

Release de Resultados

2T17



Resultados 2T17

Sumário

Mensagem do Presidente	3
Destaques do trimestre	4
Indicadores Econômicos e Operacionais	6
Portfólio em operação	6
Portfólio contratado: projetos em implantação.....	7
Status de obra.....	8
Condições de geração.....	9
Fonte eólica	9
Fonte hídrica.....	9
Fonte solar	15
Produção de energia.....	17
Desempenho econômico e financeiro	20
Receita líquida	21
Custo de geração de energia	22
Custo de compra de energia.....	23
Despesas gerais e administrativas	24
Ebitda.....	24
Resultado Financeiro	25
Imposto de renda e contribuição social	26
Resultado líquido	27
Investimentos	27
Principais variações do ativo	28
Principais variações do passivo.....	28
Mercado de capitais.....	31
Governança Corporativa	32
Estrutura societária	33
Glossário.....	35
Anexos – ativos em operação	38
Anexos – ativos em construção	40

Resultados 2T17

Mensagem do Presidente

“Continuamos com o foco na entrega antecipada de projetos, de forma a permitir a captura de valor por meio da venda de energia no mercado livre, antes do início do contrato. Em junho de 2017, com quase um ano de antecedência, tivemos o início da operação comercial do complexo eólico Pedra Cheirosa, localizado no Ceará, 48,3 MW de capacidade. O projeto foi comercializado no leilão A-5 de 2013 com início de contrato previsto para maio de 2018.

Temos ainda em andamento as obras da PCH Boa Vista 2, em Minas Gerais, projeto que irá adicionar 29,9 MW de capacidade ao nosso portfólio.

Com relação aos indicadores operacionais e financeiros, a Companhia aumentou a receita líquida em 14% no trimestre e o Ebitda atingiu R\$ 223 milhões no período, 6% superior em relação ao mesmo período do ano anterior. Ao longo dos últimos anos mantemos uma situação de liquidez sólida e um perfil de endividamento adequado ao nosso negócio.

Como evento subsequente, vale destacar ainda a liquidação financeira da 7ª emissão de debentures no valor de R\$ 250 milhões e o desembolso de R\$ 2,6 milhões pelo BNDES referente ao subcrédito social aportado no Programa Raízes, iniciativa que reforça nosso compromisso socioambiental com as localidades onde atuamos.”

Gustavo Sousa
Diretor Presidente

Resultados 2T17

São Paulo, 09 de agosto de 2017 – A CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis” ou “Companhia”) anuncia hoje os resultados referentes ao segundo trimestre de 2017 (2T17) e acumulado do ano até 30/06/2017 (1S17). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação societária aplicável.

Destaques do trimestre

- i. Geração de energia de 1.487,8 GWh (-3,0% versus 2T16);
- ii. Receita líquida de R\$ 412,1 milhões (+14,4% versus 2T16);
- iii. Ebitda de R\$ 223,0 milhões (+5,7% versus 2T16);
- iv. Investimentos de R\$ 109,7 milhões principalmente para os projetos em construção;
- v. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,3 bilhão¹;
- vi. Entrada em operação comercial do complexo eólico Pedra Cheirosa, com 48,3 MW de capacidade e 26,1 MW médios de garantia física, em junho de 2017, com quase um ano de antecedência. Com a antecipação da obra, a energia gerada será comercializada no mercado livre até dezembro de 2017 e conforme as regras estabelecidas no leilão, as condições do contrato passam a ser válidas a partir de janeiro de 2018; e
- vii. Dando sequência aos fatos relevantes divulgados nos dias 02, 22, 23 e 28 de setembro de 2016, 23 de novembro de 2016 e 13 de dezembro de 2016, 23 de janeiro e 13 de junho de 2017, a Companhia divulgou fato relevante ao mercado informando que a State Grid decidiu prosseguir apenas com as OPAs por Alienação de Controle na CPFL Renováveis e da controladora indireta CPFL Energia.

Eventos subsequentes

- i. No dia 07 de julho de 2017 ocorreu o leilão de desconstrução de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Os empreendimentos da CPFL Renováveis que participaram do MCSD foram os complexos eólicos Macacos e Atlântica e o parque eólico Morro dos Ventos II. Foi desconstruído o montante de 91,2 MWm pelo período de 6 meses (julho à dezembro de 2017) e gerará receita adicional para a Companhia, uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre é superior ao preço do contrato no mercado regulado para esses empreendimentos; e

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

Resultados 2T17

- ii. No dia 17 de julho de 2017 foi realizada a liquidação financeira da 7ª emissão de debêntures da Companhia, no valor de R\$ 250 milhões.

Resultados 2T17

Indicadores Econômicos e Operacionais

(R\$ mil)	2T17	2T16	2T17 vs 2T16	1S17	1S16	1S17 vs 1S16
Demonstrativos de Resultados						
Receita Líquida	412.074	360.174	14,4%	783.007	638.920	22,6%
Ebitda ⁽¹⁾	222.999	211.014	5,7%	459.468	378.731	21,3%
Margem Ebitda	54,1%	58,6%	-4,5 p.p	58,7%	59,3%	-0,6 p.p
Resultado líquido	-71.780	-61.685	16,4%	-126.445	-167.582	-24,5%
Investimentos	109.711	264.760	-58,6%	394.504	483.701	-18,4%
Indicadores Operacionais						
Capacidade em operação (MW)	2.103	1.848	13,7%	2.103	1.848	13,7%
# usinas/ parques em operação	93	83	12,0%	93	83	12,0%
Energia gerada (GWh) ⁽²⁾	1.488	1.534	-3,0%	2.783	2.693	3,3%
Número de funcionários	454	410	10,7%	454	410	10,7%

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 2T17, contava com 93 ativos localizados em 57 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio a Companhia conta com uma plataforma robusta e altamente escalável.

No 2T17, a capacidade da Companhia totalizava 2.102,6 MW, crescimento de 13,7% em relação ao 2T16. Esse aumento se deve à entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (+205,8 MW), que tiveram entrada em operação gradual de maio a dezembro de 2016 e do complexo eólico Pedra Cheirosa (+48,3 MW), com entrada em operação em junho de 2017.

No encerramento do 2T17, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de ativos	% do portfólio
Eólica	1.308,5	45	62,2%
PCH	423,0	39	20,1%
Biomassa	370,0	8	17,6%
Solar	1,1	1	0,1%
Total em operação	2.102,6	93	100,0%

Resultados 2T17

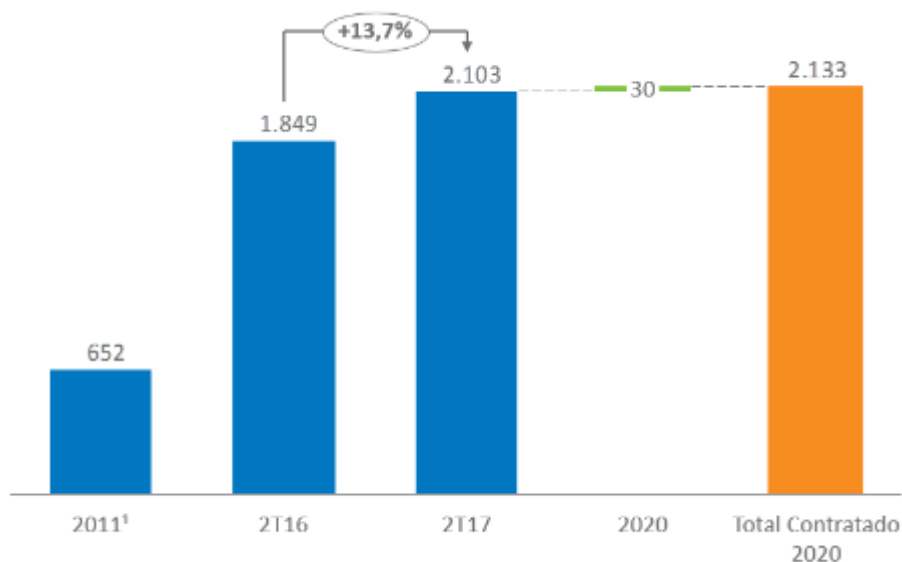
Portfólio contratado: projetos em implantação

Hoje, a Companhia possui 1 PCH em implantação, que adicionará 29,9 MW de capacidade nos próximos anos:

Projeto	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
PCH Boa Vista 2	PCH	MG	Varginha	29,9 ¹	2020
Total em implantação				29,9	

¹ O aumento na capacidade instalada na PCH Boa Vista 2, de 26,5 MW para 29,9 MW, deve-se à otimização do projeto.

Evolução do portfólio contratado até 2020 (MW)



¹ Agosto de 2011 - Criação da CPFL Renováveis

Resultados 2T17

Status de obra

PCH Boa Vista 2



- ✓ 29,9 MW de capacidade
- ✓ Licença de instalação emitida em julho de 2016
- ✓ Obras iniciadas em fevereiro de 2017
- ✓ Status: Concluída as escavações das estruturas da PCH e iniciadas as atividades de concretagem. Equipamentos eletromecânicos em andamento
- ✓ 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 2,6 GW.

