

# Release de Resultados

1T17



**CPFL**  
RENOVÁVEIS

## Sumário

<b>Mensagem do Presidente</b> .....	<b>3</b>
<b>Destaques do trimestre</b> .....	<b>4</b>
Indicadores Econômicos e Operacionais .....	5
<b>Portfólio em operação</b> .....	<b>5</b>
<b>Portfólio contratado: projetos em implantação</b> .....	<b>6</b>
Status de obra .....	7
<b>Condições de geração</b> .....	<b>8</b>
Fonte eólica .....	8
Fonte hídrica .....	8
Fonte solar .....	15
<b>Produção de energia</b> .....	<b>17</b>
<b>Desempenho econômico e financeiro</b> .....	<b>19</b>
Receita líquida .....	21
Custo de geração de energia .....	22
Custo de compra de energia .....	22
Despesas gerais e administrativas .....	23
Ebitda .....	24
Resultado Financeiro .....	24
Imposto de renda e contribuição social .....	25
Resultado líquido .....	25
Investimentos .....	26
Principais variações do ativo .....	27
Principais variações do passivo .....	27
<b>Mercado de capitais</b> .....	<b>30</b>
<b>Governança Corporativa</b> .....	<b>31</b>
<b>Estrutura societária</b> .....	<b>32</b>
<b>Glossário</b> .....	<b>34</b>
<b>Anexos – ativos em operação</b> .....	<b>37</b>
<b>Anexos – ativos em construção</b> .....	<b>40</b>

# Resultados 1T17

## Mensagem do Presidente

*“No primeiro trimestre deste ano, a geração de energia do nosso portfólio em operação foi 11,2% superior à do mesmo período do ano passado. Ao longo de 2016 tivemos a entrada em operação de novas capacidades: a PCH Mata Velha com 24,0 MW de capacidade em maio e os complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, com 231,0 MW de capacidade, de maio a dezembro de 2016. Também contribuíram para o aumento da geração a maior velocidade de dos ventos nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte e a antecipação da safra de cana-de-açúcar e de operação em três usinas de biomassa.*

*Esse forte desempenho operacional teve reflexos positivos nos nossos principais indicadores financeiros: aumento de receita e de ebitda e redução do prejuízo e da alavancagem.*

*Continuamos a executar nossa estratégia de crescimento, com foco na implantação de 2 projetos em construção. O complexo eólico Pedra Cheirosa, com 48,3 MW de capacidade, distribuídos em 2 parques eólicos segue com obras avançadas e na data atual 18 dos 23 aerogeradores já estão montados, aguardando apenas o comissionamento. Já a PCH Boa Vista 2, com capacidade de 25,6 MW, teve suas obras iniciadas em fevereiro de 2017. Ambos projetos estão dentro do prazo e do orçamento.*

*Ao longo dos últimos anos mantemos uma situação de liquidez sólida e um perfil de endividamento adequado ao nosso negócio. ”*

**Gustavo Sousa**  
Diretor Presidente

# Resultados 1T17

São Paulo, 10 de maio de 2017 – A CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis” ou “Companhia”) anuncia hoje os resultados referentes ao primeiro trimestre de 2017 (1T17). 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 1.289,6 GWh (+11,2% versus 1T16);
- ii. Receita líquida de R\$ 370,9 milhões (+33,1% versus 1T16);
- iii. Ebitda de R\$ 236,5 milhões (+41,0% versus 1T16);
- iv. Investimentos de R\$ 284,8 milhões principalmente para os projetos em construção;
- v. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,4 bilhão<sup>1</sup>; e
- vi. No trimestre, Companhia obteve certificação da Climate Bonds Initiative (green bond) para a emissão de debêntures no valor de R\$ 200 milhões realizada no 4T16, tornando-se a primeira empresa da América do Sul a emitir títulos green bond com certificação internacional, além de ser a primeira do setor a emitir um título certificado.

---

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

# Resultados 1T17

## Indicadores Econômicos e Operacionais

(R\$ mil)	1T17	1T16	1T17 vs 1T16
<b>Demonstrativo de Resultados</b>			
Receita Líquida	370.933	278.746	33,1%
Ebitda <sup>(1)</sup>	236.471	167.717	41,0%
Margem Ebitda	63,8%	60,2%	3,6 p.p
Resultado líquido	(54.663)	(105.897)	-48,4%
<b>Investimentos</b>	<b>284.793</b>	<b>218.941</b>	<b>30,1%</b>
<b>Indicadores Operacionais</b>			
Capacidade em operação (MW)	2.054	1.799	14,2%
# usinas/ parques em operação	91	81	12,3%
Energia gerada (GWh) <sup>(2)</sup>	1.290	1.160	11,2%
Número de funcionários	448	396	13,1%

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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 1T17, contava com 91 ativos localizados em 57 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio a Companhia conta com uma plataforma robusta e altamente escalável.

No 1T17, a capacidade da Companhia totalizava 2.054,3 MW, crescimento de 14,2% em relação ao 1T16. Esse aumento se deve à entrada em operação comercial da PCH Mata Velha (+24,0 MW) em maio de 2016 e aos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (+231,0 MW), que tiveram entrada em operação gradual de maio a dezembro de 2016.

No encerramento do 1T17, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de ativos	% do portfólio
Eólica	1.260,2	43	61,3%
PCH	423,0	39	20,6%
Biomassa	370,0	8	18,0%
Solar	1,1	1	0,1%
<b>Total em operação</b>	<b>2.054,3</b>	<b>91</b>	<b>100,0%</b>

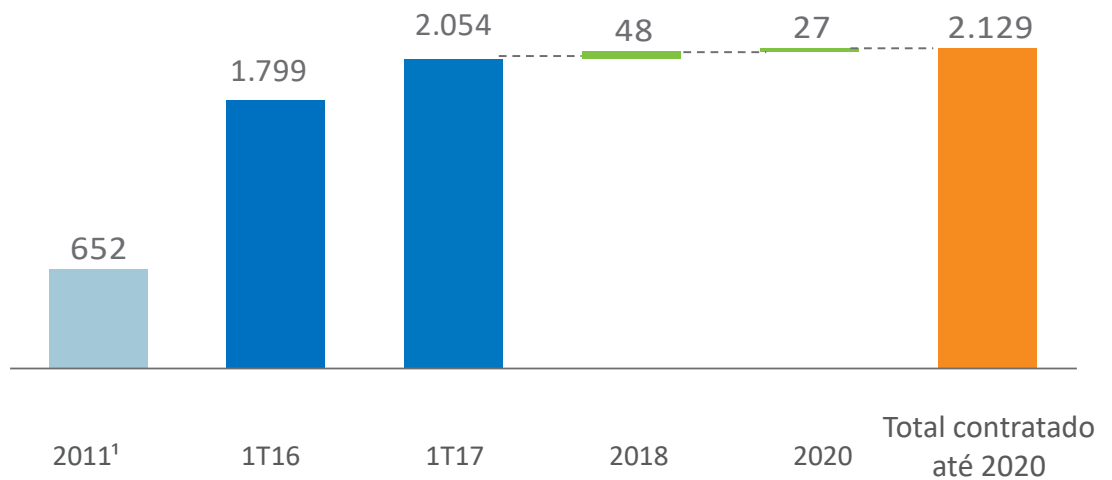
# Resultados 1T17

## Portfólio contratado: projetos em implantação

Hoje, a Companhia possui 2 projetos em implantação, que adicionarão 74,8 MW de capacidade nos próximos 4 anos:

