Release de Resultados

2T18



Sumário

Mensagem do Presidente **3**

Destaques do trimestre **4**

Portfólio em operação **6**

Portfólio contratado: projetos em implantação **7**

Condições de geração **9**

Produção de energia **17**

Desempenho econômico e financeiro **21**

Receita líquida 21

Custo de geração de energia 23

Despesas gerais e administrativas 24

Ebitda 25

Resultado Financeiro 26

Imposto de renda e contribuição social 27

Resultado líquido 27

Principais variações do ativo 28

Principais variações do passivo 28

Mercado de capitais **31**

Estrutura societária **33**

Glossário **34**

Anexos – Mapa de contratos de venda de energia **36**

Anexos – ativos em operação **37**

Anexos – ativos em construção **40**

Mensagem do Presidente

"A CPFL Renováveis registrou Ebitda de R$ 255,8 milhões no 2T18, o que representa crescimento de quase 15% quando comparado com igual período de 2017. Tal incremento evidencia o êxito de nosso modelo de negócio e sinaliza que devemos dar continuidade às ações em 2018.

No 2T18, a Companhia registrou receita líquida de R$ 415,0 milhões, aumento de 0,7% em relação ao 2T17 apesar da queda de 4,4% na geração de energia que totalizou 1.461,0 GWh no período. O desempenho da geração foi impactado principalmente pela baixa incidência de vento na região Nordeste, que concentra maior parte dos parques eólicos da Companhia.

A CPFL Renováveis continua buscando alternativas de criação de valor para seus acionistas, assim como para todos os públicos envolvidos com suas atividades, por meio de estratégias de comercialização de energia, por exemplo Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), aproveitamento de créditos fiscais, entre outras. Estas ações tiveram reflexos positivos nos nossos principais indicadores financeiros: aumento de receita e de Ebitda e redução do prejuízo e da alavancagem que fechou o 2T18 em 3,5x, menor valor histórico.

Finalmente, a CPFL Renováveis comunica que tem dado ciência ao mercado das determinações da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) sobre a Oferta Pública de Ações (OPA), da qual é objeto, decorrente da alienação indireta do controle acionário da Companhia para a State Grid."

Fernando Mano da Silva
Diretor- Presidente

São Paulo, 09 de agosto de 2018 – A CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis" ou "Companhia") anuncia hoje os resultados referentes ao segundo trimestre de 2018 (2T18) e acumulado do ano até 30/06/2018 (1S18). 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 1.461,0 GWh (-4,4% versus 2T17);

ii. Receita líquida de R$ 415,0 milhões (+0,7% versus 2T17);

iii. Ebitda de R$ 255,8 milhões (+14,7% versus 2T17);

iv. Prejuízo líquido de R$ 36,5 milhões (-49,1% versus 2T17);

v. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R$ 1,7 bilhão[1];

vi. No dia 03 de maio de 2018, a Companhia divulgou Fato Relevante comunicando a decisão do Colegiado da CVM, no sentido de dar parcial provimento ao recurso interposto contra decisão da área técnica da CVM no âmbito do processo de registro da oferta pública de aquisição de ações por alienação indireta do controle da CPFL Renováveis. O acolhimento parcial do recurso se deu para: "(i) Reformar a decisão da SRE no que toca à determinação de um patamar de preço mínimo a ser praticado na OPA; e (ii) Manter a determinação da SRE de que a DJP [Demonstração Justificada de Preço] seja reapresentada com os seguintes ajustes, a saber: utilização de dados anuais de EBITDA em substituição a trimestrais de modo a evitar distorções decorrentes de efeitos sazonais e incorporação de visão prospectiva das companhias, a fim de refletir as diferenças em suas expectativas de crescimento.";

vii. No dia 04 de junho de 2018, a Companhia divulgou Fato Relevante comunicando o deferimento de pedido de prorrogação do prazo para atendimento ao Ofício nº 114/2018/CVM/SRE/GER-1 que tinha sido fixado em 04 de junho de 2018, prorrogando para o dia 18 de junho de 2018; e

viii. No dia 21 de junho de 2018, a Companhia divulgou Fato Relevante comunicando que recebeu do seu acionista controlador indireto, State Grid Brazil Power Participações Ltda. ("State Grid") os documentos que foram por ele enviados à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), contendo a nova Demonstração Justificada do Preço para a

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

realização da Oferta Pública de Aquisição de ações de emissão da Companhia por alienação indireta do seu controle (“OPA”).