Resultados 2T17

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 11,6 GW em julho de 2017, distribuída em 465 parques. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 28,5 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2026².

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. 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 3,3% de PCHs (5,5 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.047 empreendimentos³). Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,2 GW de capacidade de PCHs até o final de 2026⁴.

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,

² Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 - consulta pública (MME) e Abeeólica.

³ Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) - Julho/2017

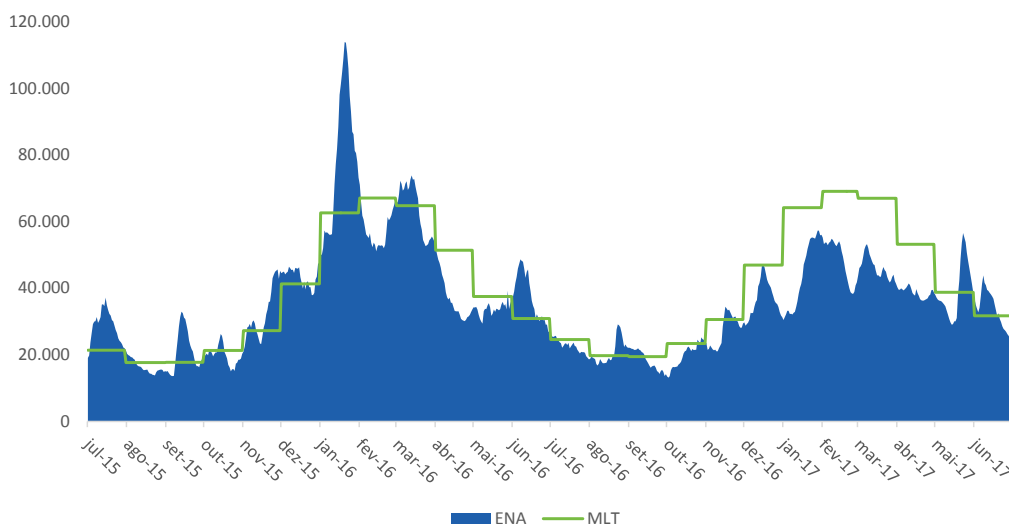
⁴ Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 - consulta pública (MME).

Resultados 2T17

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 junho de 2017 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

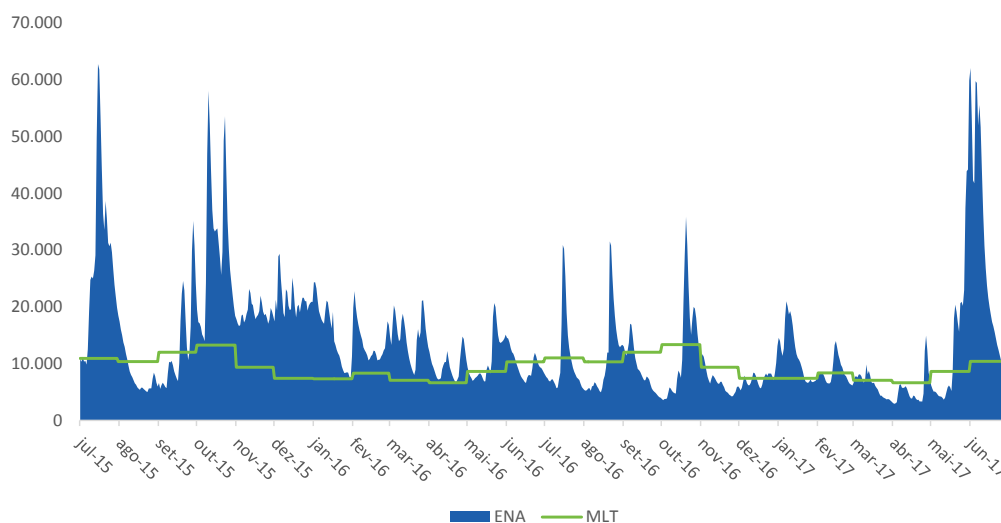
Energia Natural Afluente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste (MW médios – últimos 24 meses – Junho/2017)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 2T17 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios⁵ em 42,2%, 13,8 p.p. abaixo do nível do final do 2T16 (56,0%). A redução do nível dos reservatórios da região Sudeste/Centro-Oeste é explicada basicamente pela hidrologia menos favorável no 2T17.

Energia Natural Afluente – ENA – Sul (MW médios – últimos 24 meses – Junho/2017)



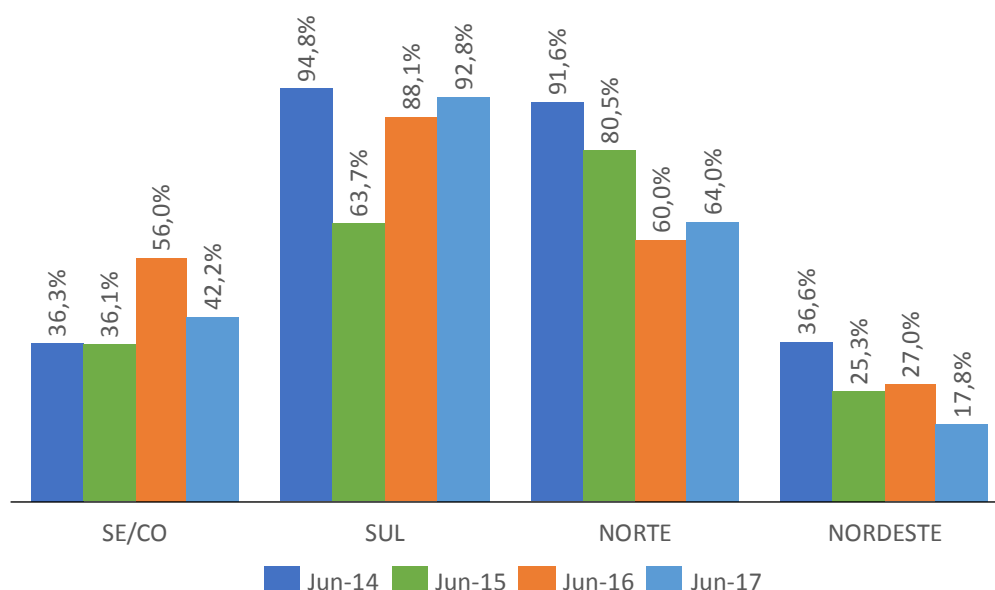
⁵ Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação (Junho/2017)

Resultados 2T17

Na região Sul, os reservatórios encerraram o 2T17 com 92,8% de sua capacidade de armazenamento, apresentando aumento de 4,7 p.p. em relação ao final do 2T16 (88,1%). O aumento do nível dos reservatórios da região Sul é explicada basicamente pela hidrologia mais favorável em junho de 2017.

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 as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste no 2T17 apresentaram redução no nível de seus reservatórios em relação ao 2T16.

Armazenamento dos reservatórios em Junho - 2014 a 2017



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 2016, a TEO foi de R\$ 12,32/MWh e para o ano de 2017 é de R\$ 11,58/MWh. Esses valores são reajustados pela ANEEL.

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"). Bem como, se a geração for superior ao somatório das garantias físicas das usinas do MRE, esse excedente é valorado também ao PLD. Este efeito é definido como Energia Secundária.

Em 2016, o PLD mínimo definido pela ANEEL foi de R\$ 30,25/MWh e o PLD máximo de R\$ 422,56/MWh. Já para 2017, o PLD mínimo é de R\$ 33,68/MWh e o PLD máximo de R\$ 533,82/MWh.

Resultados 2T17

No 2T17, as quatro PCHs – Socorro, Três Saltos, Dourados e Guaporé – que estavam fora do MRE por não atenderem os requisitos de geração conforme Resolução ANEEL 409/2010 retornaram ao Mecanismo. Isso deve-se à Lei nº 13.360/2016 que estabeleceu que “os empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga”. Em 26 de abril, a ANEEL emitiu o Ofício nº 079/2017, no qual a Agência não se opunha ao retorno ao MRE das usinas excluídas antes da lei 13.360/2016 (PCHs Socorro, Três Saltos, Dourados e Guaporé). A solicitação de retorno com garantia física integral foi feita à CCEE e a partir da contabilização de maio de 2017 essas quatro usinas foram remodeladas no MRE.

Adicionalmente, as PCHs Paiol e Pirapó, que juntas somam 11,0 MW médios, permanecem no MRE por meio de liminar obtida pela ABRAGEL (Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa) que afasta a exclusão de tais usinas do MRE. Por se tratar de um processo judicial, o retorno permanente das referidas PCHs está sob análise na ANEEL.

