.950)	(55.229)	23,0%	(204.652)	(207.190)	-1,2%

¹ Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais

As despesas gerais e administrativas somaram R\$ 68,0 milhões no 3T16, aumento de 23,0% (-R\$ 12,7 milhões) em relação ao 3T15.

As principais variações do trimestre estão relacionadas aos seguintes fatores:

- (i) Maiores despesas com pessoal devido principalmente ao maior número de funcionários e também pelo acordo sindical;
- (ii) Menores despesas com serviços de terceiros em função dos programas ambientais relacionados aos projetos em estudo e menores despesas com honorários advocatícios; e
- (iii) Ressarcimento parcial, no 3T15, por parte da seguradora no valor de R\$ 4,5 milhões referente à turbina de Bio Pedra (sinistro), efeito que não se repetiu no 3T16.

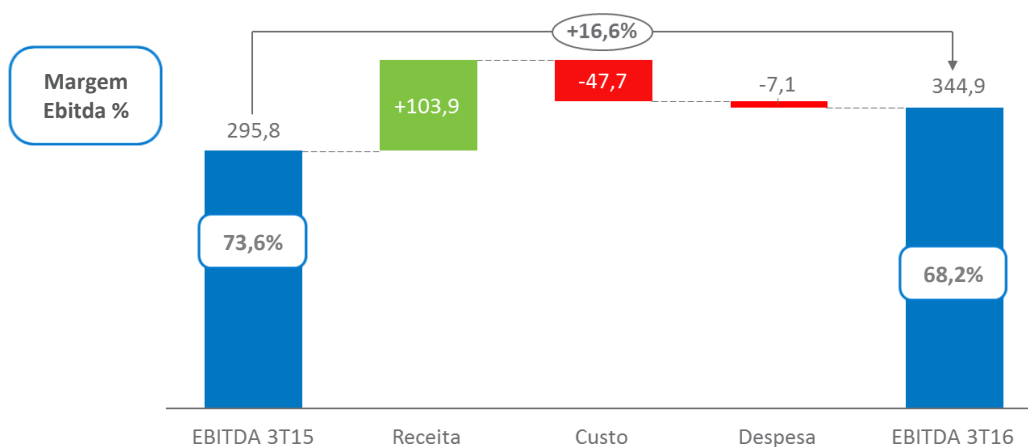
Nos 9M16, as despesas gerais e administrativas somaram R\$ 204,7 milhões, redução de 1,2% (+R\$ 2,5 milhões) em relação aos 9M15, basicamente por conta de menores despesas de serviços de terceiros e outros, além da reclassificação das despesas com amortização do direito de exploração, em função da conclusão do laudo de aquisição de DESA.

Ebitda

No 3T16, o Ebitda totalizou R\$ 344,9 milhões, 16,6% superior ao do 3T15 (+R\$ 49,1 milhões). A margem Ebitda atingiu 68,2% no 3T16, 5,4 p.p. inferior à do 3T15. Tal resultado se deve à maior receita líquida (+25,9%), resultante principalmente: (i) do maior volume de energia gerada nas eólicas; (ii) da maior receita nas PCHs em função da garantia sazonalizada no 3T16; (iii) da maior receita de Bio Pedra, devido à normalização da operação de uma das turbinas que sofreu sinistro no 2T15, ficando fora de operação de maio a novembro de 2015; e (iv) da entrada em operação de novos ativos. O aumento da receita líquida compensou o crescimento de 56,0% do custo de geração de energia elétrica, sendo este influenciado principalmente pelo aumento da rubrica de compra de energia e o aumento das despesas gerais e administrativas apresentadas no trimestre.

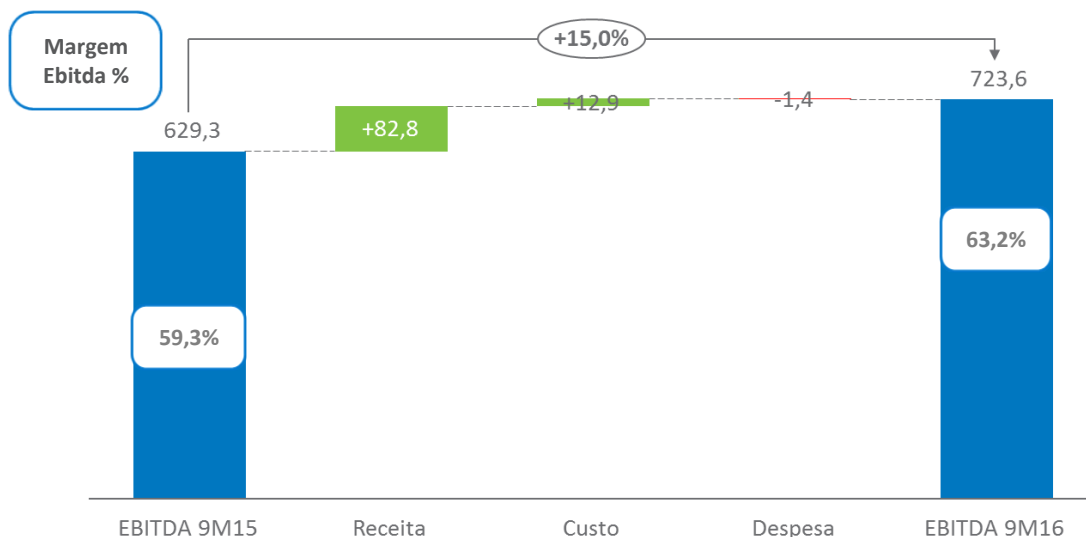
Resultados 3T16

Evolução do Ebitda – 3T16 versus 3T15 (R\$ milhões)



Nos 9M16, o Ebitda totalizou R\$ 723,6 milhões, 15,0% superior aos do 9M15 (+R\$ 94,3 milhões). Esse resultado foi influenciado principalmente pelo aumento de 7,8% na receita líquida e pela redução do custo de compra de energia (-26,7%), por conta do menor impacto do GSF nos 9M16, menor necessidade de compra para atendimento de média móvel das usinas de biomassa e pelo pequeno acréscimo na linha de despesas gerais e administrativas.