Projeto	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
Complexo eólico Pedra Cheirosa	EOL	CE	Itarema	48,3	1S18
PCH Boa Vista 2	PCH	MG	Varginha	26,5	2020
<b>Total em implantação</b>				<b>74,8</b>	

### Evolução do portfólio contratado até 2020 (MW)



<sup>1</sup>Agosto de 2011 - Criação da CPFL Renováveis

# Resultados 1T17

## Status de obra

Abaixo estão descritos os status de cada projeto em implantação:

### Complexo eólico Pedra Cheirosa



- ✓ 48,3 MW de capacidade
- ✓ Licença de instalação emitida em fevereiro de 2016
- ✓ Enquadramento no BNDES e obras civis iniciadas em junho de 2016
- ✓ Montagem dos aerogeradores iniciada em março de 2017 (18 de 23)
- ✓ Composição do complexo:
  - Pedra Cheirosa I
  - Pedra Cheirosa II
- ✓ Localização: Itarema / CE

### PCH Boa Vista 2



- ✓ 26,5 MW de capacidade
- ✓ Licença de instalação emitida em julho de 2016
- ✓ Obras iniciadas em fevereiro de 2017
- ✓ Status: atividades de escavação das estruturas da PCH e construção do canteiro de obras
- ✓ 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.

# Resultados 1T17

## 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 10,4 GW em abril de 2017, distribuída em 424 parques. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 24,0 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2024<sup>2</sup>.

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 65,9% da capacidade instalada no país, sendo 3,4% de PCHs (5,5 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.041 empreendimentos<sup>3</sup>). Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,0 GW de capacidade de PCHs até o final de 2024<sup>4</sup>.

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

<sup>2</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME) e Abeeólica.

<sup>3</sup> Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) - Abril/2017

<sup>4</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME).

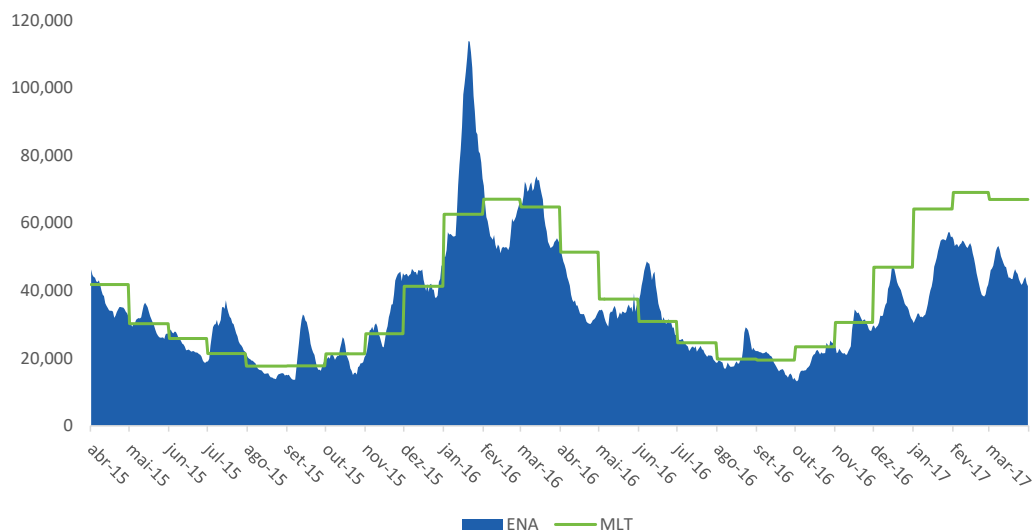


# Resultados 1T17

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

## Energia Natural Afluyente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste (MW médios – últimos 24 meses – março/2017)



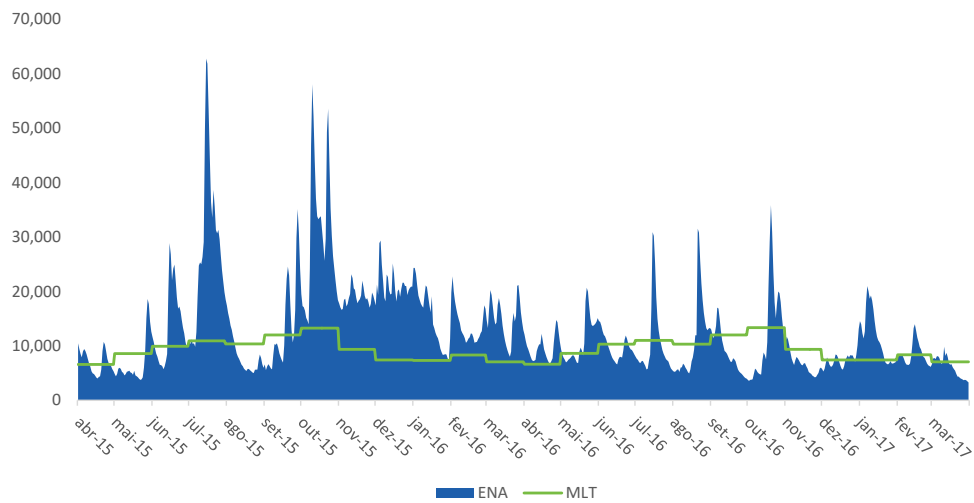
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 1T17 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios<sup>5</sup> em 41,5%, 16,8 p.p. abaixo do nível do final do 1T16 (58,3%). A redução do nível dos reservatórios da região Sudeste/Centro-Oeste é explicada basicamente pela hidrologia menos favorável no 1T17 e pelo aumento na carga de consumo por conta de altas temperaturas no 1T17 em relação ao mesmo período do ano anterior.

<sup>5</sup> Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação (Março/2017)

# Resultados 1T17

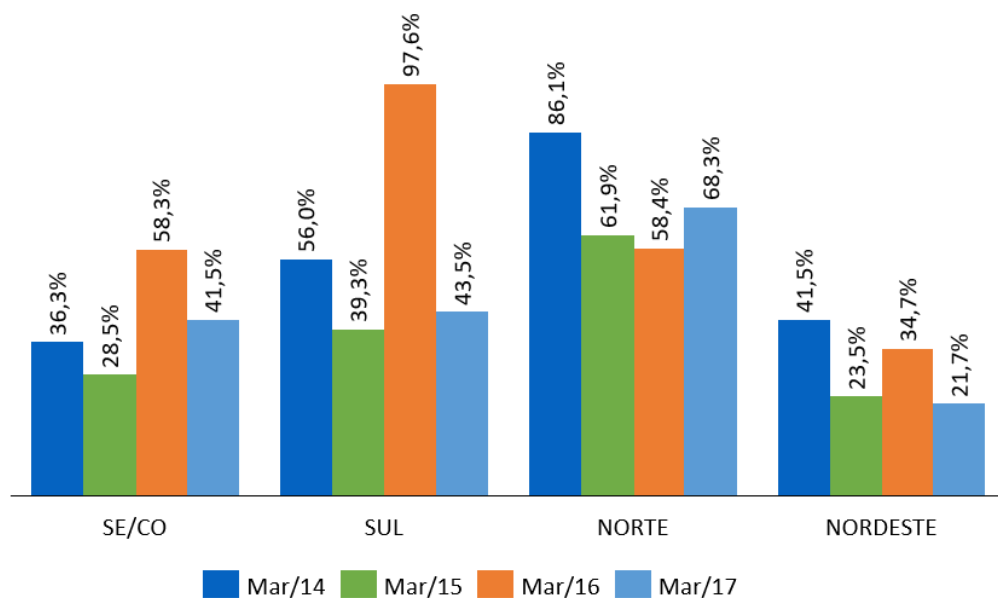
Energia Natural Afluente – ENA – Sul  
(MW médios– últimos 24 meses – março/2017)



Na região Sul, os reservatórios encerraram o 1T17 com 43,5% de sua capacidade de armazenamento, apresentando queda de 54,1 p.p. em relação ao final do 1T16 (97,6%). A redução do nível dos reservatórios da região Sul é explicada basicamente pela hidrologia menos favorável em março de 2017 e pelo aumento na carga de consumo por conta de altas temperaturas no 1T17 em relação ao mesmo período do ano anterior.