Indicadores Econômicos e Operacionais

(R$ mil)	2T18	2T17	2T18 vs 2T17	1S18	1S17	1S18 vs 1S17
Demonstrativo de Resultados						
Receita Líquida	415.036	412.074	0,7%	798.584	783.007	2,0%
Ebitda [1]	255.758	222.997	14,7%	483.545	459.468	5,2%
Margem Ebitda	61,6%	54,1%	7,5 p.p	60,6%	58,7%	1,9 p.p
Resultado líquido	-36.540	-71.782	-49,1%	-109.061	-126.445	-13,7%
Indicadores Operacionais						
Capacidade em operação (MW)	2.103	2.103	-	2.103	2.103	-
# usinas/ parques em operação	93	93	-	93	93	-
Energia gerada (GWh) [2]	1.461	1.528	-4,4%	2.683	2.823	-5,0%
Número de funcionários [3]	429	454	-5,5%	429	454	-5,5%

[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.

3 Considera estagiários e diretores estatutários.

Portfólio em operação

A CPFL Renováveis tem como vantagem competitiva a diversificação de seu portfólio que, no encerramento do 2T18, contava com 93 ativos localizados em 58 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio a Companhia conta com uma plataforma robusta e altamente escalável.

No encerramento do 2T18, 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%**

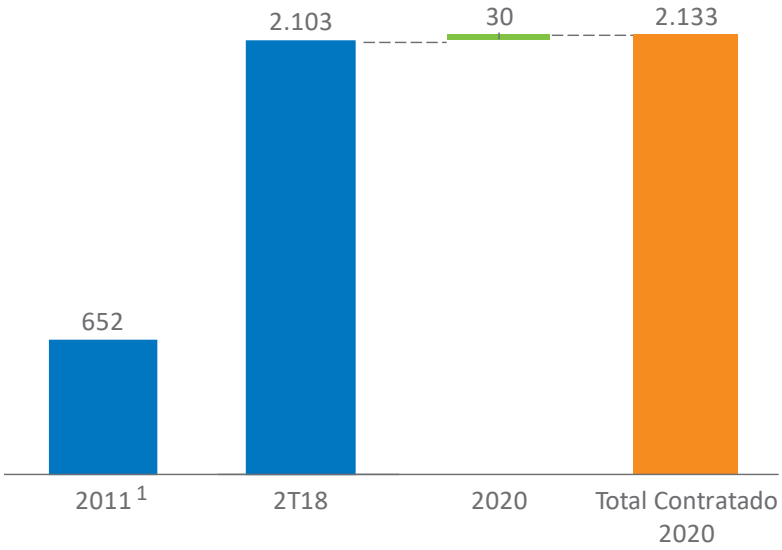
Portfólio contratado: projetos em implantação

Atualmente, a Companhia possui uma 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

[1] Conforme o Despacho nº 2.157 da ANEEL, houve o aumento na capacidade instalada na PCH Boa Vista 2, de 26,5 MW para 29,9 MW, devido à otimização do projeto.

Evolução do portfólio contratado até 2020 (MW)



[1]Agosto de 2011 - Criação da CPFL Renováveis

Status de obra

PCH Boa Vista 2





- 29,9 MW de capacidade
- Licença de instalação emitida em julho de 2016, revisada em março de 2017
- Obras iniciadas em fevereiro de 2017
- Status: concretagem das estruturas e montagem dos equipamentos em andamento
- Localização: Varginha / MG
- Entrada em operação comercial: 1T20

Além dos ativos em operação e dos projetos em fase de implantação, a Companhia possui um *pipeline* de projetos e m desenvolvimento que soma 2,6 GW.

Condições de geração

Fonte eólica

Nos últimos anos, a geração de energia a partir de projetos eólicos tem apresentado crescimento expressivo no Brasil. A capacidade instalada dos parques eólicos no País alcançou 13 GW em junho de 2018, distribuída em 529 parques. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 28,5 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2026[2].

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. O reconhecimento das receitas dos parques eólicos, depende do contrato e pode seguir a geração efetiva dessas usinas ou ser sazonalizada.

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.

Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)

Com a finalidade de mitigar os efeitos negativos sofridos pelas distribuidoras em razão dos altos níveis de sobrecontratação de energia, a ANEEL tem realizado algumas medidas para que as distribuidoras diminuam seus excedentes de energia.

A Resolução ANEEL nº 693 de 2015 (alterada pela Resolução ANEEL nº 726 de 2016 e pela Resolução ANEEL nº 727 de 2016) regulamentou o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCSD”) de energia elétrica com participação dos empreendimentos de geração que comercializaram energia em LFA (“Leilão de Fontes Alternativas”) e LEN (“Leilão de Energia Nova”).