Evolução do Ebitda – 9M16 x 9M15 (R\$ milhões)



Os ajustes no Ebitda da Companhia no ano de 2015, consideram apenas itens extraordinários ligados à condição hidrológica (GSF e PCH fora do MRE). Vale lembrar que, devido à repactuação do GSF que ocorreu em dezembro de 2015, a Companhia passou a não ajustar o GSF no Ebitda a partir do 1T16.

O Ebitda ajustado da Companhia nos períodos, está demonstrado na tabela abaixo:

Resultados 3T16

Ebitda e Ebitda ajustado

(R\$ mil)	3T16	3T15	9M16	9M15
Ebitda	344.896	295.799	723.627	629.302
Itens ajustados	-	7.150	-	109.070
GSF Receita	-	2.862	-	24.180
GSF Custo	-	7.678	-	74.490
Compra de energia (PCHs fora do MRE)	-	1.110	-	3.900
Adiantamento do Seguro (Bio Pedra)	-	(4.500)	-	(4.500)
Sinistro de Bio Pedra	-	0	-	11.000
Ebitda ajustado	344.896	302.949	723.627	738.372

Resultado Financeiro

(R\$ mil)	3T16	3T15	3T16 vs 3T15	9M16	9M15	9M16 vs 9M15
Receitas Financeiras	33.486	39.557	-15,3%	98.738	99.046	-0,3%
Despesas Financeiras	(166.874)	(157.065)	6,2%	(493.307)	(435.289)	13,3%
Resultado Financeiro	(133.388)	(117.508)	13,5%	(394.569)	(336.243)	17,3%

A CPFL Renováveis registrou um resultado financeiro líquido negativo em R\$ 133,4 milhões no 3T16, crescimento de 13,5% (-R\$ 15,9 milhões) em relação ao 3T15. Nos 9M16, o resultado financeiro ficou negativo em R\$ 394,6 milhões, aumento de 17,3% (-R\$ 58,3 milhões) em relação aos 9M15.

Receitas financeiras

Em 30 de setembro de 2016, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.019,2 milhão ante R\$ 1.397,8 milhão em 30 de setembro de 2015. Tal redução deve-se principalmente aos investimentos realizados nos projetos em andamento e às amortizações de empréstimos, parcialmente compensados pelas novas captações no período.

No 3T16, as receitas financeiras totalizaram R\$ 33,5 milhões, 15,3% inferior as do 3T15 (-R\$ 6,1 milhões), decorrente principalmente do menor saldo de caixa médio no período. Nos 9M16, as receitas financeiras totalizaram R\$ 98,7 milhões, praticamente estáveis (-0,3%) em relação as do 9M15 (-R\$ 0,3 milhão).

Resultados 3T16

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 166,9 milhões no 3T16, aumento de 6,2% (-R\$ 9,8 milhões) em relação às do 3T15. Nos 9M16, as despesas financeiras totalizaram R\$ 493,3 milhões, 13,3% superior às dos 9M15 (-R\$ 58,0 milhões). As variações são explicadas pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento do CDI médio entre os períodos: 14,13% a.a. no 3T16 versus 13,97% a.a. no 3T15 e 14,13% a.a. nos 9M16 versus 13,09% a.a. nos 9M15;
- (ii) Aumento da TJLP entre os períodos: 7,5% a.a. no 3T16 versus 6,5% a.a. no 3T15 e 7,5% a.a. nos 9M16 versus 6,0% a.a. nos 9M15; e
- (iii) Adição de novas capacidades, pois com a entrada em operação comercial os custos dos financiamentos deixam de ser capitalizados.

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 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 adotam o regime de tributação com base no lucro real por usufruírem do benefício fiscal do lucro da exploração. Além delas, as SPEs Bioenergia, Campo dos Ventos I, III e V, Santo Dimas, São Benedito, Santa Mônica, Santa Úrsula e São Martinho adotam a tributação com base no lucro real pela vantagem econômica frente ao desembolso projetado, caso sua opção de tributação fosse com base no lucro presumido.

As despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 23,0 milhões no 3T16 ante R\$ 15,5 milhões no 3T15. Já nos 9M16, tais despesas foram de R\$ 39,8 milhões ante R\$ 27,3 milhões nos 9M15. Essas variações ocorreram principalmente pelo aumento (i) das receitas operacionais nas SPEs tributadas pelo lucro presumido, que estão sujeitas ao pagamento de imposto de renda e contribuição social à alíquota de 3,08% e (ii) das receitas financeiras nas mesmas SPEs, que estão sujeitas ao pagamento de imposto de renda e contribuição social à alíquota de 34%.

Resultado líquido

No 3T16, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 50,1 milhões ante a um lucro de R\$ 26,4 milhões no 3T15 devido basicamente à maior receita líquida apurada no período, suficiente para compensar o maior custo com compra de energia e a maior despesa financeira líquida – consequência do cenário macroeconômico atual. Nos 9M16, a CPFL Renováveis apresentou prejuízo líquido de R\$ 117,5 milhões ante a um prejuízo líquido de R\$ 131,4 milhões registrado nos 9M15 devido principalmente à maior receita líquida e menores custos e despesas operacionais.

Resultados 3T16

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 318,5 milhões no 3T16, totalizando R\$ 802,2 milhões nos 9M16. Os investimentos foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

Projeto	Localização	Entrada em Operação	Potência Total (MW)	Garantia Física (MWm)
Complexo eólico Campo dos Ventos ¹	RN	2T16	115,5	64,6 ³
Complexo eólico São Benedito ²	RN	3T16	115,5	60,6 ³
PCH Mata Velha	MG	2T16	24,0	13,1
Complexo eólico Pedra Cheirosa ⁴	CE	1S18	48,3	26,1
PCH Boa Vista II	MG	1T20	26,5	14,8

¹ São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V.