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 no 1T17 apresentaram redução no nível de seus reservatórios em relação ao 1T16, exceto a região Nordeste.

Armazenamento dos reservatórios em março - 2014 a 2017



Fonte: ONS

# Resultados 1T17

**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.

No 1T17, 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 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 29 de setembro de 2016, foi publicado o Despacho nº 2.618/2016 onde consta a relação de 15 centrais hidrelétricas da CPFL Renováveis que deveriam ser excluídas do MRE, a partir de 1º 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). Porém, em 18 de novembro de 2016, foi publicada a Lei nº 13.360, conversão da Medida Provisória 735/2016, que na qual determina-se 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. Com isso, a ANEEL, por meio do Despacho nº 3.144, revogou o Despacho nº 2.618/2016 em 1º de dezembro de 2016. As usinas listadas anteriormente, portanto, permanecem no MRE em 2017.

O tratamento dado às usinas que já se encontravam fora do MRE quando da publicação da referida Lei (PCHs Socorro, Três Saltos, Dourados e Guaporé), bem como o tratamento dado

# Resultados 1T17

às usinas que permaneceram no mecanismo em 2016 por força de liminar (PCHs Paiol e Pirapó), estava sob análise da Procuradoria da ANEEL.

Em 26 de abril, a ANEEL emitiu o Ofício nº 079/2017, no qual a Agência não se opõe ao retorno ao MRE das usinas excluídas antes da lei 13.360/2016 (PCHs Socorro, Três Saltos, Dourados e Guaporé). A solicitação de retorno já foi feita à CCEE, com garantia física integral e os procedimentos operacionais estão em andamento. A expectativa é que a partir da contabilização de maio de 2017 essas quatro usinas já estejam de volta ao MRE.

Por sua vez, a ANEEL interpôs agravo de instrumento em face da decisão liminar que manteve as usinas no MRE (PCHs Paiol e Pirapó). O pedido de efeito suspensivo formulado no recurso foi indeferido e com isso a decisão liminar favorável à ABRAGEL está mantida até o julgamento final do agravo ou até a prolação de sentença. Logo, no processo judicial, a liminar permanece vigente até que ocorra o julgamento.

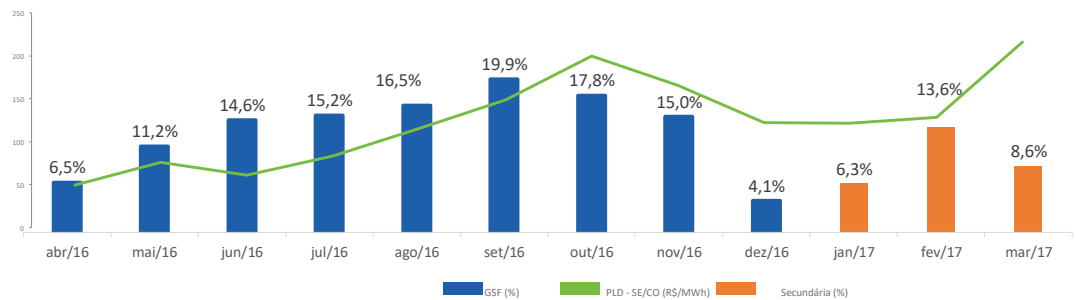
**Liminar sobre a revisão da garantia física:** A hidrologia adversa dos últimos anos tem impactado diretamente a geração das usinas hidrelétricas. O resultado dessa anormalidade sistêmica é que a geração de muitas usinas hidrelétricas tem sido abaixo da garantia física. O Ministério de Minas e Energia (“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 1T17

## Histórico do GSF<sup>1</sup> e Energia Secundária (%) versus PLD da região SE/CO (R\$/MWh)



Fonte: CCEE.

<sup>1</sup> Os valores de GSF (%) apresentados no gráfico são negativos, mas invertidos para melhor visualização da informação. Os meses de fevereiro e março 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 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 31 de março 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 1T17

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
<b>TOTAL</b>	<b>102,4</b>	<b>91,3</b>	

\* 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 141,5 MWm (equivalente a 60,1% 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 GW<sup>6</sup> instalados no país. O PDE 2024<sup>7</sup> projeta crescimento dessa fonte, que deverá atingir capacidade instalada de 18 GW em dezembro de 2024 e indica que existe grande potencial de

<sup>6</sup> BIG (ANEEL) – Abril de 2017

<sup>7</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)

# Resultados 1T17

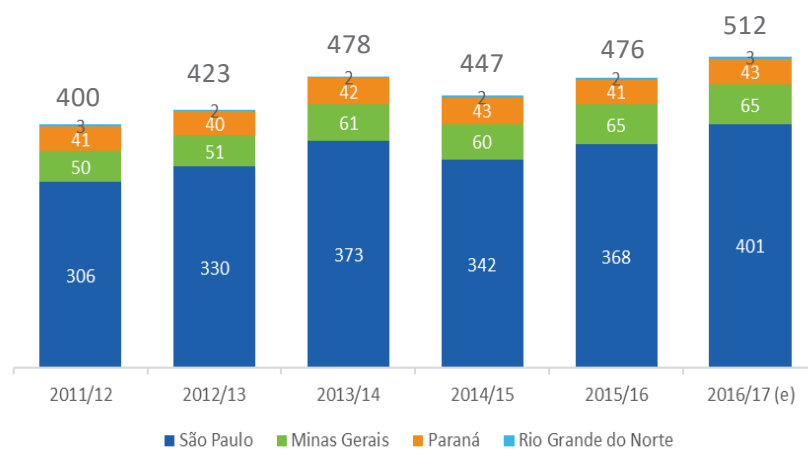
renovação e modernização das instalações e dos processos de diversas usinas de cogeração, possibilitando o aumento da eficiência e a geração de excedentes.

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.

**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).

## Resultados 1T17

e montanhosas<sup>8</sup>). 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: 44 MW<sup>9</sup> instalados. Entretanto, o PDE 2024<sup>10</sup> 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).