Por meio do MCSD de Energia Nova, implementado de forma centralizada pela CCEE, as distribuidoras têm a possibilidade de declararem suas sobras e déficits enquanto os empreendimentos de geração interessados podem declarar ofertas para redução de sua energia contratada (de forma parcial ou total, por prazo estabelecido). A CCEE utiliza a declaração de todos os agentes, realizando trocas de energia otimizadas entre as distribuidoras e geradoras. Por fim, a CCEE contabiliza as operações, podendo ratificar a redução proposta pelo gerador. Caso isso ocorra, a energia fica descontratada pelo prazo estabelecido no acordo, podendo ser comercializada no ambiente de contratação livre (“ACL”).

[2] Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Os empreendimentos da CPFL Renováveis que participaram do MCSD A-0 de julho de 2017 à dezembro de 2017 são os parques eólicos Morros dos Ventos II, Atlântica I, II e IV e o complexo eólico Macacos com capacidade de 197,4 MW totalizando 91,2 MWmédios descontratados.

Adicionalmente, participaram do MCSD A-1 de janeiro de 2018 os parques eólicos de Atlântica, Macacos, Morro dos Ventos II e Pedra Cheirosa com capacidade de 275,7 MW totalizando 131,0 MWmédios descontratados em 2018.

Fonte hídrica

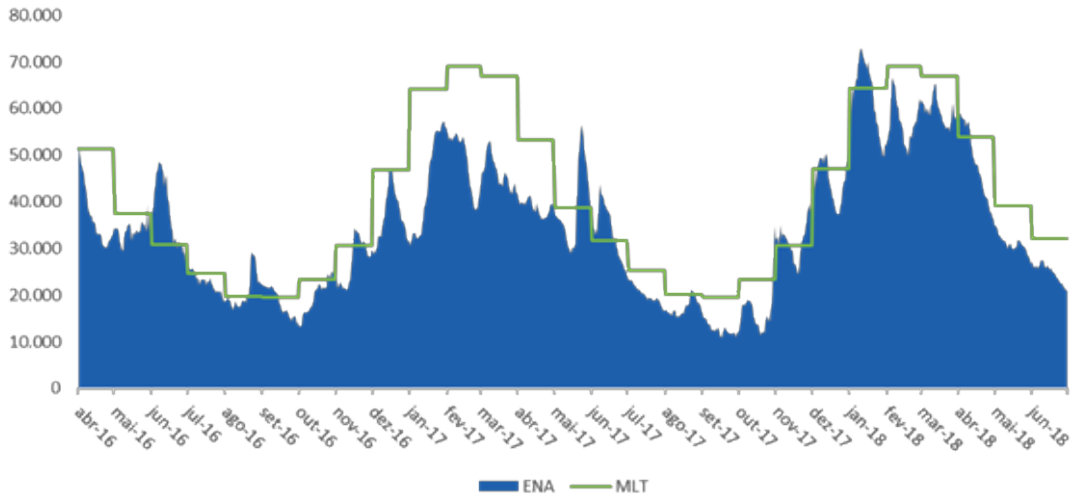
As pequenas centrais hidrelétricas ("PCHs") são usinas de pequeno porte, com capacidade instalada entre 5 MW e 30 MW e área de reservatório de até 13 quilômetros quadrados, de acordo com a definição da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Por conta de suas características distintas em relação 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. Em junho de 2018, o aproveitamento hidrelétrico representava aproximadamente 64,0% da capacidade instalada no país, sendo 3,6% de PCHs (5,7 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.111 empreendimentos[3]). Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,2 GW de capacidade de PCHs e CGHs até o final de 2026[4].

A energia hidrelétrica é produzida a partir das vazões dos rios, que podem ser medidas por meio das Energias Naturais Afluentes ("ENAs") dos reservatórios. A ENA é a quantidade de energia que pode ser produzida com base na vazão de água de um determinado rio no seu ponto de aproveitamento. Quanto maior a ENA, maior é a quantidade de energia que poderá ser produzida. Os valores de ENA são expressos em MW médios ou em percentual da média histórica de longo termo ("%MLT"), cuja série iniciou-se em 1931. As variações das ENAs medidas ocorrem, sobretudo, de acordo com as precipitações e influem diretamente na geração das usinas hidrelétricas na região em questão.

Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 24 meses findos em junho de 2018 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

[3] Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) - junho/2018
[4] Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