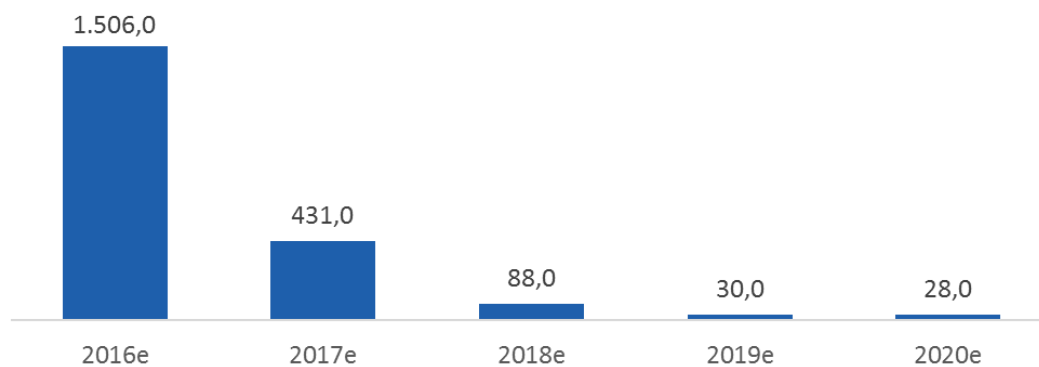
² Ventos de São Benedito, Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula.

³ Energia Contratada a partir de 2017. Esses parques eólicos têm entrada em operação gradual a partir de maio de 2016 com previsão de término em dezembro de 2016.

⁴ Pedra Cheirosa I e II.

Os investimentos para os próximos 5 anos somam R\$ 2.083,0 milhões e viabilizarão a expansão da capacidade da Companhia. A seguir estão os valores por ano:

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



Resultados 3T16

Balanço Patrimonial

Ativo consolidado

(R\$ mil)	Set/16	Jun/16	Dez/15	Set/16 vs Jun/16	Set/16 vs Dez/15
Ativo					
Circulante e Realizável a longo prazo	1.536.380	1.483.673	1.778.623	3,6%	-13,6%
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações financeiras ¹	1.019.198	1.013.810	1.268.521	0,5%	-19,7%
Contas a receber (Clientes)	279.050	220.640	229.326	26,5%	21,7%
Tributos a Recuperar	71.872	75.310	75.461	-4,6%	-4,8%
Tributos diferidos	548	2.802	1.422	-80,4%	-61,5%
Créditos com partes relacionadas	8.898	8.349	7.680	6,6%	15,9%
Outros	156.814	162.762	196.212	-3,7%	-20,1%
Imobilizado	7.449.534	7.211.467	6.888.333	3,3%	8,1%
Intangível	3.121.647	3.161.002	3.237.146	-1,2%	-3,6%
Total do Ativo	12.107.561	11.856.142	11.904.102	2,1%	1,7%

¹ Considera títulos e valores mobiliários, aplicação financeira e conta reserva (aplicações financeiras vinculadas).

Principais variações do ativo

O ativo circulante e realizável a longo prazo da Companhia encerrou o 3T16 em R\$ 1,5 bilhão, redução de 13,6% (- R\$ 242,2 milhões) em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2015.

As disponibilidades – caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas – encerraram o 3T16 com R\$ 1,0 bilhão, redução de 19,7% comparadas às de 31 de dezembro de 2015. Essa redução foi decorrente: (i) dos investimentos realizados nos projetos em construção e nas amortizações e custos dos financiamentos, sendo parcialmente compensada pelas novas captações do período; e (ii) do aumento da composição das contas garantias para projetos realizados juntos ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) nos últimos anos.

A rubrica contas a receber (Clientes) teve uma variação positiva de 21,7% quando comparada ao encerramento de 2015, decorrente principalmente da entrada em operação comercial de alguns ativos e melhor geração das usinas de biomassa.

A variação do imobilizado (+8,1%) foi decorrente principalmente do andamento das obras dos projetos em construção: complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, Pedra Cheirosa e PCH Boa Vista II.

Passivo consolidado

(R\$ mil)	Set/16	Jun/16	Dez/15	Set/16 vs Jun/16	Set/16 vs Dez/15
Passivo					
Circulante e Não Circulante	7.936.887	7.736.042	7.600.305	2,6%	4,4%
Fornecedores	56.770	57.222	62.127	-0,8%	-8,6%
Obrigações trabalhistas e encargos	61.556	48.198	56.575	27,7%	8,8%
Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	6.104	10.027	5.588	-39,1%	9,2%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	6.264.026	6.045.478	6.021.059	3,6%	4,0%
Outros	1.548.431	1.575.117	1.454.956	-1,7%	6,4%
Patrimônio Líquido	4.170.674	4.120.100	4.303.797	1,2%	-3,1%
Capital social	3.390.870	3.390.444	3.390.444	0,0%	0,0%
Reservas de capital	740.427	740.427	740.427	0,0%	0,0%
Reservas de lucro	1.305	1.305	1.305	0,0%	0,0%
Ajuste de avaliação patrimonial	41.178	42.081	43.887	-2,1%	-6,2%
Lucros/prejuízos acumulados	(120.996)	(169.696)	0	-28,7%	-
Participação de acionistas não controladores	117.890	115.539	127.734	2,0%	-7,7%
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	12.107.561	11.856.142	11.904.102	2,1%	1,7%

Principais variações do passivo

O passivo circulante e não circulante encerrou o 3T16 com montante de R\$ 7,9 bilhões, 4,4% (+R\$ 336,6 milhões) superior ao saldo de 31 de dezembro de 2015, sendo influenciado basicamente pelo aumento de 4,0% na rubrica de empréstimos, financiamentos e debêntures, decorrente de novas captações ocorridas no período, e crescimento de 6,4% na conta de outros, em função basicamente: (i) do aumento da linha de adiantamento de clientes, principalmente devido às condições contratuais de PPAs da fonte eólica; e (ii) indenização dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito.