---

<sup>8</sup> “*Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions*”, CanmetEnergy

<sup>9</sup> BIG (ANEEL) – Abril de 2017

<sup>10</sup> Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (MME)



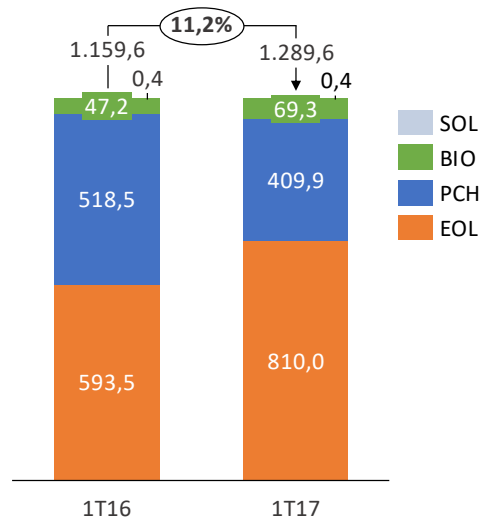
# Resultados 1T17

## Produção de energia

No 1T17, a CPFL Renováveis gerou 1.289,6 GWh de energia, aumento de 11,2% em relação ao 1T16 (+130 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 1T17, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 36,5% (+216,5 GWh) quando comparada à geração do 1T16. Tal variação pode ser explicada pelos seguintes fatores:

- (i) Entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, (entrada gradual de maio a dezembro de 2016); e
- (ii) Maior velocidade de ventos nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte.

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 95,7%, 92,5% e 94,5%, 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 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

# Resultados 1T17

Norte, aliados a reparos necessários nos parques, efeitos que vem sendo corrigido ao longo dos meses.

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 <sup>9 10</sup>	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	CE	35,0%	34,2%	97,7%
Complexo Eólico Bons Ventos <sup>(2)</sup>	CE	38,5%	38,7%	100,6%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos <sup>(3)</sup>	CE	45,2%	44,8%	99,0%
Complexo Eólico Santa Clara <sup>(4)</sup>	RN	40,2%	37,7%	93,8%
Complexo Eólico Morro dos Ventos <sup>(5)</sup>	RN	43,3%	40,8%	94,1%
Complexo Eólico Atlântica <sup>(6)</sup>	RS	43,2%	37,5%	86,7%
Complexo Eólico Macacos I <sup>(7)</sup>	RN	49,1%	48,7%	99,0%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	43,5%	93,0%
Complexo Eólico Eurus <sup>(8)</sup>	RN	44,4%	44,6%	100,3%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	51,2%	94,9%
<b>Total</b>		<b>41,3%</b>	<b>39,4%</b>	<b>95,7%</b>

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

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado <sup>9 10</sup>	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIIF <sup>(1)</sup>	CE	35,0%	35,3%	100,7%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	CE	38,5%	39,1%	101,6%
Complexo Rosa dos Ventos <sup>(3)</sup>	CE	45,2%	45,2%	100,0%
Complexo Eólico Santa Clara <sup>(4)</sup>	RN	40,2%	34,5%	85,6%
Complexo Eólico Morro dos Ventos <sup>(5)</sup>	RN	43,3%	38,2%	88,1%
Complexo Eólico Atlântica <sup>(6)</sup>	RS	43,2%	37,3%	86,3%
Complexo Eólico Macacos I <sup>(7)</sup>	RN	49,1%	44,9%	91,3%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	40,2%	86,0%
Complexo Eólico Eurus <sup>(8)</sup>	RN	44,4%	41,6%	93,6%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	44,0%	81,6%
<b>Total</b>		<b>41,3%</b>	<b>38,0%</b>	<b>92,5%</b>

# Resultados 1T17

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado <sup>9 10</sup>	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência
Complexo Eólico SIF <sup>(1)</sup>	CE	35,0%	36,1%	103,2%
Complexo Eólico - Bons Ventos <sup>(2)</sup>	CE	38,5%	39,4%	102,2%
Complexo Rosa dos Ventos <sup>(3)</sup>	CE	45,2%	46,0%	101,7%
Complexo Eólico Santa Clara <sup>(4)</sup>	RN	40,2%	35,2%	87,6%
Complexo Eólico Morro dos Ventos <sup>(5)</sup>	RN	43,3%	39,9%	92,1%
Complexo Eólico Atlântica <sup>(6)</sup>	RS	43,2%	35,4%	82,0%
<b>Total</b>		<b>39,6%</b>	<b>37,2%</b>	<b>94,5%</b>

<sup>1</sup> Complexo SIF é formado pelos parques eólicos Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho e Praia Formosa.

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

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> Complexo Morro dos Ventos é formado pelos parques eólicos Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX.

<sup>6</sup> Complexo Atlântica é formado pelos parques eólicos Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.

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

<sup>8</sup> Complexo Eurus é formado pelos parques eólicos Eurus I e Eurus II.

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

<sup>10</sup> Atualização das certificações das eólicas devido aperfeiçoamento de análises em função de mais dados disponíveis.

## HÍDRICA (PCH)

No 1T17, a geração de energia das PCHs apresentou queda de 20,9% (108,5 GWh) se comparada à geração do 1T16. Esse decréscimo é explicado pelo menor volume gerado nas PCHs localizadas na região Sudeste e em Santa Catarina devido à menor afluência no 1T17, parcialmente compensado pela maior geração das usinas localizadas no Rio Grande do Sul e pela 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. 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 1T17, a geração de energia das usinas de biomassa apresentou aumento de 46,7% (+22,1 GWh) em relação a do 1T16. Essa variação pode ser explicada principalmente pela antecipação do início de safra de Bio Coopcana e pela antecipação da operação de usinas de biomassa (Ipê e Buriti) utilizando bagaço armazenado.

# Resultados 1T17

## Desempenho econômico e financeiro

### Demonstração de resultado

	1T17	1T16	1T17 vs 1T16
Receita Líquida	370.933	278.746	33,1%
Custo de geração de energia elétrica	(99.780)	(78.603)	26,9%
Depreciação e amortização	(111.155)	(94.426)	17,7%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>159.998</b>	<b>105.717</b>	<b>51,3%</b>
Despesas gerais e administrativas	(34.682)	(32.426)	7,0%
Amortização do direito de exploração	(38.625)	(37.801)	2,2%
Depreciação & amortização	(1.053)	(1.071)	-1,7%
<b>Lucro operacional</b>	<b>85.638</b>	<b>34.419</b>	<b>148,8%</b>
Resultado Financeiro	(128.154)	(133.095)	-3,7%
IR e CS	(12.147)	(7.221)	68,2%
<b>Resultado Líquido</b>	<b>(54.663)</b>	<b>(105.897)</b>	<b>-48,4%</b>
<b>Ebitda</b>	<b>236.471</b>	<b>167.717</b>	<b>41,0%</b>
Margem Ebitda	63,8%	60,2%	3,6 p.p

A variação do resultado entre os trimestres foi influenciada principalmente pelo aumento na receita líquida resultante de novas capacidades eólicas e PCH, pelo maior volume de ventos e também pela estratégia de sazonalização da garantia física do portfólio. Adicionalmente, o resultado também foi impactado pela necessidade de compra de energia para atendimento de média móvel e exposição no mercado de curto prazo, ocasionando maior receita, e pelo aumento dos custos e despesas devido basicamente ao crescimento do portfólio.