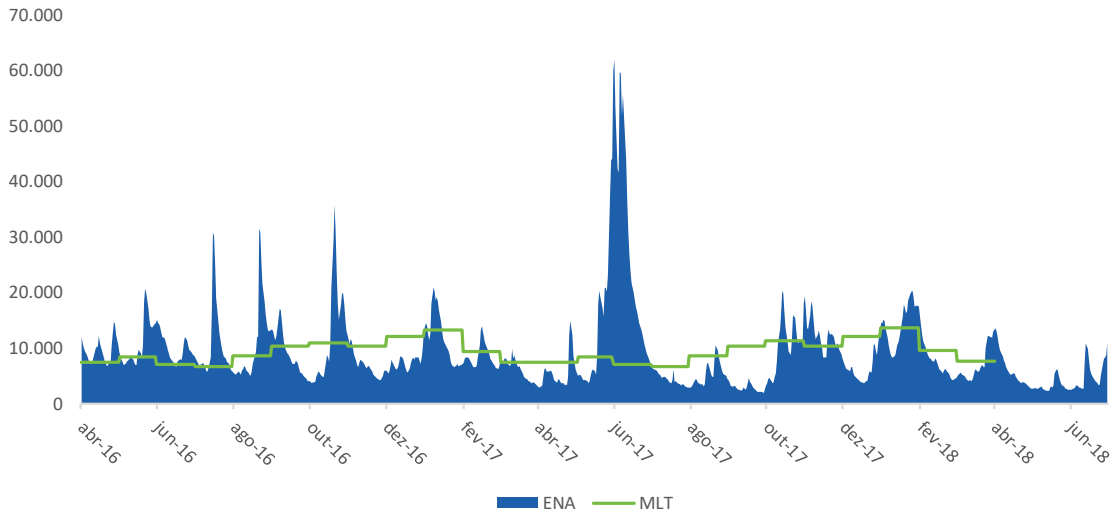
Energia Natural Afluente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste
(MW médios – últimos 24 meses – Junho/2018)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 2T18 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios[5] em 39,8%, 2,4 p.p. inferior ao nível do final do 2T17 (42,2%).

Energia Natural Afluente – ENA – Sul
(MW médios– últimos 24 meses – Junho/2018)



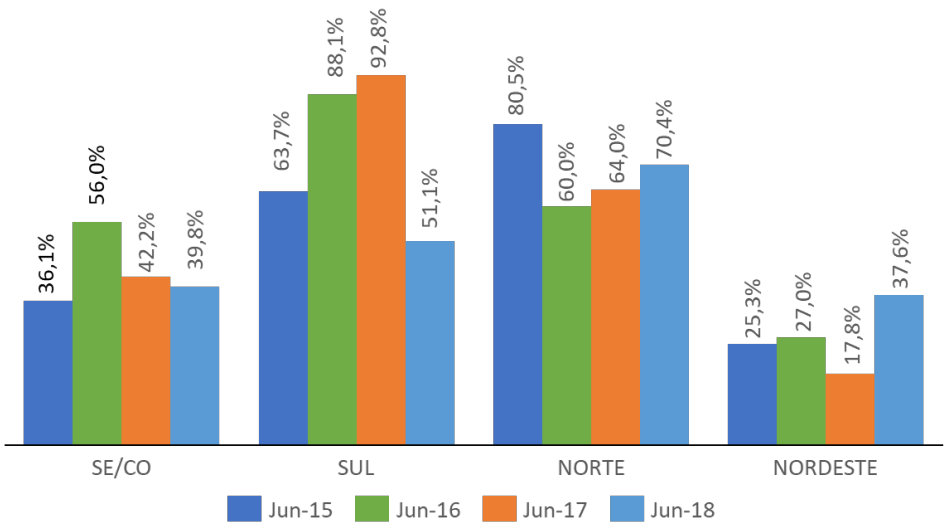
Na região Sul, os reservatórios encerraram o 2T18 com 51,1% de sua capacidade de armazenamento, apresentando redução de 41,7 p.p. em relação ao final do 2T17 (92,8%).

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, no encerramento de junho 2018, as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentaram redução no nível de seus reservatórios em

[5] Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação (junho/2018)

relação ao encerramento do 2T17, redução essa mais significativa na região Sul, onde a queda registrada entre as datas de comparação foi de 41,7 p.p.. O movimento foi inverso nas regiões Norte e Nordeste, com alta no nível de seus reservatórios considerando a posição ao final do 2T17 e do 2T18.

Armazenamento dos reservatórios em Junho - 2015 a 2018



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. 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. Essa receita ou despesa adicional é mensalmente contabilizada para cada gerador. Para o ano de 2017 foi de R$ 11,58/MWh. Já para o ano de 2018 o valor da TEO será de R$ 11,88/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, tal excedente é valorado também ao PLD. Esse efeito é definido como Energia Secundária.

Em 2017, o PLD mínimo era de R$ 33,68/MWh e o PLD máximo de R$ 533,82/MWh. Para 2018, a ANEEL estabeleceu o valor mínimo de R$ 40,16/MWh e o máximo de R$ 505,18/MWh.