O patrimônio líquido foi de R\$ 4,2 bilhões no encerramento do 3T16, variação negativa de 3,1% ou R\$ 133,1 milhões em relação ao de 31 de dezembro de 2015.

Endividamento

A Companhia encerrou o 3T16 com endividamento total de R\$ 6.264,0 milhões, montante 4,0% superior ao endividamento do 3T15 (R\$ 6.022,8 milhões). Considerando os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia possuem prazo médio de 5,3 anos e custo médio nominal de 11,7% a.a. (82,9% do CDI de 30 de Setembro de 2016).

As captações realizadas nos últimos 9 meses, em sua grande parte, tiveram objetivo de reforçar o caixa da Companhia e fazer frente aos investimentos necessários para a construção dos projetos PCH Mata Velha, Complexos eólicos Campo dos Ventos e São

Benedito, Complexo eólico Pedra Cheirosa e PCH Boa Vista II. Dessa forma, nos últimos 9 meses, a Companhia realizou captações de R\$ 812,5 milhões, sendo as principais:

- (i) R\$ 130,0 milhões referente à emissão de ações preferenciais resgatáveis das PCHs Alto Irani e Plano Alto, emitidas junto ao Banco Safra com custo de 105% CDI;
- (ii) R\$ 100,0 milhões referente à 1ª emissão de debêntures do complexo eólico Pedra Cheirosa I e II, emitidas junto ao Itaú com custo de CDI + 2,85% a.a.;
- (iii) R\$ 50,0 milhões referente à 1ª emissão de debêntures da PCH Boa Vista II, emitidas junto ao Itaú com custo de CDI + 2,85% a.a.;
- (iv) R\$ 67,6 milhões referentes ao financiamento de longo prazo da PCH Mata Velha junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,02% a.a.;
- (v) R\$ 38,9 milhões referentes ao financiamento de longo prazo do complexo eólico Atlântica junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,18% a.a.;
- (vi) R\$ 168,0 milhões referentes ao financiamento de longo prazo do complexo eólico ACL junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,75% a.a.;
- (vii) R\$ 44,0 milhões referentes ao financiamento de curto prazo da CPFL Renováveis junto ao Banco BBM com custo de CDI + 3,30% a.a.;
- (viii) R\$ 44,0 milhões referentes ao financiamento de curto prazo da CPFL Renováveis junto ao Banco ABC com custo de CDI + 3,80% a.a.;
- (ix) R\$ 70,0 milhões referente à emissão de ações preferenciais resgatáveis da Cia. Hidroelétrica Figueirópolis, emitidas junto ao Banco Safra com custo de 105% CDI; e
- (x) R\$ 100,0 milhões referentes à emissão de notas promissórias da CPFL Renováveis junto ao Banco ABC com custo de CDI + 3,80% a.a..

Cabe ressaltar que em 15 de setembro de 2016, foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração a 4ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries e da espécie quirografária, com vigência de 5 anos contados da sua data de emissão. A emissão é composta por 40 debêntures, sendo 20 da primeira série e 20 da segunda série e o valor nominal unitário será de R\$ 10,0 milhões, perfazendo o montante total de R\$ 400,0 milhões. A data de emissão das debêntures da 1ª série ocorreu em 28 de setembro de 2016 e seu respectivo desembolso no início de outubro.

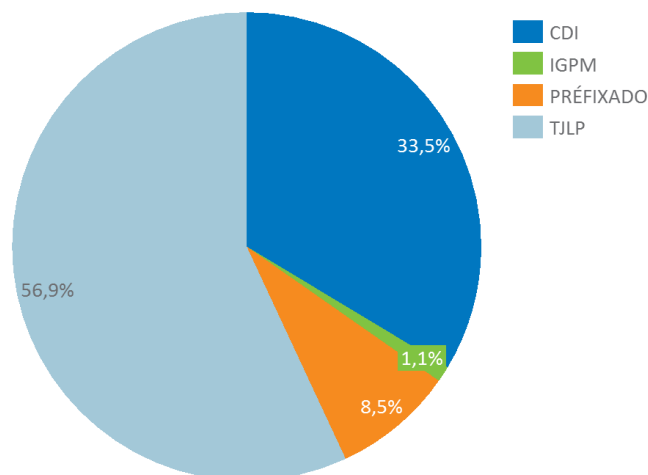
Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos 9 meses:

- (i) R\$ 277,0 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da Turbina 16;
- (ii) R\$ 43,0 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (iii) R\$ 19,8 milhões referentes à amortização da 1ª emissão das debêntures do complexo SIIF;
- (iv) R\$ 8,8 milhões referentes à amortização da 1ª emissão das debêntures da Dobrevê;
- (v) R\$ 8,7 milhões referentes à amortização da 1ª emissão das debêntures da PCH Holding 2;
- (vi) R\$ 42,0 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures de Campo dos Ventos V; e
- (vii) R\$ 309,4 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

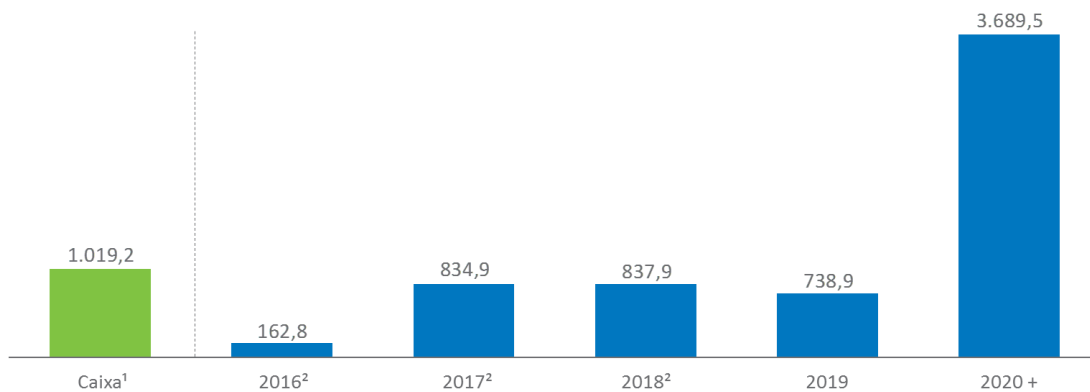
Resultados 3T16

O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 5.244,8 milhões no 3T16, montante 13,4% superior ao mesmo período de 2015, devido, principalmente, às captações realizadas no período.