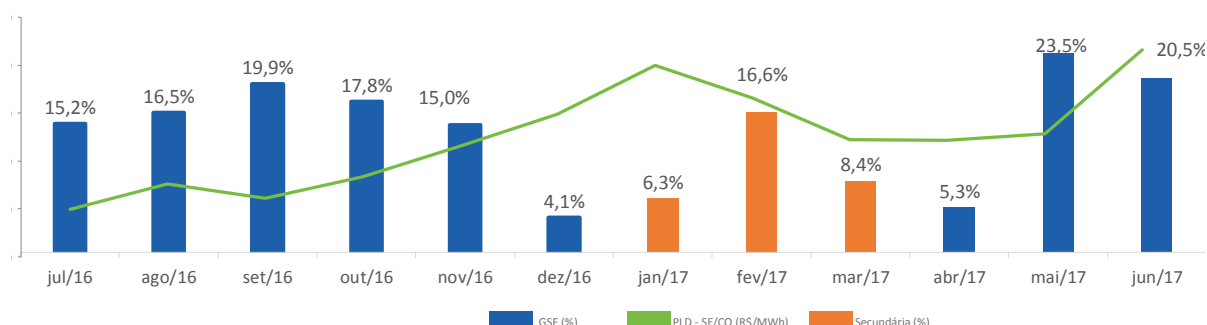
Liminar sobre a revisão da garantia física: A hidrologia adversa dos últimos anos tem impactado diretamente a geração das usinas hidrelétricas. O resultado dessa anormalidade sistêmica é que a geração de muitas usinas hidrelétricas tem sido abaixo da garantia física. O Ministério de Minas e Energia (“MME”) é responsável pela metodologia da revisão da garantia física onde é considerada o histórico de geração das PCHs desde 2001. Considerando esse cenário, as garantias físicas de algumas PCHs da CPFL Renováveis deveriam ser revisadas para baixo. Todavia, a CPFL Renováveis, por meio da ABRAGEL, obteve decisão liminar que suspende os efeitos da Portaria nº 463/2009, referente 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 MME publicou no dia 28 de dezembro de 2016 a Portaria nº 714/2016, que prorroga até 31 de dezembro de 2017, os valores vigentes de garantias físicas de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente. No dia 04 de maio de 2017, o MME publicou a Portaria nº 178/2017 que define os valores revisados das garantias físicas das usinas hidrelétricas (UHEs). As PCHs continuam aguardando a definição da metodologia de revisão de garantia física.

Os gráficos abaixo mostram o histórico de GSF/Energia Secundária e do PLD médio do Sudeste/Centro-oeste dos últimos 12 meses.

Resultados 2T17

Histórico do GSF¹ e Energia Secundária (%) versus PLD da região SE/CO (R\$/MWh)



Fonte: CCEE.

¹ Os valores de GSF (%) apresentados no gráfico são negativos, mas invertidos para melhor visualização da informação. Os meses de maio e junho de 2017 contemplam 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).

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 dispunha 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 Ludesha. Em 30 de junho de 2017, 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:

Resultados 2T17

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).

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 14,6 GW⁶ instalados no país. O PDE 2026⁷ projeta crescimento dessa fonte, que deverá atingir capacidade instalada de 16,9 GW em dezembro de 2026.

⁶ BIG (ANEEL) – Julho de 2017

⁷ Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 – consulta pública (MME)

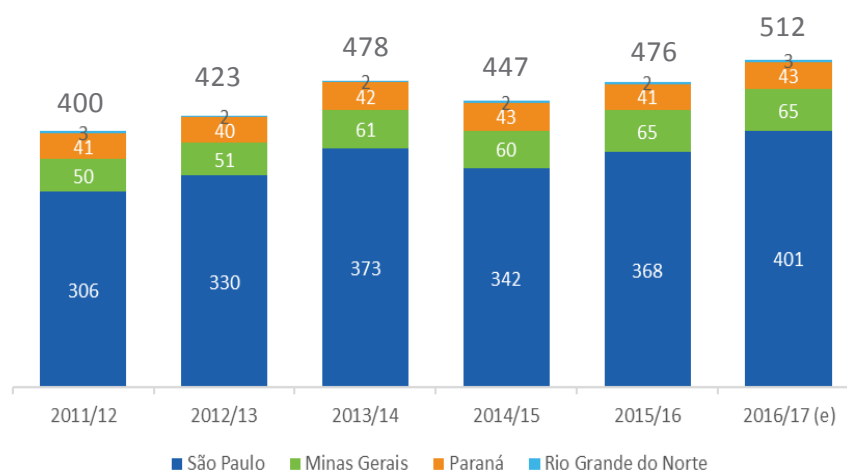
Resultados 2T17

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.

Revisão da garantia física: Conforme a Portaria MME nº 564/2014, as usinas de biomassa da CPFL Renováveis, que juntas somam 370 MW de potência, tiveram as suas garantias físicas revisadas a partir de janeiro de 2017. A metodologia de cálculo para revisão considera a geração média 12 meses (maio a abril). Se a geração média estiver abaixo de 90% ou acima de 105% da garantia física atual da usina, a mesma passará ser a garantia física da usina em janeiro do ano seguinte.

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: Dezembro 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 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.

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

Resultados 2T17

Atualmente, a fonte solar ainda é pouco representativa no País: 148,2 MW⁹ instalados. Entretanto, o PDE 2026¹⁰ projeta crescimento significativo para essa fonte, que chegará a uma capacidade instalada de 9,7 GW em dezembro de 2026.

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).

⁹ BIG (ANEEL) – Julho de 2017

¹⁰ Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 – consulta pública (MME)

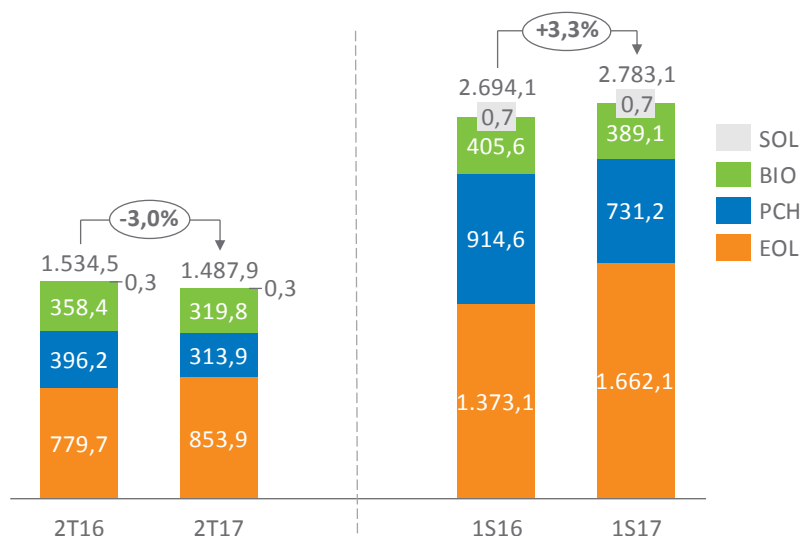
Resultados 2T17

Produção de energia

No 2T17, a CPFL Renováveis gerou 1.487,9 GWh de energia, redução de 3,0% em relação ao 2T16 (-46,7 GWh). Já no 1S17, a CPFL Renováveis gerou 2.783,1 GWh de energia, aumento de 3,3% em relação ao 1S16 (+89,0 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 2T17, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 9,5% (+74,2 GWh) quando comparada à geração do 2T16. No 1S17, houve um aumento de 21,0% (+289,0 GWh) quando comparado a do 1S16. Essas variações devem-se principalmente à entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, (entrada gradual de maio a dezembro de 2016) e à maior incidência de ventos no Rio Grande do Sul nos últimos 12 meses. A geração dos parques do Ceará apresentou queda expressiva. A operação e manutenção desses parques é executado pela Suzlon, empresa indiana que entrou com pedido auto falência e que decidiu não continuar com as operações no Brasil. A CPFL Renováveis está trabalhando para normalizar a operação.

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 91,7%, 91,9% e 94,3%, respectivamente. Nos últimos 36 meses, a taxa de eficiência foi impactada pelo cenário de velocidade dos ventos abaixo do esperado no Estado do Rio Grande do Norte, principalmente em função do fenômeno El Niño registrado no final de 2015 e início de 2016, impactando a geração nos

Resultados 2T17

complexos eólicos. Adicionalmente, tivemos a instabilidade da performance inicial da entrada em operação de novos parques do Rio Grande do Sul e do Rio Grande do Norte, aliados a reparos necessários nos parques, efeitos que vem sendo corrigido ao longo dos meses e problemas de disponibilidade nos parques do Ceará, que são operados pela Suzlon.