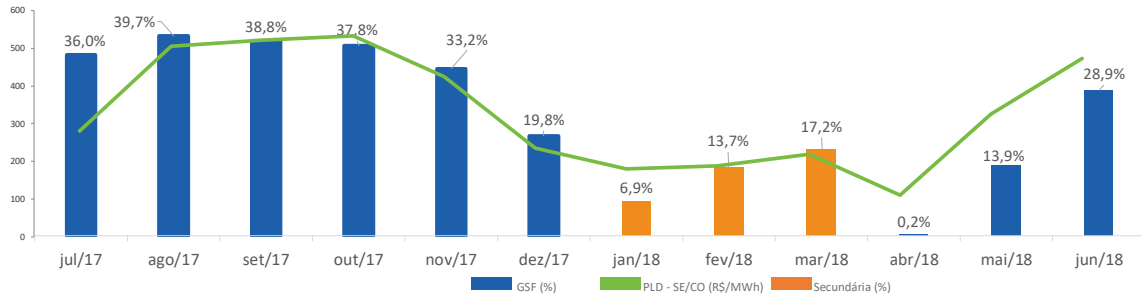
Em maio de 2017, as quatro PCHs – Socorro, Três Saltos, Dourados e Guaporé – retornaram ao MRE devido à Lei nº 13.360/2016 que estabeleceu que "os empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga".

Liminar sobre a revisão da garantia física de PCHs: A hidrologia adversa dos últimos anos tem impactado diretamente a geração das usinas hidrelétricas. O resultado é que a geração de muitas

usinas hidrelétricas tem sido abaixo da garantia física. O 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.

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

Histórico do GSF[1] 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 2018 contemplam valores provisionados na CCEE.

Repactuação do risco hidrológico (GSF) e Liminar APINE: 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).

Em junho de 2015, a APINE ajuizou uma ação com vistas à proteção dos seus geradores hidráulicos associados no que tange ao GSF. A liminar, estipulando que não fosse aplicado o GSF, foi deferida em julho de 2015.

Entre os meses de maio e outubro de 2015, 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 Ludesa, conforme demonstrado na tabela abaixo:

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

* Valores de garantia física conforme Portaria ANEEL nº 30.
** SP 100 é o produto no qual o gerador transfere o risco hidrológico (GSF) e a energia secundária para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, conforme especificando pela REN 684/2015. Esse termo significa que a Companhia repactuou 100% do risco hidrológico (GSF) das usinas no ACR ao prêmio R$ 9,50/MWh.

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

Em dezembro de 2017, a PCH Mata Velha aderiu ao processo de repactuação do risco hidrológico, válido a partir de janeiro de 2018.

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.

Portanto, as 29 PCHs da CPFL Renováveis, num total de 131,2 MWmédios, com contratos negociados no ACL, permaneceram protegidas pela liminar concedida à APINE.

Em fevereiro de 2018, a liminar foi cassada, porém os saldos devidos do passado foram preservados. Dessa forma, as empresas teriam que aportar recursos apenas para o risco posterior à vigência da liminar.

Em abril de 2018, a APINE entrou com medida cautelar pedindo restabelecimento da liminar e em maio de 2018, o pedido foi deferido em favor da APINE, restabelecendo seus efeitos originais, onde preserva o passado e não se aplica nenhum ajuste de GSF.

No âmbito da Consulta Pública nº 33/2017, em fevereiro de 2018, o MME apresentou a minuta do Projeto de Lei que pretendia modernizar o marco legal, com a compilação de várias contribuições feitas durante o período em que a consulta pública ficou aberta.

Em paralelo, a Medida Provisória 814/2017, editada no final do ano passado para tratar da privatização da Eletrobrás e de seis de suas subsidiárias, recebeu diversas emendas, dentre as quais

algumas que visam equacionar a questão do GSF, prevendo os termos de uma repactuação do risco hidrológico para os geradores hidrelétricos afetados, com contratos no Ambiente de Contratação Livre. Porém, a Medida perdeu eficácia no dia 02 de junho de 2018.

Por fim, dada a perda de eficácia da Medida Provisória 814/2017, o Poder Executivo encaminhou ao Congresso Nacional, por meio de um Despacho, o Projeto de Lei nº 10.332/2018. A proposta contém alguns dos principais pontos da Medida Provisória 814/2018. Além disso, outros pontos puderam ser incluídos na matéria por meio de emendas, entre eles os termos da repactuação do GSF. Por tramitar em regime de urgência, a matéria teve seu texto aprovado pelo Plenário da Câmara e agora aguarda deliberação do Senado. Só após esse processo é que a proposta será submetida à sanção presidencial e a Lei será publicada.

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.

Em junho de 2018, as usinas de geração de energia elétrica a partir da biomassa representavam 14,5 GW[6] instalados no país (548 empreendimentos). O PDE 2026[7] projeta crescimento dessa fonte, que deverá atingir capacidade instalada de 16,9 GW em dezembro de 2026.