Dívida por indexador – setembro de 2016



Cronograma de amortização da dívida (R\$ milhões) – setembro de 2016



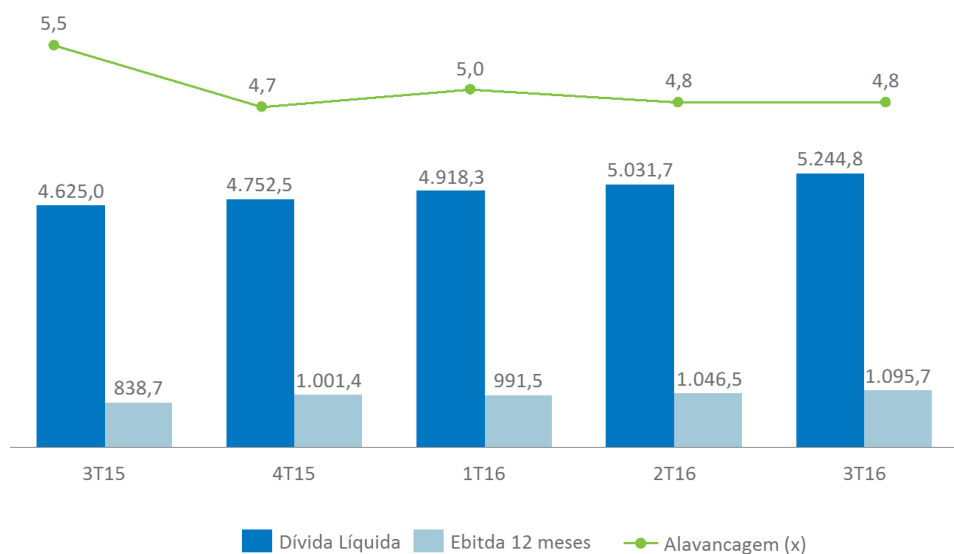
¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 450,4 milhões no 3T16 (R\$345,5 milhões no 3T15).

² Considera encargos financeiros de curto prazo no valor de R\$ 86,1 milhões e de R\$ 25,9 milhões em 2018.

A Companhia, de acordo com a natureza de seu negócio, possui um portfólio de usinas em construção ou que entraram recentemente em operação. Dessa maneira para esses ativos, as dívidas já estão no balanço, sem a contrapartida no Ebitda.

Resultados 3T16

Divida Líquida/Ebitda (R\$ milhões)¹

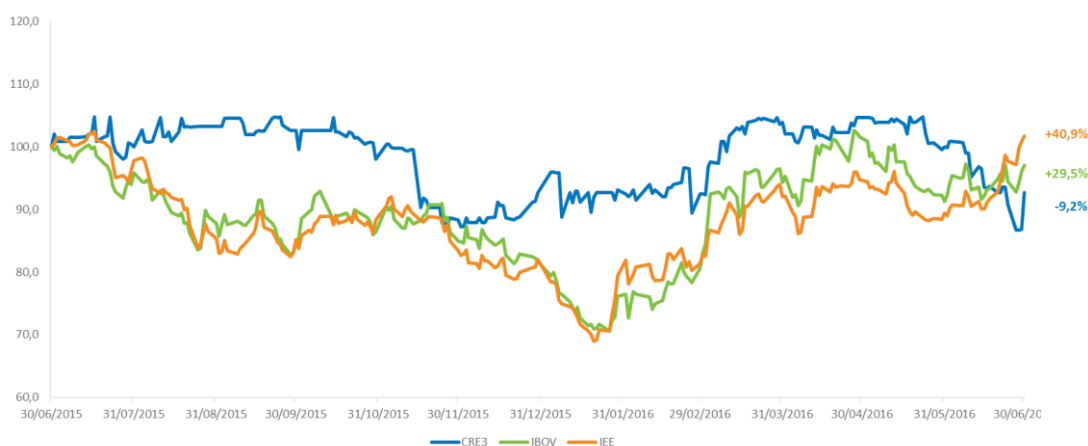


¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 450,4 milhões no 3T16 (R\$ 345,5 milhões no 3T15).

Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 3T16 cotadas a R\$ 11,55, representando uma desvalorização de 9,2% em relação ao fim do 3T15. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV) valorizou 29,5% e o índice de Energia Elétrica (IEE) apresentou valorização de 40,9%.

Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 30/09/2015 até 30/09/2016



Resultados 3T16

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 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.

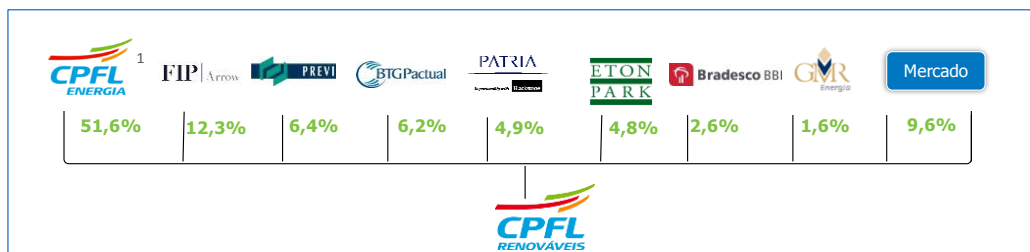
A Diretoria Executiva é formada por quatro diretores estatutários, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir seus negócios sociais de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração.