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:

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado ^{8 9}	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência ¹⁰
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	35,0%	32,3%	92,1%
Complexo Eólico BVP Geradora ⁽²⁾	CE	38,5%	35,0%	90,8%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	42,4%	93,8%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾	RN	40,2%	36,2%	89,9%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾	RN	43,3%	39,2%	90,5%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾	RS	43,2%	39,6%	91,8%
Complexo Eólico Macacos I ⁽⁶⁾	RN	49,1%	47,2%	96,1%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	41,7%	89,3%
Complexo Eólico Eurús ⁽⁷⁾	RN	44,4%	42,7%	96,1%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	49,0%	91,0%
Total		41,3%	37,9%	91,7%

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

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado ^{8 9}	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência ¹⁰
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	35,0%	34,5%	98,5%
Complexo Eólico – BVP Geradora ⁽²⁾	CE	38,5%	37,4%	97,2%
Complexo Rosa dos Ventos	CE	45,2%	44,3%	97,8%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾	RN	40,2%	34,6%	86,1%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾	RN	43,3%	38,3%	88,3%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾	RS	43,2%	38,2%	88,5%
Complexo Eólico Macacos I ⁽⁶⁾	RN	49,1%	45,3%	92,1%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	40,4%	86,4%
Complexo Eólico Eurús ⁽⁷⁾	RN	44,4%	41,9%	94,2%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	45,1%	83,6%
Total		41,3%	37,8%	91,9%

Resultados 2T17

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado ^{8,9}	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência ¹⁰
Complexo Eólico SIIF ⁽¹⁾	CE	35,0%	36,0%	102,8%
Complexo Eólico - BVP Geradora ⁽²⁾	CE	38,5%	38,9%	101,1%
Complexo Rosa dos Ventos	CE	45,2%	45,9%	101,4%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾	RN	40,2%	34,9%	86,8%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾	RN	43,3%	39,3%	90,6%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾	RS	43,2%	37,2%	86,1%
Total		39,6%	37,2%	94,3%

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

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

³ 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 Eurús VI.

⁴ Complexo Morro dos Ventos é formado pelos parques eólicos Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX.

⁵ Complexo Atlântica é formado pelos parques eólicos Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.

⁶ Complexo Macacos I é formado pelos parques eólicos Macacos, Juremas, Pedra Preta e Costa Branca.

⁷ Complexo Eurús é formado pelos parques eólicos Eurús I e Eurús II.

⁸ O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50 estimada em 2,5%.

⁹ Atualização das certificações das eólicas devido aperfeiçoamento de análises em função de mais dados disponíveis.

¹⁰ A taxa de eficiência (razão entre fator de capacidade real e fator de capacidade certificado) corresponde ao fator de geração que é calculado pela divisão entre geração realizada e geração certificada (P50).

HÍDRICA (PCH)

A geração de energia das PCHs apresentou queda de 20,8% no 2T17 e 20,1% no 1S17, respectivamente. Esse decréscimo é explicado pelo menor volume gerado nas PCHs localizadas nas regiões Sul e Sudeste devido à menor afluência no período, principalmente nos meses de abril e maio.

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. Exceto no 1T17, onde houve energia secundária uma vez que as garantias físicas sazonalizadas das usinas pertencentes do MRE estão mais concentradas nos demais meses do ano. 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 2T17, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou redução de 10,8% (-38,6 GWh) em relação a do 2T16. Tal variação se deve principalmente à menor geração das usinas de Coopcana, Alvorada e Baldin por conta do maior volume de chuvas nas regiões dos empreendimentos, o que acarretou menos bagaço disponível. Esse cenário também impactou a geração das usinas de biomassa no 1S17, que apresentou redução de 4,1% (-16,5 GWh) em relação a do 1S16. Tal variação foi parcialmente compensada pela maior geração nas usinas Bio Pedra, Buriti e Ipê devido à utilização do bagaço remanescente do ano anterior.

Resultados 2T17

Desempenho econômico e financeiro

Demonstração de resultado

	2T17	2T16	2T17 vs 2T16	1S17	1S16	1S17 vs 1S16
Receita Líquida	412.074	360.174	14,4%	783.007	638.920	22,6%
Custo de geração de energia elétrica	(139.365)	(122.886)	13,4%	(239.145)	(201.489)	18,7%
Depreciação e amortização	(113.442)	(95.828)	18,4%	(224.597)	(190.254)	18,1%
Lucro Bruto	159.267	141.460	12,6%	319.265	247.177	29,2%
Despesas gerais e administrativas	(49.710)	(26.275)	89,2%	(84.394)	(58.700)	43,8%
Amortização do direito de exploração	(38.625)	(37.933)	1,8%	(77.250)	(75.734)	2,0%
Depreciação & amortização	(795)	(1.201)	-33,8%	(1.848)	(2.272)	-18,7%
Lucro operacional	70.137	76.052	-7,8%	155.773	110.471	41,0%
Resultado Financeiro	(128.031)	(128.087)	0,0%	(256.185)	(261.182)	-1,9%
IR e CS	(13.886)	(9.650)	43,9%	(26.033)	(16.871)	54,3%
Resultado líquido	(71.780)	(61.685)	16,4%	(126.445)	(167.582)	-24,5%
Ebitda	222.999	211.014	5,7%	459.468	378.731	21,3%
Margem Ebitda	54,1%	58,6%	-4,5 p.p	58,7%	59,3%	-0,6 p.p

As variações do resultado entre os trimestres e o acumulado do ano foram influenciadas principalmente pelo aumento na receita líquida resultante de novas capacidades eólicas e pela estratégia de sazonalização da garantia física do portfólio. Adicionalmente, o resultado também foi impactado (i) pela necessidade de compra de energia para atendimento de recomposição de lastro e média móvel e também para cobrir exposição no mercado de curto prazo, ocasionando maior receita, (ii) pelo aumento dos custos e despesas devido basicamente ao crescimento do portfólio, e (iii) pela baixa de ativo intangível de projetos de PCHs no 2T17.

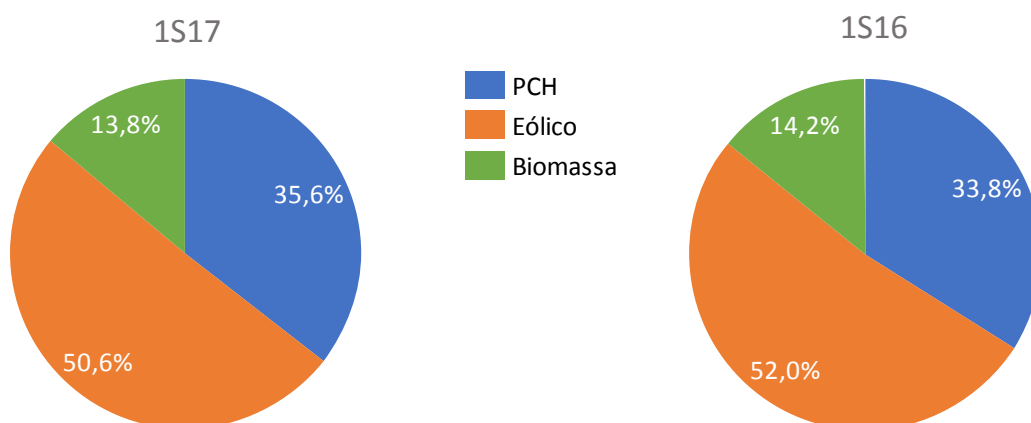
Já o resultado financeiro se manteve estável entre os períodos. Com isso, o resultado líquido foi basicamente impactado pelos itens mencionados acima.

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 2T17

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte¹



¹ A participação da fonte solar foi de 0,02% no 1S17 e de 0,03% no 1S16.

A receita líquida total atingiu R\$ 412,1 milhões no 2T17, 14,4% superior à receita do 2T16 (+R\$ 51,9 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 14,6 milhões na receita das eólicas devido principalmente à entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa, parcialmente compensado pelo menor volume de energia gerado principalmente nos parques do Ceará.
- (ii) Maior receita nas PCHs decorrente da diferente estratégia de sazonalização da garantia física (+R\$ 15,0 milhões). Adicionalmente, ocorreu maior receita na holding (+R\$ 13,4 milhões) devido basicamente à liquidação da compra de energia para recomposição de lastro e média móvel de ativos, com contrapartida no custo com compra de energia.
- (iii) Maior receita nas biomassas decorrente de: a) estratégia de sazonalização da garantia física das biomassas (+R\$ 4,9 milhões) e b) necessidade de compra de energia para recomposição de lastro (+R\$ 3,8 milhões). Tais itens foram parcialmente compensados pela menor geração (-R\$ 1,9 milhão).

No 1S17, a receita líquida atingiu R\$ 783,0 milhões, aumento de 22,6% em comparação com a do 1S16 (+R\$ 144,1 milhões). Essa variação pode ser explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 56,9 milhões na receita das eólicas devido principalmente à entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa, parcialmente compensado pelo menor volume de energia gerado principalmente nos parques do Ceará.
- (iv) Maior receita nas PCHs decorrente da diferente estratégia de sazonalização da garantia física (+R\$ 43,7 milhões). Adicionalmente, ocorreu maior receita na holding (+R\$ 19,1 milhões) devido basicamente à liquidação da compra de energia para recomposição de lastro e média móvel de ativos, com contrapartida no custo com compra de energia.

Resultados 2T17

- (ii) Maior receita nas biomassas decorrente de: a) estratégia de sazonalização da garantia física das biomassas (+R\$ 12,0 milhões) e b) necessidade de compra de energia para recomposição de lastro (+R\$ 8,3 milhões). Tais itens foram parcialmente compensados pela menor geração (-R\$ 3,0 milhões).