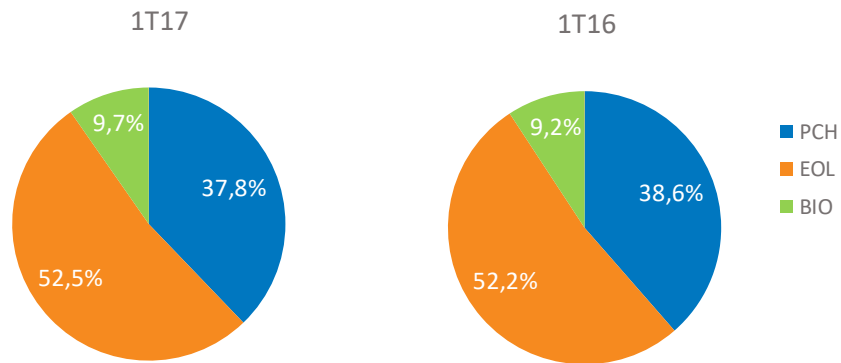
Já o resultado líquido foi impactado pelos itens mencionados acima e pela ligeira melhora do resultado financeiro devido principalmente ao maior saldo médio de caixa no 1T17 em relação ao 1T16.

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 1T17

## Receita líquida

### Composição da receita líquida por fonte<sup>1</sup>



<sup>1</sup> A participação da fonte solar foi de 0,02% no 1T17 e de 0,03% no 1T16.

A receita líquida total atingiu R\$ 370,9 milhões no 1T17, 33,1% superior à receita do 1T16 (+R\$ 92,2 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Maior receita nos parques eólicos decorrente de: a) entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito a partir de maio de 2016 (+R\$ 35,6 milhões) e b) maior volume de energia gerada decorrente da maior velocidade dos ventos no 1T17 e ajuste contratual de preço (+R\$ 13,6 milhões).
- (ii) Maior receita nas PCHs decorrente de: a) entrada em operação comercial da PCH Mata Velha, em maio de 2016 (+R\$ 5,2 milhões) e b) diferente estratégia de sazonalização da garantia física e ajuste contratual de preço (+R\$ 22,1 milhões). Adicionalmente, ocorreu maior receita na holding (+R\$ 5,5 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 (+R\$ 10,2 milhões). A partir do 1T17, o reconhecimento da receita das biomassas (com exceção das usinas com contrato de venda de energia no mercado regulado - Bio Pedra, Bio Ester e Bio Formosa) passou a ser de acordo com a sazonalização da garantia física dos contratos, enquanto que parte da geração das biomassas no 1T16 era reconhecida de acordo com a geração.

Receita líquida	1T17	1T16	1T17 vs 1T16
PCH <sup>1</sup>	140.324	107.501	30,5%
EOL	194.674	145.502	33,8%
Biomassa	35.846	25.646	39,8%
Solar	89	97	-8,2%
<b>Total</b>	<b>370.933</b>	<b>278.746</b>	<b>33,1%</b>

<sup>1</sup> Considera as operações na Holding.

# Resultados 1T17

Cabe ressaltar que o reconhecimento das receitas das PCHs (com exceção dos contratos do PROINFRA) 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)	1T17	1T16	1T17 vs 1T16
Custo de compra de energia	(28.124)	(13.837)	103,3%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(590)	(508)	16,1%
Encargos de uso de sistema	(25.147)	(19.363)	29,9%
PMSO <sup>(1)</sup>	(45.919)	(44.895)	2,3%
<b>Custo de geração de energia elétrica</b>	<b>(99.780)</b>	<b>(78.603)</b>	<b>26,9%</b>
Depreciação e amortização	(111.155)	(94.426)	17,7%
<b>Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização</b>	<b>(210.935)</b>	<b>(173.029)</b>	<b>21,9%</b>

<sup>1</sup> Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

No 1T17, os custos de geração de energia, incluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 210,9 milhões, representando um aumento de 21,9% na comparação com o 1T16 (-R\$ 37,9 milhões).

## Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R\$ 28,1 milhões no 1T17, montante superior (R\$ 14,3 milhões) ao registrado no 1T16. Esta variação se deve, basicamente, à compra de energia para atender exposição no mercado de curto prazo e hedge.

## PMSO

O custo com pessoal, material, serviços de terceiros e outros atingiu R\$ 45,9 milhões no 1T17, aumento de 2,3% (R\$ 1,0 milhão) em relação ao custo do 1T16. Essa variação é explicada principalmente pelo aumento do portfólio.

## Encargos de uso de sistema

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 25,1 milhões no 1T17, 29,9% superior ao do 1T16 (R\$ 5,8 milhões). Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes itens:

# Resultados 1T17

- (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;
- (ii) Maior geração de energia entre os períodos comparados (+11,2% no 1T17); e
- (iii) Impacto do reajuste anual dos encargos de conexão e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

## Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização teve um aumento de 17,7% no 1T17 devido basicamente à entrada em operação dos ativos ao longo dos últimos 12 meses.

## Despesas gerais e administrativas

(R\$ mil)	1T17	1T16	1T17 vs 1T16
Despesas com pessoal	(16.866)	(14.893)	<b>13,2%</b>
Serviços de terceiros <sup>1</sup>	(14.547)	(8.934)	<b>62,8%</b>
Outros	(3.269)	(8.599)	<b>-62,0%</b>
<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>(34.682)</b>	<b>(32.426)</b>	<b>7,0%</b>
Depreciação & Amortização	(1.053)	(1.071)	<b>-1,7%</b>
Amortização do direito de exploração	(38.625)	(37.801)	<b>2,2%</b>
<b>Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização</b>	<b>(74.360)</b>	<b>(71.298)</b>	<b>4,3%</b>

<sup>1</sup> Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais

As despesas gerais e administrativas, excluindo depreciações e amortizações, somaram R\$ 34,7 milhões no 1T17, aumento de 7,0% (R\$ 2,3 milhões) em relação ao 1T16.

Esta variação se deve, basicamente, aos seguintes fatores:

- (i) Aumento nas despesas com pessoal devido principalmente ao maior número de funcionários e também pelo acordo sindical; e
- (ii) Aumento nas despesas com consultoria e honorários advocatícios relacionados aos projetos corporativos.

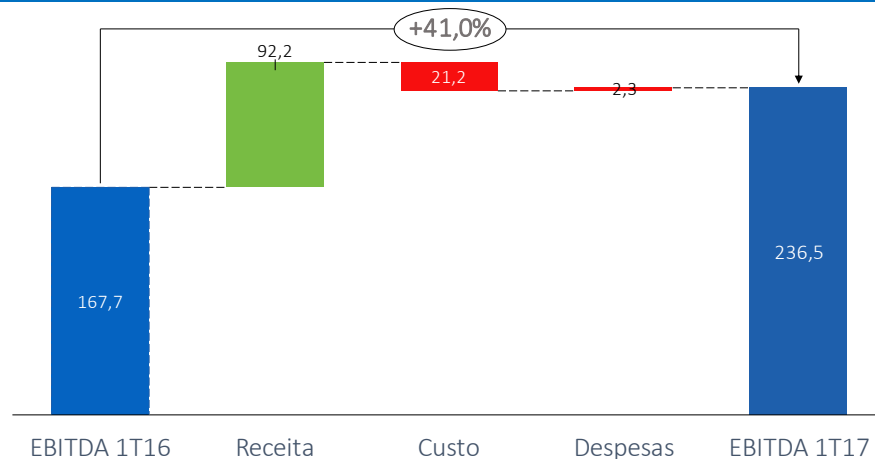
Tais itens foram parcialmente compensados pela provisão para risco tributário que ocorreu no 1T16 e não se repetiu no 1T17.