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

Resultados 3T16

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



¹ Via CPFL Geração

Resultados 3T16



Contatos	Teleconferência	CPRE3
Gustavo Sousa Diretor Presidente Interino e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Teleconferência / webcast	Cotação de fechamento em 09/11/2016: R\$ 11,29
Flávia de Lima Carvalho Superintendente de Relações com Investidores	Data: 10 de novembro de 2016	Valor de Mercado:
Luciana Silvestre Fonseca Especialista de Relações com Investidores	Horário: 9h00 (Horário de Brasília) 6h00 (Eastern time)	Reais: R\$ 5,7 bilhões
Lais Helena Lobão Analista de Relações com Investidores	Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.	Dolar: USD: 1,8 bilhão
E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: 11- 3157-9312	Telefones para conexão: Brasil: (+55)11 3193-1001 EUA: +1 888 700 0802 Mundo: +1 786 924-6977	
Assessoria de Imprensa RP1 Comunicação Empresarial E-mail: marianacesena@rp1.com.br Telefone: 11-5501-4655	Senha: CPFL Renovaveis	

Resultados 3T16

Glossário

A-3 (A menos três) – Refere-se a Leilão de Compra de Energia de empreendimentos novos com início de suprimento 3 anos à frente.

A-5 (A menos cinco) – Refere-se a Leilão de Compra de Energia de empreendimentos novos com início de suprimento 5 anos à frente.

ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Elétrica.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) - Autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

Capacidade instalada – É a capacidade máxima de produção de energia elétrica de uma usina.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) - Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos. Atua sob autorização do Poder Concedente e da regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE, restritos ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Ebitda (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization Expenses) - Resultados financeiros da empresa antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e despesas de amortização.

ENA (Energia Natural Afluente) - Medida em MW médios, é uma forma de apresentar a situação da vazão de um rio em um dado momento. Usualmente é calculada em percentual para mostrar se está acima ou abaixo da média histórica de longo termo (média mensal do histórico de 1931 a 2011).

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) - Empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Órgão responsável pelo planejamento energético nacional, englobando geração, transmissão, distribuição, petróleo e gás.

Garantia Física – Fração de garantia física do SIN alocada a cada usina, que constituirá o limite de contratação para os geradores do sistema. A determinação da garantia física e suas revisões são propostas em conjunto pelo ONS e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com homologação pelo MME.

GSF (Generation Scaling Factor/Fator de Ajuste da Garantia Física) – O percentual de energia que todos os participantes do MRE estão gerando em relação ao total da sua Garantia Física.

IEE (Índice de Energia Elétrica) – Índice setorial da BMF&BOVESPA que tem como objetivo medir o desempenho do setor de energia elétrica.

Resultados 3T16

Leilões de Energia – Processos licitatórios estabelecidos pelo MME e ANEEL para a compra e venda de energia. Podem ser caracterizados como: LEN – Leilões de Energia Nova; LER – Leilão de Energia de Reserva; LFA – Leilões de Fontes Alternativas.

Mercado de curto prazo – Mercado que admite transações em que a entrega da mercadoria ocorre a curto prazo e o pagamento é feito à vista. É comum recorrer a este mercado para a obtenção de energia elétrica com urgência, normalmente devido à escassez do recurso, o que torna os preços elevados.

Mercado Livre - Ambiente de contratação de energia elétrica onde os preços praticados são negociados livremente entre o consumidor e o agente de geração ou de comercialização.

Mercado Regulado - Esse ambiente têm regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes. Apesar de não ser contratada em leilões, a energia gerada pela usina binacional de Itaipu e a energia associada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA são enquadradas no ACR, pois sua contratação é regulada, com condições específicas definidas pela ANEEL.

MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - É direcionado a um pleno aproveitamento do parque produtivo, resultando num processo de transferência de energia entre geradores.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

PPA – Power Purchase Agreement - contrato para compra de energia.

P50 - estimativa que indica que existe 50% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima deste valor. Estimativa média de produção de energia.

P90 - estimativa que indica que existe 90% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima deste valor. Estimativa conservadora de produção de energia.

PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) – Preço de curto prazo, pelo qual são liquidadas as diferenças entre a energia contratada e gerada. A volatilidade do preço está diretamente relacionada à dinâmica das afluições.

PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) - Empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 30.000 KW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 Km.

PROINFA - Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia.

SIN (Sistema Interligado Nacional) – Sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas, composto por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do país. A operação no sistema é baseada na interdependência, integrando recursos hidrelétricos de geração e transmissão de energia para atender o mercado. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões com diferentes variações climáticas e hidrológicas, que tendem a ocasionar excedente ou

Resultados 3T16

escassez de produção. O sistema também prevê a redução de custos operativos e a minimização da produção térmica.

TEO (Tarifa de Energia de Otimização) – Utilizada para valoração das transações do MRE estabelecida pela ANEEL.