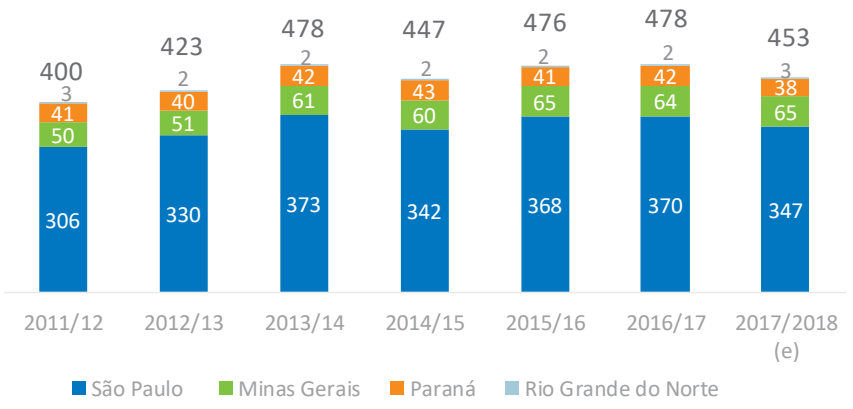
O reconhecimento das receitas dos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar, depende do contrato e pode seguir a geração efetiva dessas usinas ou ser sazonalizada. A geração, por sua vez, acompanha o efeito sazonal da safra, que, na região Sudeste, tem seu 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:

[6] BIG (ANEEL) – junho/2018
[7] Plano Decenal de Expansão de Energia 2026
Fonte: Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB). Data base: dezembro de 2017

Histórico da safra da cana de açúcar por Estado (milhões de toneladas)



Fonte: Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB). Data base: dezembro de 2017

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 fotovoltaíco.

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 montanhosas[8]). 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.

A fonte solar ainda é pouco representativa no País, em junho de 2018 representava 1,3 GW[9] instalados, com 2.231 usinas. Entretanto, o PDE 2026[10] 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).

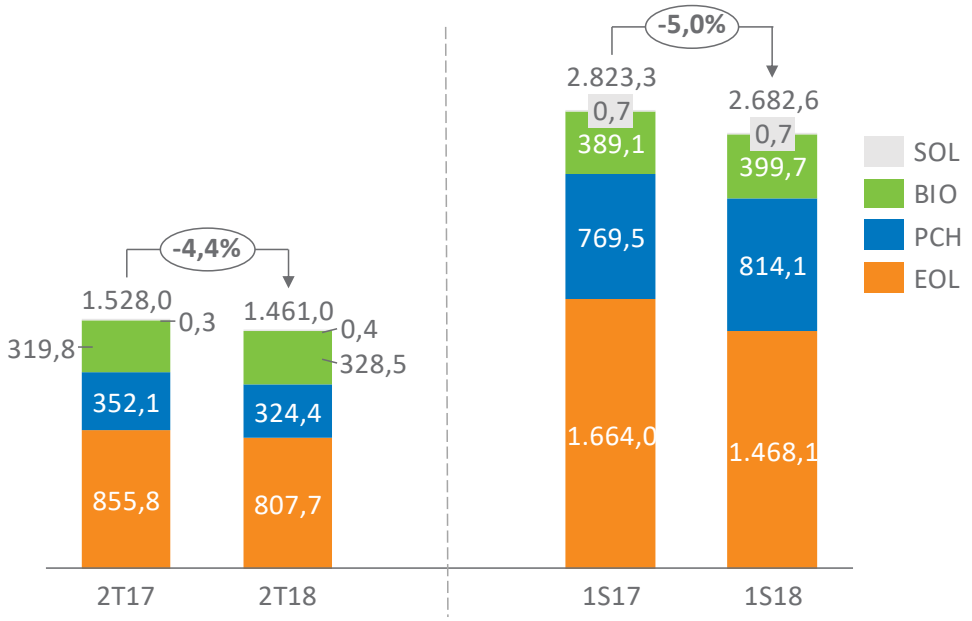
[8] *"Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions"*, CanmetEnergy
[9] BIG (ANEEL) – junho/ 2018
[10] Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Produção de energia

No 2T18, a CPFL Renováveis gerou 1.461,0 GWh de energia, redução de 4,4% em relação ao 2T17 (-67,1 GWh). No 1S18, a CPFL Renováveis gerou 2.682,6 GWh de energia, redução de 5,0% em relação ao 1S17 (-140,7 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 2T18, a geração de energia dos parques eólicos apresentou redução de 5,6% (-48,1 GWh) quando comparada à geração do 2T17. Essa variação deve-se principalmente à menor incidência de ventos no Ceará, no Rio Grande do Norte e no Rio Grande do Sul, parcialmente compensada pela entrada em operação do complexo eólica Pedra Cheirosa em junho de 2017.