# Resultados 1T17

## Ebitda

No 1T17, o Ebitda totalizou R\$ 236,5 milhões, 41,0% superior ao do 1T16 (+R\$ 68,8 milhões). A margem Ebitda atingiu 63,8% no 1T17, 3,6 p.p. superior à do 1T16. Tal resultado se deve basicamente à maior receita líquida (+33,1%), resultante principalmente do maior volume de energia gerada nos parques eólicos, à entrada em operação de novos ativos e à sazonalização dos contratos de venda de energia. Esses itens foram parcialmente compensados pelos maiores custos provenientes dos ativos adicionados ao portfólio.

### Evolução do Ebitda – 1T17 versus 1T16 (R\$ milhões)



## Resultado Financeiro

(R\$ mil)	1T17	1T16	1T17 vs 1T16
Receitas Financeiras	38.890	30.877	26,0%
Despesas Financeiras	(167.044)	(163.972)	1,9%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(128.154)</b>	<b>(133.095)</b>	<b>3,7%</b>

A CPFL Renováveis registrou um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 128,2 milhões no 1T17, redução de 3,7% (+R\$ 4,9 milhões) em relação ao 1T16.

## Receitas financeiras

Em 31 de março de 2017, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.361,2 milhão ante R\$ 1.189,0 milhão em 31 de março de 2016. Esse aumento deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) novas captações do 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.



# Resultados 1T17

No 1T17, as receitas financeiras totalizaram R\$ 39,0 milhões, 26,0% superior as do 1T16 (+R\$ 8,0 milhões), devido principalmente ao maior saldo de caixa médio no período (R\$ 1.356,0 milhão no 1T17 vs R\$ 997,5 milhões no 1T16).

## Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 167,0 milhões no 1T17, aumento de 1,9% (-R\$ 3,1 milhões) em relação às do 1T16. A variação é explicada basicamente pela 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.

As despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 12,1 milhões no 1T17 ante R\$ 7,2 milhões no 1T16. 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 1T17, a Companhia registrou prejuízo líquido de R\$ 54,7 milhões ante a um prejuízo líquido de R\$ 105,9 milhões no 1T16. Essa variação se deve principalmente à maior receita líquida apurada no período e à ligeira melhora na despesa financeira líquida.

# Resultados 1T17

## Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 284,8 milhões no 1T17. Os investimentos foram direcionados basicamente aos projetos detalhados abaixo:

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

<sup>1</sup> São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V.

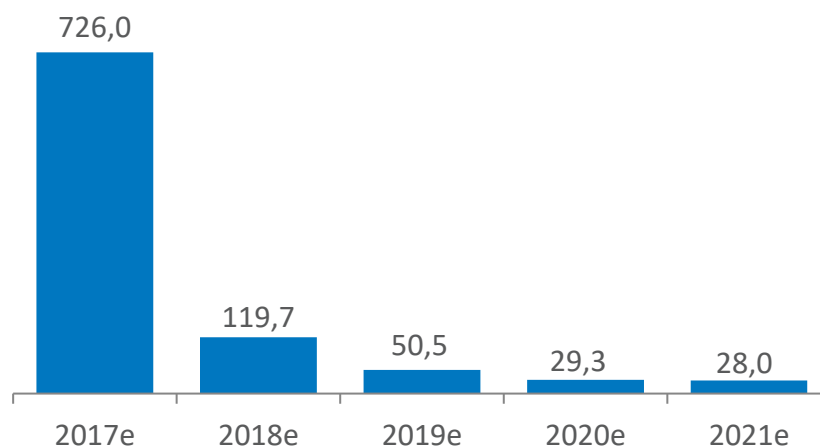
<sup>2</sup> Ventos de São Benedito, Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula.

<sup>3</sup> Energia Contratada a partir de 2017. Esses parques eólicos entraram em operação gradual de maio de 2016 a dezembro de 2016.

<sup>4</sup> Pedra Cheirosa I e II.

Os investimentos para os próximos 5 anos somam R\$ 953,5 milhões (moeda constante) 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 1T17

## Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial					
Ativo			Passivo		
	31/03/2017	31/12/2016		31/03/2017	31/12/2016
<b>Circulante e Realizável a longo prazo</b>	<b>1.818.744</b>	<b>1.972.182</b>	<b>Circulante e Exigível a longo prazo</b>	<b>8.115.078</b>	<b>8.027.080</b>
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações Financeiras	1.361.158	1.471.197	Fornecedores	85.278	76.396
Contas a receber (Clientes)	224.979	273.373	Obrigações Fiscais, trabalhistas e encargos	53.518	59.334
Tributos a Recuperar	62.852	70.499	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	8.035	9.045
Tributos diferidos	399	260	Empréstimos e financiamentos e Debêntures	6.459.107	6.407.871
Créditos com partes relacionadas	9.236	9.067	Outros	1.509.140	1.474.434
Outros	160.120	147.786	<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>4.380.619</b>	<b>4.437.806</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>7.688.505</b>	<b>7.466.547</b>	Capital social	3.390.870	3.390.870
<b>Intangível</b>	<b>2.988.448</b>	<b>3.026.156</b>	Adiantamento para futuro aumento de capital	300.000	300.000
<b>Tota do ativo</b>	<b>12.495.697</b>	<b>12.464.885</b>	Reservas de capital	592.138	592.138
			Reservas de lucro	1.305	1.305
			Ajuste de avaliação patrimonial	39.372	40.275
			Lucros/prejuízos acumulados	-	-
			Participação de acionistas não controladores	112.356	113.218
			<b>Total do passivo</b>	<b>12.495.697</b>	<b>12.464.885</b>

### Principais variações do ativo

O ativo circulante e exigível a longo prazo da Companhia encerrou o 1T17 em R\$ 1,8 bilhão, redução de 7,8% (+R\$ 153,4 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 1T17 com R\$ 1,4 bilhão, redução de 7,5% comparadas às de 31 de dezembro de 2016. Essa variação foi decorrente de: (i) investimentos realizados nos projetos em andamento; e (ii) pagamento de amortizações e juros dos empréstimos.

A rubrica contas a receber (Clientes) teve uma variação negativa de 17,7% quando comparada ao encerramento de 2016, decorrente do menor volume gerado dos parques eólicos no 1T17. Vale ressaltar que essa fonte tem seu período sazonal mais favorável no segundo semestre.

A variação do imobilizado (+3,0%) foi decorrente principalmente da conclusão das obras dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito.

### Principais variações do passivo

O passivo circulante e realizável a longo prazo encerrou o 1T17 com montante de R\$ 8,1 bilhões, 1,1% (+R\$ 88,0 milhões) superior ao saldo de 31 de dezembro de 2016, sendo influenciado basicamente pelo aumento de 0,8% na rubrica de empréstimos, financiamentos e debêntures, decorrente de novas captações ocorridas no período.

O patrimônio líquido foi de R\$ 4,4 bilhões no encerramento do 1T17, variação negativa de 1,3% ou R\$ 57,2 milhões em relação ao de 31 de dezembro de 2016.