Resultados 3T16

Anexos – Mapa de contratos de venda de energia

Ambiente de contratação	Receita	Ajustes de geração	Comentários
Eólica			
Proinfa	Reconhecida conforme geração.	Previsto um ajuste inversamente proporcional nas tarifas de energia em virtude da produção realizada. Registrado na Receita.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente.
ACR	Reconhecida conforme geração.	São determinados limites superiores e inferiores dentro de um quadriênio, para cada contrato. A geração excedente ou deficitária, dentro desses limites, são ressarcidas no final do quadriênio. Fora dos limites, o ressarcimento ocorre no ano subsequente.	O ajuste de caixa do ressarcimento é realizado no ano contratual subsequente, após apuração anual (fora dos limites) e quadrienal (dentro dos limites).
ACL	Reconhecida conforme geração.	Valores gerados diferentes do comercializado, são liquidados a PLD ou contratos bilaterais.	Impacto no caixa mensalmente, conforme geração.
PCH			
Proinfa	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajuste relativos a desvios de geração são reconhecidos na receita, inclusive em casos de GSF e secundária.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente.
ACR	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajuste relativos a desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF e secundária (PLD).	O caixa é realizado após contabilização da CCEE (2 meses).
ACL	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajuste relativos a desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF e secundária (PLD).	O caixa é realizado após contabilização da CCEE (2 meses).
Biomassa			
ACR	Reconhecida conforme geração.	Ajuste relativos a desvios de geração são contabilizados na receita.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente, conforme cada mecanismo de contrato.
ACL	Reconhecida conforme geração ou sazonalização.	Ajuste relativos a desvios de geração são contabilizados no custo (PLD ou bilateral).	O caixa é realizado após contabilização da CCEE (2 meses).

Resultados 3T16



Anexos – Balanço patrimonial consolidado

(R\$ mil)	Set/16	Jun/16	Dez/15	Set/16 vs Jun/16	Set/16 vs Dez/15
Ativo					
Circulante	969.733	942.185	1.296.419	2,9%	-25,2%
Caixa e equivalentes de caixa	515.631	564.328	871.503	-8,6%	-40,8%
Aplicações financeiras ¹	53.147	22.183	23.633	139,6%	124,9%
Contas a receber (Clientes)	279.050	220.640	229.326	26,5%	21,7%
Tributos a Recuperar	71.872	75.310	75.461	-4,6%	-4,8%
Outros	50.033	59.724	96.496	-16,2%	-48,2%
Não Circulante	11.137.828	10.913.957	10.607.683	2,1%	5,0%
Realizável a longo prazo	566.647	541.488	482.204	4,6%	17,5%
Aplicações financeiras vinculadas	450.420	427.299	373.386	5,4%	20,6%
Tributos diferidos	548	2.802	1.422	-80,4%	-61,5%
Créditos com partes relacionadas	8.898	8.349	7.680	6,6%	15,9%
Outros Ativos Não Circulantes	106.781	103.038	99.716	3,6%	7,1%
Imobilizado	7.449.534	7.211.467	6.888.333	3,3%	8,1%
Intangível	3.121.647	3.161.002	3.237.146	-1,2%	-3,6%
Total do Ativo	12.107.561	11.856.142	11.904.102	2,1%	1,7%

¹ Considera títulos e valores mobiliários

Resultados 3T16

(R\$ mil)	Set/16	Jun/16	Dez/15	Set/16 vs Jun/16	Set/16 vs Dez/15
Passivo					
Circulante	1.268.802	1.098.680	1.174.865	15,5%	8,0%
Fornecedores	56.137	56.589	61.494	-0,8%	-8,7%
Obrigações trabalhistas e encargos	61.556	48.198	56.575	27,7%	8,8%
Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	6.104	10.027	5.588	-39,1%	9,2%
Debêntures emitidas	374.070	240.780	485.952	55,4%	-23,0%
Empréstimos e financiamentos	461.858	419.050	368.089	10,2%	25,5%
Outras obrigações	309.077	324.036	197.166	-4,6%	56,8%
Não Circulante	6.668.085	6.637.362	6.425.440	0,5%	3,8%
Fornecedores (LP)	633	633	633	0,0%	0,1%
Empréstimos e financiamentos (LP)	3.848.370	3.669.699	3.517.507	4,9%	9,4%
Debêntures emitidas (LP)	1.579.728	1.715.949	1.649.511	-7,9%	-4,2%
Outros	1.239.354	1.251.081	1.257.791	-0,9%	-1,5%
Patrimônio Líquido	4.170.674	4.120.100	4.303.797	1,2%	-3,1%
Capital social	3.390.870	3.390.444	3.390.444	0,0%	0,0%
Reservas de capital	740.427	740.427	740.427	0,0%	0,0%
Reservas de lucro	1.305	1.305	1.305	0,0%	0,0%
Ajuste de avaliação patrimonial	41.178	42.081	43.887	-2,1%	-6,2%
Lucros/prejuízos acumulados	(120.996)	(169.696)	0	-28,7%	-
Participação de acionistas não controladores	117.890	115.539	127.734	2,0%	-7,7%
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	12.107.561	11.856.142	11.904.102	2,1%	1,7%

Resultados 3T16

Anexos – ativos em operação

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Energia Contratada 2016* (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/16	Tipo de contrato
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,10	192,03	LFA 2010
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,90	192,03	LFA 2010
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,00	192,03	LFA 2010
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	13,70	192,03	LFA 2010
Complexo eólico SIF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,35	447,27	Proinfa
	Icaraizinho	Amontada	CE	54,6	21,45	386,43	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	11,75	380,80	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,01	435,72	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	12,68	233,21	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	11,41	233,21	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	11,85	233,21	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	10,88	233,21	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	11,29	233,21	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	10,43	233,21	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	EURUS VI	Parazinho	RN	8,0	2,66	233,21	LER 2009
	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,70	193,47	LFA 2010
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,50	193,47	LFA 2010
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,10	185,53	LFA 2010
Complexo eólico Bons Ventos	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,80	185,53	LFA 2010
	Bons Ventos	Aracati	CE	50,0	15,90	430,11	Proinfa
	Taiba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16,5	6,56	391,97	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57,0	22,87	390,66	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31,5	9,94	438,72	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Campo dos Ventos II	João Camara	RN	30,0	14,00	192,15	LER 2010
	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	3,31	431,87	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,43	380,80	Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Morro dos Ventos I	João Camara	RN	28,8	12,73	234,83	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Camara	RN	28,8	12,87	234,78	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Camara	RN	28,8	12,23	234,80	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Camara	RN	28,8	11,12	234,84	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	Parazinho	RN	30,0	12,75	234,81	LER 2009
Complexo eólico Eurus	Eurus I	João Câmara	RN	30,0	14,50	189,18	LER 2010
	Eurus III	João Câmara	RN	30,0	15,00	189,17	LER 2010
Complexo Campo dos Ventos	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29,2	15,10	147,37	LEN 2011
	Campo dos Ventos I	João Câmara	RN	25,2	5,20	169,26	ACL
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25,2	5,20	169,26	ACL
	Campo dos Ventos V	Parazinho	RN	25,2	5,20	169,26	ACL
	São Domingos	São Miguel do Gostoso	RN	25,2	5,20	169,26	ACL
Subtotal Eólico				1.130,1	430,67	260,33	

* Para o cálculo de energia contratada de 2016 considerou-se 8.784 horas, devido ano bissexto.