Receita líquida	2T17	2T16	2T17 vs 2T16	1S17	1S16	1S17 vs 1S16
PCH ¹	138.594	108.384	27,9%	278.919	215.885	29,2%
EOL	201.287	186.620	7,9%	395.961	332.122	19,2%
Biomassa	72.128	65.103	10,8%	107.974	90.748	19,0%
Solar	65	68	-4,4%	153	165	-7,3%
Total	412.074	360.174	14,4%	783.007	638.920	22,6%

¹ Considera as operações na Holding.

Cabe ressaltar que o reconhecimento das receitas das PCHs (com exceção dos contratos do PROINFA) é feito com base na curva de sazonalização de garantia física 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)	2T17	2T16	2T17 vs 2T16	1S17	1S16	1S17 vs 1S16
Custo de compra de energia	(62.656)	(56.354)	11,2%	(90.780)	(70.191)	29,3%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(590)	(675)	-12,6%	(1.180)	(1.183)	-0,3%
Encargos de uso de sistema	(24.693)	(21.456)	15,1%	(49.840)	(40.819)	22,1%
PMSO ⁽¹⁾	(51.426)	(44.401)	15,8%	(97.345)	(89.296)	9,0%
Custo de geração de energia elétrica	(139.365)	(122.886)	13,4%	(239.145)	(201.489)	18,7%
Depreciação e amortização	(113.442)	(95.828)	18,4%	(224.597)	(190.254)	18,1%
Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização	(252.807)	(218.714)	15,6%	(463.742)	(391.743)	18,4%

¹ Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

No 2T17, os custos de geração de energia, incluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 252,8 milhões, representando um aumento de 15,6% na comparação com o 2T16 (+R\$ 34,1 milhões). No 1S17, os custos de geração de energia, incluindo depreciação e amortização, da Companhia totalizaram R\$ 463,7 milhões, o que representa um aumento de 18,4% na comparação com os do 1S16 (+R\$ 72,0 milhões).

Resultados 2T17

Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R\$ 62,7 milhões no 2T17, montante 11,2% superior ao registrado no 2T16 (+R\$ 6,3 milhões). No 1S17, o custo de compra de energia totalizou R\$ 90,8 milhões, montante 29,3% superior ao registrado no 1S16 (+R\$ 20,6 milhões). Esta variação se deve, aos seguintes fatores:

- (i) Compra de energia para atender exposição no mercado de curto prazo, hedge e recomposição de lastro no 1S17;
- (ii) Maior GSF no 1S17; e
- (iii) Reconhecimento de indenização contratuais e apurações anual e quadrienal dos contratos de venda de energia (R\$ 38,0 milhões) que ocorreram no 1S16 e não se repetiram no 1S17.

PMSO

O custo com pessoal, material, serviços de terceiros e outros (PMSO) atingiu R\$ 51,4 milhões no 2T17, aumento de 15,8% (+R\$ 7,0 milhões) em relação ao custo do 2T16. No 1S17, o custo com PMSO totalizou R\$ 97,3 milhões, aumento de 9,0% em relação ao custo do 1S16 (+R\$ 8,0 milhões). Tais variações são explicadas principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Crescimento do portfólio em operação; e
- (ii) Reajuste de contratos com fornecedores de O&M de parques eólicos.

Encargos de uso de sistema

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 24,7 milhões no 2T17, montante 15,1% superior ao do 2T16 (+R\$ 3,2 milhões). No 1S17, o custo com encargos de uso de sistema foi de R\$ 49,8 milhões, montante 22,1% superior ao do mesmo período do ano anterior. Essas 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 de ativos nos últimos 12 meses; e
- (ii) Impacto do reajuste anual dos encargos de conexão e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

Resultados 2T17

Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização teve um aumento de 18,4% no 2T17 e 18,1% no 1S17, devido basicamente à entrada em operação dos ativos ao longo dos últimos 12 meses.

Despesas gerais e administrativas

(R\$ mil)	2T17	2T16	2T17 vs 2T16	1S17	1S16	1S17 vs 1S16
Despesas com pessoal	(15.792)	(14.851)	6,3%	(32.658)	(29.744)	9,8%
Serviços de terceiros ¹	(15.001)	(9.013)	66,4%	(29.548)	(17.947)	64,6%
Outros	(18.917)	(2.411)	684,9%	(22.188)	(11.009)	101,5%
Despesas gerais e administrativas	(49.710)	(26.275)	89,2%	(84.394)	(58.700)	43,8%
Depreciação & Amortização	(795)	(1.201)	-33,8%	(1.848)	(2.272)	-18,7%
Amortização do direito de exploração	(38.625)	(37.933)	1,8%	(77.250)	(75.734)	2,0%
Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização	(89.130)	(65.408)	36,3%	(163.492)	(136.706)	19,6%

¹ Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais

As despesas gerais e administrativas, excluindo depreciações e amortizações, somaram R\$ 49,7 milhões no 2T17, aumento de 89,2% (+R\$ 23,4 milhões) em relação às do 2T16. No 1S17, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciações e amortizações, totalizaram R\$ 84,4 milhões, aumento de 43,8% em relação às do acumulado de 2016 (+R\$ 25,7 milhões). Essas variações se devem basicamente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento nas despesas com pessoal devido principalmente ao maior número de colaboradores (454 no 1S17 versus 410 no 1S16) e também pelo acordo sindical;
- (ii) Aumento nas despesas com consultoria e honorários advocatícios relacionados aos projetos corporativos; e
- (iii) Baixa de ativo intangível de projetos de PCHs pela incerteza de seu desenvolvimento no valor de R\$ 16,2 milhões (provisão não recorrente e sem efeito caixa).

Excluindo o efeito não recorrente da provisão acima mencionada, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciações e amortizações, teriam tido um aumento de 27,4% no trimestre e 16,1% no acumulado do ano.

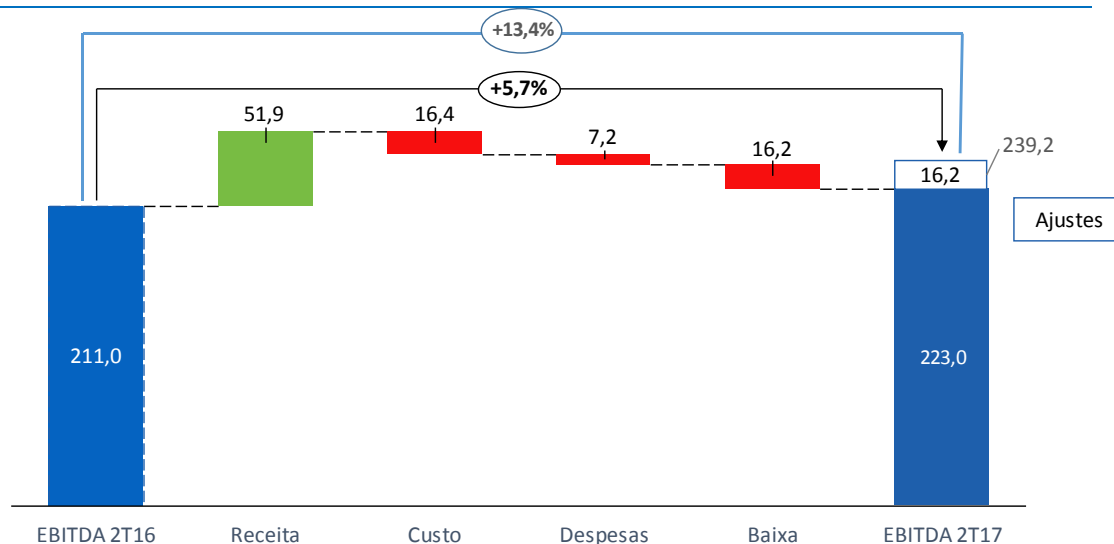
Ebitda

No 2T17, o Ebitda totalizou R\$ 223,0 milhões, 5,7% superior ao do 2T16 (+R\$ 12,0 milhões). A margem Ebitda atingiu 54,1% no 2T17, 4,5 p.p. inferior à do 2T16. No 1S17, o Ebitda totalizou R\$ 459,5 milhões, 21,3% superior ao do 1S16 (+R\$ 80,7 milhões). A margem Ebitda atingiu 58,7%

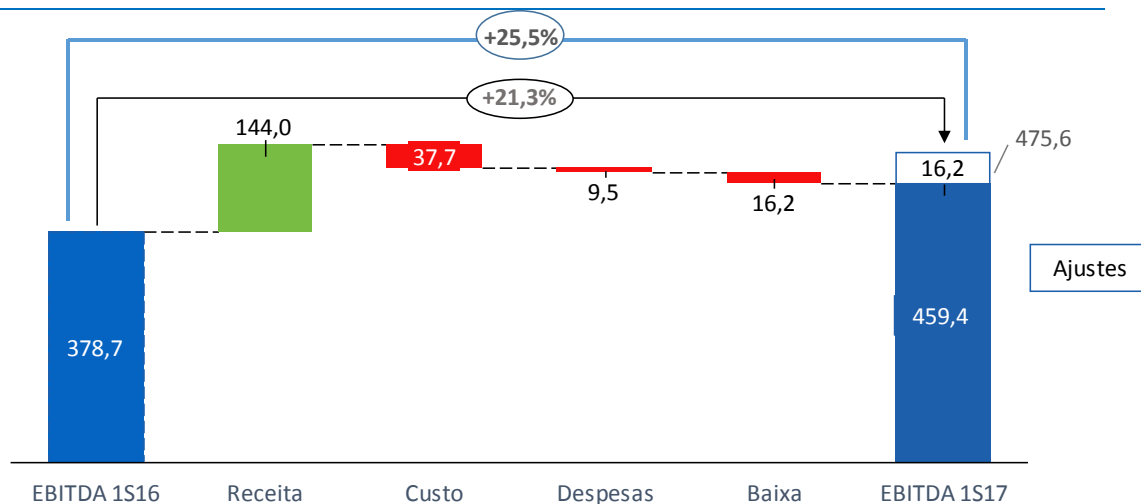
Resultados 2T17

no 1S17, 0,6 p.p. inferior à do 1S16. Tais resultados se devem basicamente à maior receita líquida resultante principalmente da entrada em operação de novos ativos e da sazonalização dos contratos de venda de energia. Tal item foi parcialmente compensado pelos maiores custos provenientes dos ativos adicionados ao portfólio e pela baixa de ativo intangível de projetos de PCHs (sem efeito caixa). Excluindo o efeito não recorrente da provisão, o Ebitda teria sido de R\$ 239,2 milhões no 2T17 e R\$ 475,6 milhões no 1S17.