No 1S18, houve redução de 11,8% (-195,9 GWh) quando comparado a do 1S17 devido aos fatores explicados no trimestre e à menor disponibilidade dos parques eólicos do Ceará por conta dos aerogeradores que eram operados pela Suzlon[11].

[11] A operação e manutenção dos parques do Ceará era executado pela Suzlon, empresa indiana que entrou com pedido autofalência e que decidiu não continuar com as operações no Brasil. A CPFL Renováveis assumiu a operação e em dezembro de 2017, em Reunião do Conselho de Administração, foi aprovada a contratação da Siemens Gamesa para prestação de serviços de O&M nos complexos eólicos do Ceará (SIIF, Bons Ventos e Rosa dos Ventos), em substituição ao fornecedor Suzlon. Em janeiro de 2018, a Siemens Gamesa iniciou um plano de recuperação dos aerogeradores.

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 81,9%, 85,9% e 88,0%, respectivamente. Nos últimos 36 meses, a taxa de eficiência foi impactada pela velocidade dos ventos abaixo do esperado no Rio Grande do Norte, principalmente em função do fenômeno El Niño registrado no final de 2015 e início de 2016. Nesse período ocorreu também a instabilidade da performance inicial da entrada em operação de novos parques do Rio Grande do Sul e do Rio Grande do Norte, aliados aos reparos necessários nos parques, efeitos que vêm sendo corrigidos ao longo dos meses e a problemas de disponibilidade nos parques do Ceará que eram operados pela Suzlon.

Adicionalmente, o 1S18 foi afetado pelo La Niña que deu condições para que fenômenos meteorológicos diminuíssem a velocidade de ventos na região Nordeste, onde os complexos eólicos da CPFL Renováveis estão localizados. Vale mencionar que embora El Niño e La Niña sejam fenômenos oceânicos-atmosféricos com características opostas, seus impactos podem ser similares em determinadas regiões e épocas do ano.

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

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado[10 11]	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência[12]
Complexo Eólico SIIF [(1)]	CE	35,0%	26,5%	75,8%
Complexo Eólico BVP Geradora [(2)]	CE	38,5%	23,0%	59,6%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	31,3%	69,3%
Complexo Eólico Santa Clara [(3)]	RN	40,2%	32,4%	80,5%
Complexo Eólico Morro dos Ventos [(4)]	RN	43,3%	37,5%	86,6%
Complexo Eólico Atlântica [(5)]	RS	43,2%	39,8%	92,1%
Complexo Eólico Macacos I [(6)]	RN	49,1%	44,4%	90,3%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	39,7%	84,9%
Complexo Eólico Eurus [(7)]	RN	44,4%	41,1%	92,5%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	43,5%	80,6%
Complexo Eólico Campo dos Ventos e São Benedito [(8)]	RN	58,2%	53,2%	91,4%
Complexo Pedra Cheirosa [(9))]	CE	60,9%	46,5%	76,4%
Total		**45,0%**	**37,3%**	**81,9%**

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

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado[10 11]	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência[12]
Complexo Eólico SIIF [(1)]	CE	35,0%	29,4%	84,0%
Complexo Eólico BVP Geradora [(2)]	CE	38,5%	29,0%	75,2%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	36,9%	81,6%
Complexo Eólico Santa Clara [(3)]	RN	40,2%	34,3%	85,2%
Complexo Eólico Morro dos Ventos [(4)]	RN	43,3%	38,4%	88,6%

Complexo Eólico Atlântica [5]	RS	43,2%	39,7%	92,0%
Complexo Eólico Macacos I [6]	RN	49,1%	45,8%	93,2%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	40,7%	87,1%
Complexo Eólico Eurus [7]	RN	44,4%	41,9%	94,3%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	46,3%	85,8%
Total		**41,3%**	**35,6%**	**85,9%**

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

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado[10 11]	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência[12]
Complexo Eólico SIIF [1]	CE	35,0%	31,8%	90,9%
Complexo Eólico BVP Geradora [2]	CE	38,5%	32,6%	84,7%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	40,0%	88,3%
Complexo Eólico Santa Clara [3]	RN	40,2%	33,9%	84,2%
Complexo Eólico Morro dos Ventos [4]	RN	43,3%	38,0%	87,7%
Complexo Eólico Atlântica [5]	RS	43,2%	38,7%	89,7%
Complexo Eólico Macacos I [6]	RN	49,1%	45,0%	91,5%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	40,2%	85,9%
Complexo Eólico Eurus [7]	RN	44,4%	41,6%	93,6%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	44,5%	82,6%
Total		**41,3%**	**36,3%**	**88,0%**