# Resultados 1T17

## Endividamento

A Companhia encerrou o 1T17 com endividamento total de R\$ 6.459,1 milhões, montante 5,8% superior ao endividamento do 1T16 (R\$ 6.107,4 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 11,14% a.a. (91,86% do CDI de 31 de março de 2017).

As captações realizadas nos últimos 3 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 3 meses, a Companhia realizou captações de R\$ 115,3 milhões, sendo:

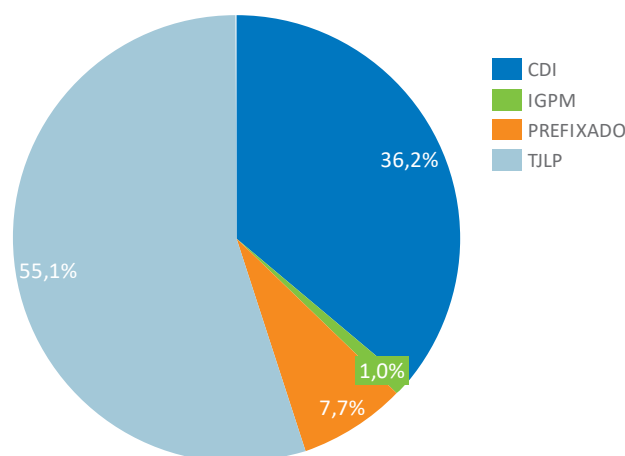
- (i) R\$ 15,3 milhões referentes ao financiamento de longo prazo dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,75% a.a.; e
- (ii) R\$ 100,0 milhões referente à 5ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis, emitidas junto ao Banco Bradesco com custo de 129,5% do CDI a.a..

Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos 3 meses:

- (i) R\$ 30,0 milhões referentes à amortização da 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis; e
- (ii) R\$ 94,0 milhões referentes à amortização de outros empréstimos.

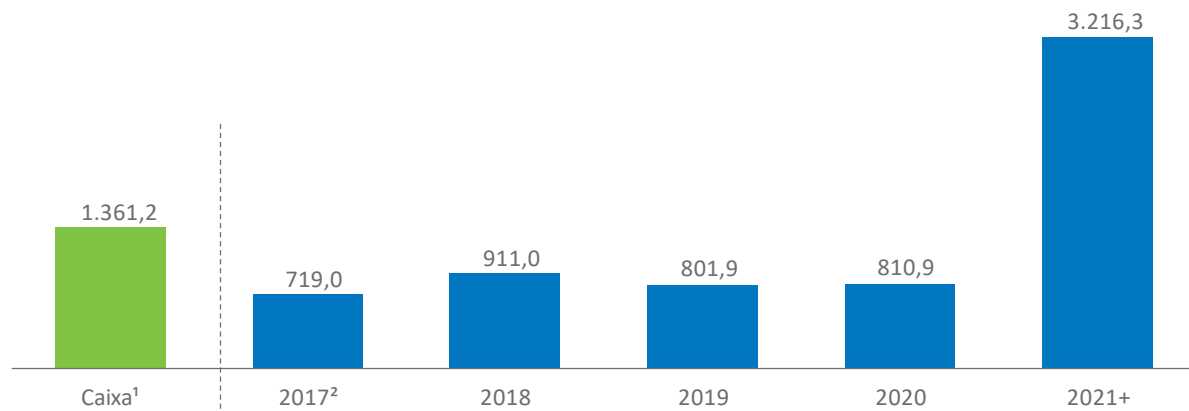
O endividamento líquido consolidado totalizou R\$ 5.097,9 milhões no 1T17, montante 3,7% superior ao mesmo período de 2016, devido, principalmente, às captações realizadas no período.

### Dívida por indexador – março de 2017



# Resultados 1T17

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

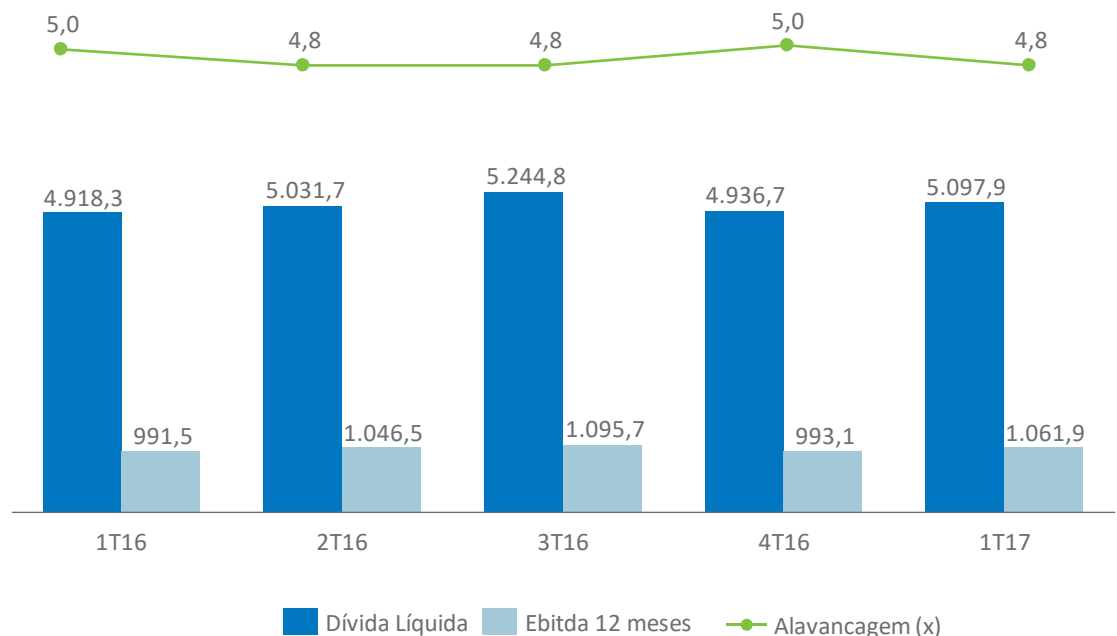


<sup>1</sup> O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 513,2 milhões no 1T17 (R\$ 405,0 milhões no 1T16).

<sup>2</sup> Considera encargos financeiros no valor de R\$ 33,2 milhões.

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.

Divida líquida/Ebitda (R\$ milhões)<sup>1</sup>



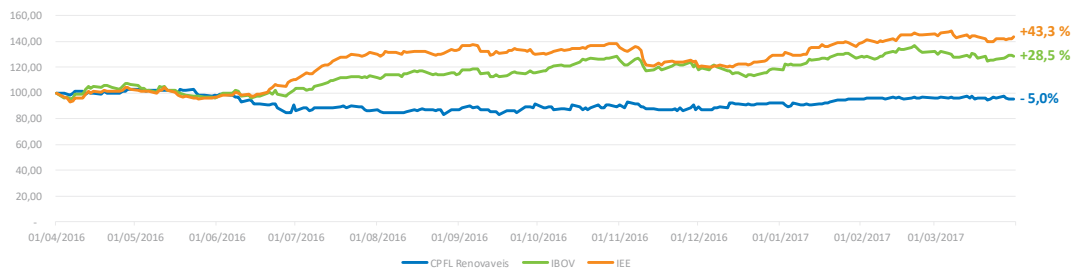
<sup>1</sup> O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 513,2 milhões no 1T17 (R\$ 405,0 milhões no 1T16).