Evolução do Ebitda – 2T17 versus 2T16 (R\$ milhões)



Evolução do Ebitda – 1S17 versus 1S16 (R\$ milhões)



Resultados 2T17

Resultado Financeiro

(R\$ mil)	2T17	2T16	2T17 vs 2T16	1S17	1S16	1S17 vs 1S16
Receitas Financeiras	32.850	34.374	-4,4%	71.740	65.251	9,9%
Despesas Financeiras	(160.881)	(162.461)	-1,0%	(327.925)	(326.433)	0,5%
Resultado Financeiro	(128.031)	(128.087)	0,0%	(256.185)	(261.182)	-1,9%

A CPFL Renováveis registrou um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 128,0 milhões no 2T17, estável em relação ao 2T16. No 1S17, o resultado financeiro foi de R\$ 256,2 milhões, melhora de 1,9% (-R\$ 5,0 milhões) em relação ao do 1S16.

Receitas financeiras

Em 30 de junho de 2017, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.320,0 milhão ante R\$ 1.013,8 milhão em 30 de junho de 2016. Esse aumento deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) novas captações no período; (ii) recebimento de adiantamento de futuro aumento de capital de acionista no 4T16, sendo parcialmente compensado por (iii) investimentos realizados nos projetos em andamento; e (iv) amortizações e custos dos empréstimos.

No 2T17, as receitas financeiras totalizaram R\$ 32,9 milhões, 4,4% inferior as do 2T16 (-R\$ 1,5 milhão), devido principalmente ao menor CDI médio (10,92% a.a. no 2T17 versus 14,13% a.a. no 2T16). No 1S17, as receitas financeiras totalizaram R\$ 71,4 milhões, 9,9% superior as do 1S16 (+R\$ 6,5 milhões), devido principalmente ao maior saldo de caixa médio no período (R\$ 1.344,9 milhão no 1S17 vs R\$ 1.046,2 milhão no 1S16).

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 160,9 milhões no 2T17, redução de 1,0% (-R\$ 1,6 milhão) em relação às do 2T16. No 1S17, as despesas financeiras totalizaram R\$ 327,9 milhões estável em relação às do 1S16 (R\$ 326,4 milhões).

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 BVP Geradora, Formosa e Icaraizinho, que adotam o regime de tributação com base no lucro real por usufruírem do benefício fiscal do lucro da exploração.

Resultados 2T17

As despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 13,9 milhões no 2T17 ante R\$ 9,7 milhões no 2T16. No 1S17 tais despesas foram de R\$ 26,0 milhões ante R\$ 16,9 milhões no 1S16. Essa variação ocorreu principalmente devido aos seguintes fatores: (i) aumento 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) aumento 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 2T17, a Companhia registrou prejuízo líquido de R\$ 71,8 milhões ante a um prejuízo líquido de R\$ 61,7 milhões no 2T16 devido principalmente à baixa de ativo intangível de projetos de PCHs.

No 1S17, o prejuízo líquido foi de R\$ 126,4 milhões ante a um prejuízo de R\$ 167,6 milhões no 1S16. Essa variação positiva se deve principalmente à maior receita líquida apurada nos períodos, parcialmente compensada pelos maiores custos de geração de energia devido basicamente ao maior portfólio em operação e à baixa de ativo intangível de projetos de PCHs.

Investimentos

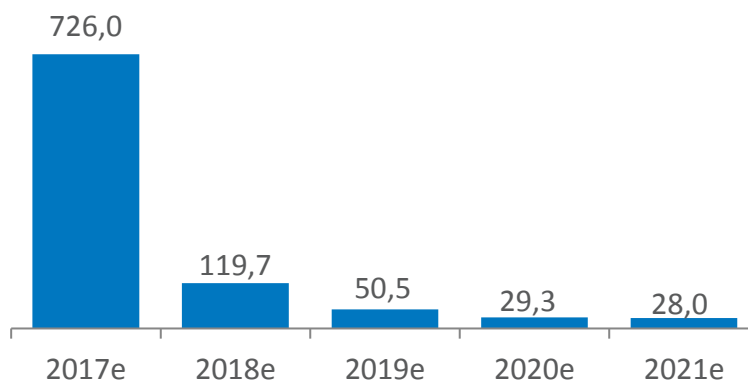
A CPFL Renováveis investiu R\$ 109,7 milhões no 2T17, totalizando R\$ 394,5 milhões no 1S17. Os investimentos foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

Projeto	Localização	Entrada em Operação	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)
Complexo eólico Pedra Cheirosa ¹	CE	2T17	48,3	26,1
PCH Boa Vista 2	MG	1T20	29,9	14,8

¹ Pedra Cheirosa I e II.

Expurgando o montante investido no 1S17, os investimentos previstos para os próximos anos somam R\$ 558,8 milhões (moeda constante) e viabilizarão a expansão da capacidade da Companhia. A seguir estão os valores estimados por ano (2017 a 2021):

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



Resultados 2T17

Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial				
	30/06/2017	31/12/2016		30/06/2017 31/12/2016
Ativo			Passivo	
Circulante e Realizável a longo prazo	1.816.769	1.972.182	Circulante e Exigível a longo prazo	8.253.720 8.027.080
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações Financeiras	1.320.005	1.471.197	Fornecedores	233.361 76.396
Contas a receber (Clientes)	259.320	273.373	Obrigações Fiscais, trabalhistas e encargos	55.349 59.334
Tributos a Recuperar	70.808	70.499	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	6.700 9.045
Tributos diferidos	440	260	Empréstimos e financiamentos e Debêntures	6.387.811 6.407.871
Créditos com partes relacionadas	9.340	9.067	Outros	1.570.499 1.474.434
Outros	156.856	147.786		
Imobilizado	7.809.462	7.466.547	Patrimônio Líquido	4.306.570 4.437.806
Intangível	2.934.059	3.026.156	Capital social	3.390.870 3.390.870
			Adiantamento para futuro aumento de capital	300.000 300.000
			Reservas de capital	592.138 592.138
			Reservas de lucro	1.305 1.305
			Ajuste de avaliação patrimonial	38.469 40.275
			Lucros/prejuízos acumulados	- 128.314 -
			Participação de acionistas não controladores	112.102 113.218
Tota do ativo	12.560.290	12.464.885	Total do passivo	12.560.290 12.464.885

Principais variações do ativo

O ativo circulante e exigível a longo prazo da Companhia encerrou o 2T17 em R\$ 1,8 bilhão, redução de 7,9% (+R\$ 155,4 milhões) em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2016.

As disponibilidades – caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas – encerraram o 2T17 com R\$ 1,3 bilhão, redução de 10,3% comparadas às de 31 de dezembro de 2016. Essa variação foi decorrente principalmente do pagamento de amortizações e juros dos empréstimos e de investimentos nos projetos em construção.

A rubrica contas a receber (Clientes) teve uma variação negativa de 5,1% quando comparada ao encerramento de 2016, decorrente do menor volume gerado dos parques eólicos no 2T17. Vale ressaltar que essa fonte tem seu período sazonal mais favorável no segundo semestre.

A variação do imobilizado (+4,6%) foi decorrente principalmente da conclusão das obras do complexo eólico Pedra Cheirosa.

Principais variações do passivo

O passivo circulante e realizável a longo prazo encerrou o 2T17 com montante de R\$ 8,3 bilhões, 2,8% (+R\$ 226,6 milhões) superior ao saldo de 31 de dezembro de 2016, sendo

Resultados 2T17

influenciado basicamente pelo aumento na linha de fornecedores para a conclusão do complexo eólico Pedra Cheirosa.

O patrimônio líquido foi de R\$ 4,4 bilhões no encerramento do 2T17, variação negativa de 3,0% ou R\$ 131,2 milhões em relação ao de 31 de dezembro de 2016.