Resultados 3T16

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2016* (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/16	Tipo de contrato
Biomassa							
Alvorada	Araporã	MG	50,0	18,10	17,98	178,21	ACL
Baía Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	11,00	11,00	262,61	LEN 2006
Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	20,96	20,96	224,12	ACL
Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	12,80	12,17	225,12	ACL
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25,0	8,16	8,16	224,12	ACL
Bio Pedra	Serrana	SP	70,0	24,40	24,40	214,72	LER 2010
Coopcana	São Carlos do Ivaí	PR	50,0	18,00	18,04	178,21	ACL
Ester	Cosmópolis	SP	40,0	10,20	13,58	199,01	LFA 2007 / ACL
Subtotal Biomassa			370,0	123,62	126,29	210,31	

* Para o cálculo de energia contratada de 2016 considerou-se 8.784 horas, devido ano bissexto.

Resultados 3T16

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2016* (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/16	Tipo de contrato
PCH							
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,36	12,36	251,44	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,88	5,88	237,91	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,42	0,42	230,68	ACL
Arvoredo	Arvoredo	SC	13,0	7,38	7,00	230,75	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23,0	14,89	14,76	235,65	ACL
Buritis	Buritizal	SP	0,8	0,35	0,35	237,91	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,17	2,17	237,91	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,53	1,53	237,91	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,61	4,61	251,44	Proinfa
Corrente Grande	Açucena	MG	14,0	8,53	8,44	235,65	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,60	1,60	214,24	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	5,69	5,69	237,91	ACL
Eloy Chaves	Espírito Santo do Pinhal	SP	19,0	11,01	11,01	237,91	ACL
Esmeril	Patrocínio Paulista	SP	5,0	2,88	2,88	237,91	ACL
Figueirópolis	Indiavaí	MT	19,4	12,60	12,51	247,32	Proinfa
Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4,8	3,63	3,63	237,91	ACL
Guaporé	Guaporé	RS	0,7	0,40	0,40	230,68	ACL
Jaguari	Pedreira	SP	11,8	4,50	4,50	237,91	ACL
Lençóis	Macatuba	SP	1,7	1,04	1,04	237,91	ACL
Ludesa	Ipuaçú	SC	30,0	21,20	20,84	239,82	Proinfa / ACL
Mata Velha	Unai	MG	24,0	13,10	12,50	182,63	ACL
Monjolinho	São Carlos	SP	0,6	0,11	0,39	237,91	ACL
Ninho da Águia	Delfim Moreira	MG	10,0	6,50	4,16	235,65	ACL
Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23,0	10,40	10,20	165,07	ACL
Paíol	Frei Inocêncio	MG	20,0	10,47	10,93	235,62	ACL
Pinhal	Espírito Santo do Pinhal	SP	6,8	3,70	3,70	237,91	ACL
Pirapó	Roque Gonzales	RS	0,8	0,58	0,58	230,68	ACL
Plano Alto	Xavantina	SC	16,0	9,25	9,25	251,44	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0,8	0,73	0,73	230,68	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20,0	11,10	11,11	213,00	LFA
Salto Grande	Campinas	SP	4,6	2,58	2,58	237,91	ACL
Santa Luzia	São Domingos	SC	28,5	18,42	18,00	239,07	LFA 2007 / ACL
Santana	São Carlos	SP	4,3	2,61	2,61	237,91	ACL
São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11,0	7,22	6,44	235,65	ACL
São Joaquim	Guará	SP	8,1	5,07	5,07	237,91	ACL
Socorro	Socorro	SP	1,0	0,31	0,31	237,91	ACL
Três Saltos	Torrinha	SP	0,6	0,43	0,43	237,91	ACL
Varginha	Chalé	MG	9,0	5,39	4,00	230,75	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7,5	4,88	4,79	235,65	ACL
Subtotal PCH			423,1	235,5	229,39	231,60	
Solar							
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,19	0,19	215,42	ACL
Subtotal Solar			1,1	0,19	0,19	215,42	
TOTAL			1.924,3	846,4		245,02	

* Para o cálculo de energia contratada de 2016 considerou-se 8.784 horas, devido ano bissexto.

Resultados 3T16

Anexos – ativos em construção

	Projetos	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/16	Tipo de contrato
Complexo Campo dos Ventos*	Ventos de São Martinho	RN	14,7		64,6	169,26	ACL
	Ventos de São Benedito	RN	29,4			169,26	ACL
Complexo São Benedito*	Ventos de Santo Dimas	RN	29,4		60,60	169,26	ACL
	Ventos de Santa Mônica	RN	29,4			169,26	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	RN	27,3			169,26	ACL
Complexo Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	CE	25,2	13,60	13,60	146,85	18º LEN 2014 (A-5)
	Pedra Cheirosa II	CE	23,1	12,50	12,50	147,78	18º LEN 2014 (A-5)
Subtotal EOL			178,5	26,10	151,30	147,30	
PCH							
	Boa Vista II	MG	26,5	14,80	14,00	228,67	21º LEN 2015 (A-5)
Subtotal PCH			26,5	14,80	14,00	228,67	
TOTAL			205,0	40,90	165,30	176,74	

* Energia contratada para 2017 para os complexos Campo dos Ventos e São Benedito.