# Resultados 1T17

## Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 1T17 cotadas a R\$ 12,02, representando uma desvalorização de 5,0% em relação ao fim do 1T16. Neste mesmo período o índice Bovespa (IBOV) valorizou 28,5% e o índice de Energia Elétrica (IEE) apresentou valorização de 43,3%.

### Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 01/04/2016 até 31/03/2017



# Resultados 1T17

## 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.

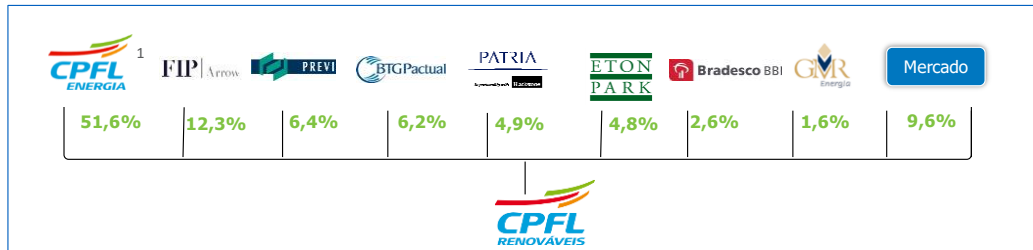
A Diretoria Executiva é formada por quatro diretores estatutários, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir seus negócios sociais de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração.

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

# Resultados 1T17

## Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



<sup>1</sup> Via CPFL Geração



# Resultados 1T17

Contatos	Teleconferência	CPRE3
<p><b>Gustavo Sousa</b> Diretor Presidente</p>	<p><b>Teleconferência / webcast</b></p>	<p><b>Cotação de fechamento em 09/05/2017:</b> R\$ 12,49</p>
<p><b>Flávia de Lima Carvalho</b> Superintendente de Finanças, RI e Comunicação</p>	<p><b>Data:</b> 11 de maio de 2017</p>	<p><b>Valor de Mercado:</b></p>
<p><b>Luciana Silvestre Fonseca</b> Especialista de Relações com Investidores</p>	<p><b>Horário:</b> 11h00 (Horário de Brasília) 10h00 (Eastern time)</p>	<p><b>Reais:</b> R\$ 6,29 bilhões</p>
<p><b>Lais Helena Lobão</b> Analista de Relações com Investidores</p>	<p>Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.</p>	<p><b>Dolar:</b> USD: 1,98 bilhão</p>
<p><b>Bruno Ferrete Gomes</b> Assistente de Relações com Investidores</p>	<p>Telefones para conexão: Brasil: (+55)11 3193-1001 ou (+55)11 2820-4001 EUA: +1 888 700 0802 Outras localizações: +1 786 924-6977</p>	
<p>E-mail: <a href="mailto:ri@cpflrenovaveis.com.br">ri@cpflrenovaveis.com.br</a> Telefone: 11- 3157-9312</p>	<p>Senha: CPFL Renovaveis</p>	
<p><b>Assessoria de Imprensa</b> RP1 Comunicação Empresarial E-mail: <a href="mailto:marianacesena@rp1.com.br">marianacesena@rp1.com.br</a> Telefone: 11-5501-4655</p>		

# Resultados 1T17

## 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 1T17

**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 1T17

## Anexos – Mapa de contratos de venda de energia

Ambiente de contratação	Receita	Ajustes de geração	Comentários
<b>Eólica</b>			
Proinfra	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.
<b>PCH</b>			
Proinfra	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajuste relativo 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 relativo a desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF e secundária (PLD).	O caixa é realizado após contabilização da COEE (2 meses).
ACL	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajuste relativo a desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF e secundária (PLD).	O caixa é realizado após contabilização da COEE (2 meses).
<b>Biomassa</b>			
ACR	Reconhecida conforme geração.	Ajuste relativo 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 relativo a desvios de geração são contabilizados no custo (PLD ou bilateral).	O caixa é realizado após contabilização da COEE (2 meses).

# Resultados 1T17

## Anexos – ativos em operação

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2017 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Mar/17	Tipo de contrato	
<b>Eólico</b>								
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
	Taíba 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	390,66	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,2	10,0	438,72	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
Complexo eólico Morro dos Ventos	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,4	1,4	401,27	Proinfa
	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
Complexo eólico Eurus	Morro dos Ventos IX	Parazinho	RN	30,0	14,3	12,8	234,81	LER 2009
	Eurus I	João Câmara	RN	30,0	15,5	14,5	189,18	LER 2010
Complexo Campo dos Ventos	Eurus III	João Câmara	RN	30,0	16,1	15,0	189,17	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29,2	15,4	15,1	156,64	LEN 2011
	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 São Benedito	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
<b>Subtotal Eólico</b>				<b>1.260,3</b>	<b>473,1</b>	<b>534,8</b>	<b>271,00</b>	

# Resultados 1T17

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2017 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Mar/17	Tipo de contrato
<b>Biomassa</b>							
Alvorada	Araporã	MG	50,0	19,9	18,0	189,42	ACL
Baía Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	5,5	11,0	258,63	LEN 2006
Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	18,7	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	202,90	LFA 2007 / ACL
<b>Subtotal Biomassa</b>			<b>370,0</b>	<b>114,6</b>	<b>128,4</b>	<b>218,33</b>	

# Resultados 1T17

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2017 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Mar/17	Tipo de contrato
<b>PCH</b>							
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,4	12,4	251,44	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	237,51	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23,0	14,9	14,8	250,47	ACL
Buritis	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	251,44	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	Patrocínio 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	Ipuacu	SC	30,0	21,2	20,9	241,19	Proinfa / ACL
Mata Velha	Unaí	MG	24,0	13,1	12,5	173,08	ACL
Monjolinho	São Carlos	SP	0,6	0,1	0,4	252,87	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	176,47	ACL
Paíol	Frei Inocêncio	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	251,44	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0,8	0,7	0,7	247,23	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20,0	11,1	11,1	223,59	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	244,33	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	237,51	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7,5	4,9	4,8	250,47	ACL
<b>Subtotal PCH</b>			<b>423,0</b>	<b>235,5</b>	<b>229,5</b>	<b>240,64</b>	
<b>Solar</b>							
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,2	0,2	228,97	ACL
<b>Subtotal Solar</b>			<b>1,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>228,97</b>	
<b>TOTAL</b>			<b>2.054,3</b>	<b>823,4</b>		<b>254,97</b>	

# Resultados 1T17

## Anexos – ativos em construção

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R\$/MWh) Mar/17	Tipo de contrato
Complexo Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	Itarema	25,2	13,6	13,6	156,20	18º LEN 2014 (A-5)
	Pedra Cheirosa II	Itarema	23,1	12,5	12,5	156,82	18º LEN 2014 (A-5)
<b>Subtotal EOL</b>			<b>48,3</b>	<b>26,1</b>	<b>26,1</b>	<b>156,50</b>	
<b>PCH</b>							
	Boa Vista II	Varginha	26,5	14,4	14,0	225,53	21º LEN 2015 (A-5)
<b>Subtotal PCH</b>			<b>26,5</b>	<b>14,4</b>	<b>14,0</b>	<b>225,53</b>	
<b>TOTAL</b>			<b>74,8</b>	<b>40,5</b>	<b>40,1</b>	<b>181,05</b>	