Endividamento

A Companhia encerrou o 2T17 com endividamento total de R\$ 6.387,8 milhões, montante 5,7% superior ao endividamento do 2T16 (R\$ 6.045,5 milhões) e praticamente estável em relação a 31 de dezembro de 2016 (R\$ 6.407,9 milhões). Considerando os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia possuem prazo médio de 5,2 anos e custo médio nominal de 10,26% a.a. (101,16% do CDI de 30 de junho de 2017).

As captações realizadas nos últimos 6 meses, em sua grande parte, tiveram objetivo de reforçar o caixa da Companhia e fazer frente aos investimentos necessários para a construção dos projetos.

Dessa forma, nos últimos 6 meses, a Companhia realizou captações de R\$ 248,9 milhões, sendo:

- (i) R\$ 144,5 milhões referentes ao financiamento de longo prazo dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,75% a.a.;
- (ii) R\$ 100,0 milhões referente à 5ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis, emitidas junto ao Banco Bradesco com custo de 129,5% do CDI a.a.;
- (iii) R\$ 1,7 milhão referente ao financiamento de longo prazo da controlada PCH Mata Velha, junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,02% a.a.;
- (iv) R\$ 2,6 milhões referente à desembolso de subcrédito para os projetos sociais da Companhia.

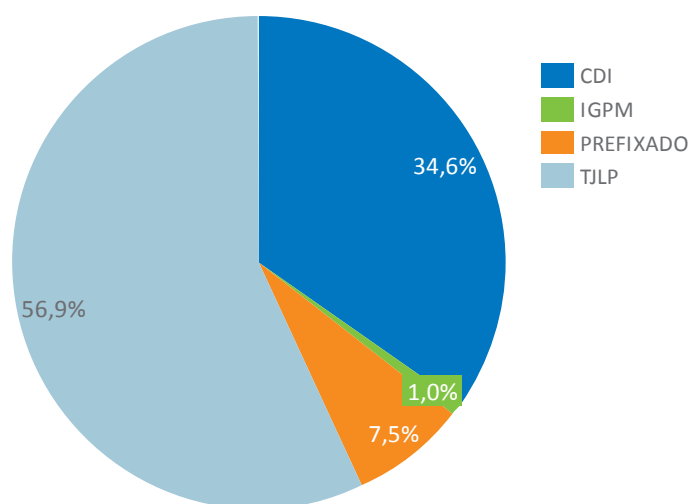
Após o encerramento do trimestre, a Companhia também realizou a captação de R\$ 250 milhões de debêntures de infraestrutura, ao custo de IPCA + 5,62%.

Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos 6 meses:

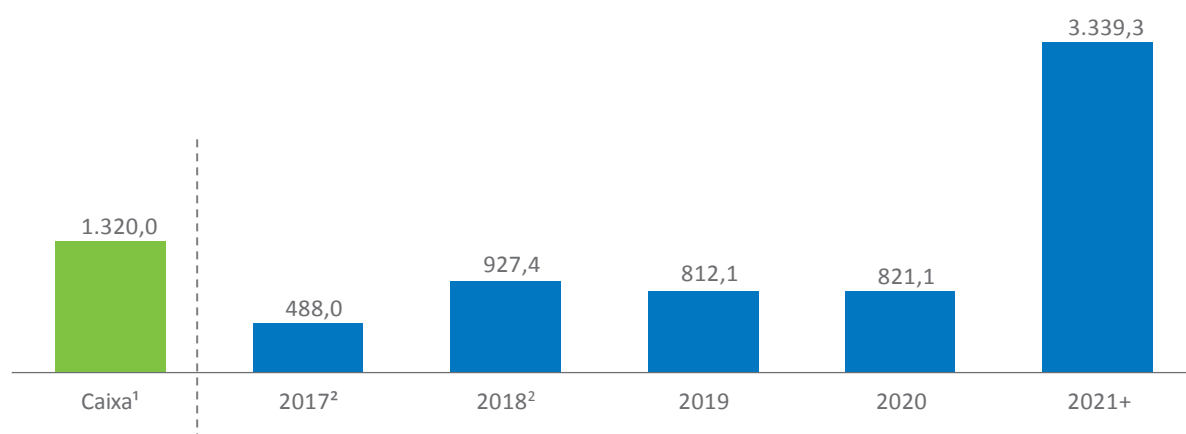
- (i) R\$ 30,0 milhões referentes à amortização da 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (ii) R\$ 43,0 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (iii) R\$ 47,7 milhões referentes à amortização de debêntures de projetos; e
- (iv) R\$ 221,1 milhões referentes à amortização de outros empréstimos;

Resultados 2T17

Dívida por indexador – Junho de 2017



Cronograma de amortização da dívida (R\$ milhões) – Junho de 2017



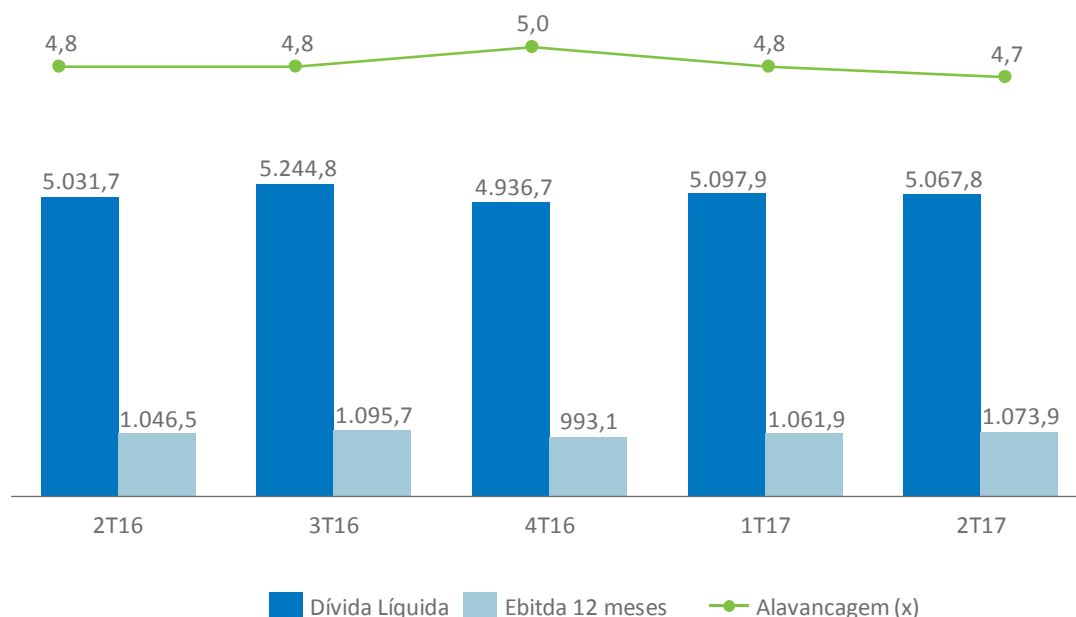
¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 531,1 milhões no 2T17 (R\$ 427,3 milhões no 2T16).

² Considera encargos financeiros no valor de R\$ 88,1 milhões em 2017 e R\$ 39,2 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 2T17

Divida Líquida/Ebitda (R\$ milhões)¹

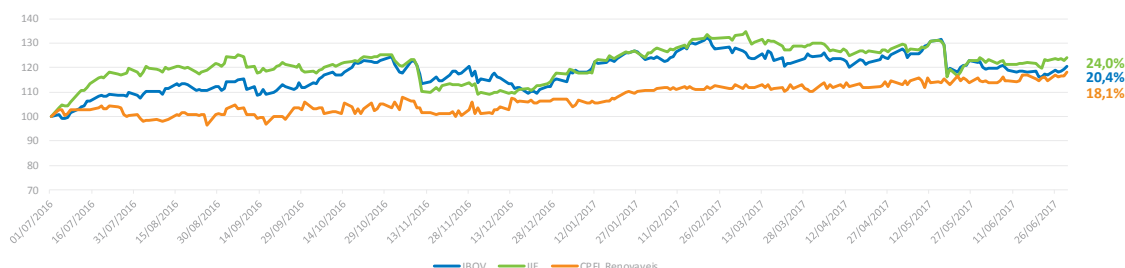


¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 531,1 milhões no 2T17 (R\$ 427,3 milhões no 2T16).

Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 2T17 cotadas a R\$ 12,89, representando uma valorização de 18,1% em relação ao fim do 2T16. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV) valorizou 20,4% e o índice de Energia Elétrica (IEE) 24,0%.

Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 01/07/2016 até 30/06/2017



Resultados 2T17

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.

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.

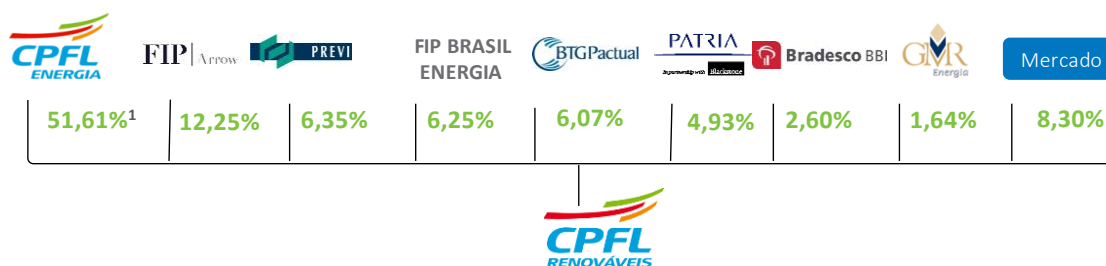
A Diretoria Executiva é formada por até sete diretores estatutários, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir seus negócios sociais de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração.

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 2T17

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



¹ Via CPFL Geração

Resultados 2T17

Contatos	Teleconferência	CPRE3
Gustavo Sousa Diretor Presidente	Teleconferência / webcast	Cotação de fechamento em 08/08/2017: R\$ 12,85
Cynthia Hobbs Diretora de Administração e Controle	Data: 10 de agosto de 2017	Valor de Mercado: Reais: R\$ 6,47 bilhões Dolar: USD: 2,02 bilhão
Flávia de Lima Carvalho Superintendente de Finanças, RI e Comunicação	Horário: 10h00 (Horário de Brasília) 09h00 (Eastern time)	
Luciana Silvestre Fonseca Especialista de Relações com Investidores	Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.	
Bruno César Ferrete Assistente de Relações com Investidores	Telefones para conexão: Brasil: (+55)11 3193-1001 ou (+55)11 2820-4001 EUA: +1 888 700 0802 Outras localizações: +1 786 924-6977	
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	Senha: CPFL Renovaveis	

Resultados 2T17

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.

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.

Resultados 2T17

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 afluências.

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 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 2T17

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 2T17

Anexos – ativos em operação

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2017 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/17	Tipo de contrato
Eólico								
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,00	13,10	13,10	207,15	LFA 2010
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,9	12,9	207,15	LFA 2010
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,0	13,0	207,15	LFA 2010
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	13,7	13,7	207,15	LFA 2010
Complexo eólico SIIF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,4	7,4	447,27	Proinfa
	Icaraizinho	Amontada	CE	54,6	22,1	21,5	407,21	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	12,6	11,8	401,27	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,8	28,1	453,20	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,7	12,5	233,21	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,8	11,2	233,21	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,5	11,8	233,21	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,3	10,9	233,21	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,4	11,2	233,21	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,3	10,5	233,21	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	EURUS VI	Parazinho	RN	8,0	3,2	2,6	233,21	LER 2009
	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,8	9,7	208,70	LFA 2010
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,6	7,5	208,70	LFA 2010
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,3	10,1	200,14	LFA 2010
Complexo eólico Bons Ventos	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,8	9,8	200,14	LFA 2010
	Bons Ventos	Aracati	CE	50,0	16,4	15,9	453,24	Proinfa
	Taiba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16,5	6,7	6,6	413,04	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57,0	24,1	22,9	396,81	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,2	10,0	445,62	Proinfa
	Campo dos Ventos II	João Camara	RN	30,0	15,0	14,0	192,15	LER 2010
	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	3,3	3,3	455,09	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,4	1,4	401,27	Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Morro dos Ventos I	João Camara	RN	28,8	13,6	12,7	234,83	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Camara	RN	28,8	13,9	12,7	234,78	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Camara	RN	28,8	13,7	12,1	234,80	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Camara	RN	28,8	13,1	11,2	234,84	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	Parazinho	RN	30,0	14,3	12,8	234,81	LER 2009
	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29,2	15,4	15,1	156,64	LEN 2011
Complexo eólico Eurús	Eurus I	João Câmara	RN	30,0	15,5	14,5	189,18	LER 2010
	Eurus III	João Câmara	RN	30,0	16,1	15,0	189,17	LER 2010
	Campo dos Ventos I	João Câmara	RN	25,2	13,6		179,91	ACL
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25,2	13,4		179,91	ACL
Complexo Campo dos Ventos	Campo dos Ventos V	Parazinho	RN	25,2	13,1	64,6	179,91	ACL
	São Domingos	São Miguel do Gostoso	RN	25,2			179,91	ACL
	Ventos de São Martinho	Touros	RN	14,7			179,91	ACL
	Ventos de São Benedito	São Miguel do Gostoso	RN	29,4			179,91	ACL
Complexo São Benedito	Ventos de Santo Dimas	São Miguel do Gostoso	RN	29,4		60,6	179,91	ACL
	Ventos de Santa Mônica	Touros	RN	29,4			179,91	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	Touros	RN	27,3			179,91	ACL
	Pedra Cheirosa I	Itarema	CE	25,2	13,6			ACL
Complexo Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa II	Itarema	CE	23,1	12,5			ACL
Subtotal Eólico				1.308,5	499,2	534,8	271,46	

Nota: Até dezembro de 2017 a energia gerada pelo complexo Pedra Cheirosa será vendida à PLD.

Resultados 2T17

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2017 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/17	Tipo de contrato
Biomassa							
Alvorada	Araporã	MG	50,0	19,9	18,0	189,42	ACL
Baía Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	5,5	11,0	262,06	LEN 2006
Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	21,0	21,0	240,20	ACL
Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	14,1	12,8	241,27	ACL
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25,0	13,6	8,2	240,20	ACL
Bio Pedra	Serrana	SP	70,0	10,3	24,4	224,93	LER 2010
Coopcana	São Carlos do Ivaí	PR	50,0	18,0	18,0	189,42	ACL
Ester	Cosmópolis	SP	40,0	14,5	14,9	199,65	LFA 2007 / ACL
Subtotal Biomassa			370,0	116,9	128,4	218,52	

Resultados 2T17

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2017 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/17	Tipo de contrato
PCH							
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,4	12,4	255,40	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,9	5,9	252,87	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	0,4	247,23	ACL
Arvoredo	Arvoredo	SC	13,0	7,4	7,0	242,88	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23,0	14,9	14,8	250,47	ACL
Buritizal	Buritizal	SP	0,8	0,4	0,4	252,87	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,2	2,2	252,87	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,5	1,5	252,87	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,6	4,6	255,40	Proinfa
Corrente Grande	Açucena	MG	14,0	8,5	8,4	250,47	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,6	1,6	229,61	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	5,7	5,7	252,87	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	18,8	11,0	11,0	252,87	ACL
Esmeril	Patrocinio Paulista	SP	5,0	2,9	2,9	252,87	ACL
Figueirópolis	Indiavaí	MT	19,4	12,6	12,5	260,61	Proinfa
Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4,8	3,6	3,6	252,87	ACL
Guaporé	Guaporé	RS	0,7	0,4	0,4	247,23	ACL
Jaguari	Pedreira	SP	11,8	4,5	4,5	252,87	ACL
Lençóis	Macatuba	SP	1,7	1,0	1,0	252,87	ACL
Ludesa	Ipuaçu	SC	30,0	21,2	20,9	244,04	Proinfa / ACL
Mata Velha	Unaí	MG	24,0	13,1	12,5	180,99	ACL
Monjolinho	São Carlos	SP	0,6	0,1	0,4	218,68	ACL
Ninho da Águia	Delfim Moreira	MG	10,0	6,5	4,2	250,47	ACL
Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23,0	10,4	10,2	176,62	ACL
Paíol	Frei Inocência	MG	20,0	10,5	10,9	250,43	ACL
Pinhal	Espirito Santo do Pinhal	SP	6,8	3,7	3,7	252,87	ACL
Pirapó	Roque Gonzales	RS	0,8	0,6	0,6	247,23	ACL
Plano Alto	Xavantina	SC	16,0	9,3	9,3	255,40	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0,8	0,7	0,7	247,23	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20,0	11,1	11,1	224,66	LFA
Salto Grande	Campinas	SP	4,6	2,6	2,6	252,87	ACL
Santa Luzia	São Domingos	SC	28,5	18,4	18,0	248,51	LFA 2007 / ACL
Santana	São Carlos	SP	4,3	2,6	2,6	252,87	ACL
São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11,0	7,2	6,4	250,47	ACL
São Joaquim	Guará	SP	8,1	5,1	5,1	252,87	ACL
Socorro	Socorro	SP	1,0	0,3	0,3	252,87	ACL
Três Saltos	Torrinha	SP	0,6	0,4	0,4	252,87	ACL
Varginha	Chalé	MG	9,0	5,4	4,0	242,88	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7,5	4,9	4,8	250,47	ACL
Subtotal PCH			423,0	235,5	229,5	242,43	

Resultados 2T17

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2017 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/17	Tipo de contrato
Solar							
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,2	0,2	228,97	ACL
Subtotal Solar			1,1	0,2	0,2	228,97	
TOTAL			2.102,6	851,8		255,67	

Anexos – ativos em construção

Projeto	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Jun/17	Tipo de contrato
PCH						
Boa Vista 2	MG	29,9	14,4	14,0	233,59	21º LEN 2015 (A-5)
Subtotal PCH		29,9	14,4	14,0	233,59	
TOTAL		29,9	14,4	14,0	233,59	