[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 Eurus 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 Eurus é formado pelos parques eólicos Eurus I e Eurus II.
[8] Complexo Campo dos Ventos e São Benedito é formado pelos parques eólicos Campo dos Ventos I, III e V, São Domingos, Ventos de São Martinho, Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Ventos de Santa Mônica e Ventos de Santa Úrsula.
[9] Complexo Pedra Cheirosa é formado pelos parques eólicos Pedra Cheirosa I e II.
[10] O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50 estimada em 2,5%.
[11] Atualização das certificações das eólicas devido aperfeiçoamento de análises em função de mais dados disponíveis.
[12] 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 decréscimo de 7,9% (-27,7 GWh) no 2T18 em relação a do 2T17. A performance é explicada basicamente pelo menor volume gerado nas PCHs localizadas na região Sul. No 1S18, a geração apresentou acréscimo de 5,8% (+44,6 GWh) devido à melhor afluência nas áreas de atuação da Companhia ocorrida no 1T18, resultante da situação hidrológica das regiões.

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 na exposição no mercado de curto prazo para tais usinas. Exceto no 1T17 e no 1T18, quando 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

A geração de energia das usinas de biomassa apresentou aumento de 2,7% (+8,7 GWh) no 2T18 devido principalmente à maior geração por conta da antecipação de safra e ganho de eficiência com geração com bagaço armazenado. Esse cenário também impactou a geração das usinas de biomassa no 1S18, que apresentou aumento de 2,7% (+10,6 GWh) em relação a do 1S17.

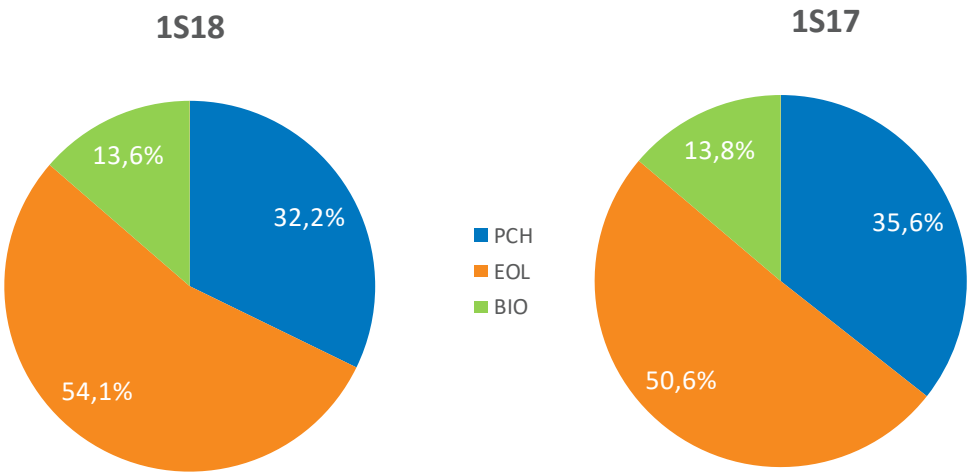
Desempenho econômico e financeiro

Demonstração de resultado

(R$ mil)	2T18	2T17	2T18 vs 2T17	1S18	1S17	1S18 vs 1S17
Receita Líquida	415.036	412.074	0.7%	798.584	783.007	2,0%
Custo de geração de energia elétrica	(123.980)	(139.365)	-11.0%	(251.078)	(239.145)	5,0%
Depreciação e amortização	(113.223)	(113.442)	-0.2%	(229.956)	(224.597)	2,4%
Lucro Bruto	**177.833**	**159.267**	**11.7%**	**317.550**	**319.265**	**-0,5%**
Despesas gerais e administrativas	(35.298)	(49.712)	-29.0%	(63.961)	(84.394)	-24,2%
Amortização do direito de exploração	(38.985)	(38.625)	0.9%	(78.191)	(77.250)	1,2%
Depreciação & amortização	(2.279)	(795)	186.7%	(4.027)	(1.848)	117,9%
Lucro operacional	**101.271**	**70.135**	**44.4%**	**171.371**	**155.773**	**10,0%**
Resultado Financeiro	(119.119)	(128.031)	-7.0%	(248.334)	(256.185)	-3,1%
IR e CS	(18.692)	(13.886)	34.6%	(32.098)	(26.033)	23,3%
Resultado líquido	**(36.540)**	**(71.782)**	**-49.1%**	**(109.061)**	**(126.445)**	**-13,7%**
Ebitda	**255.758**	**222.997**	**14.7%**	**483.545**	**459.468**	**5,2%**
Margem Ebitda	61,6%	54,1%	7.5 p.p	60,6%	58,7%	1,9 p.p

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte[1]



[1] A participação da fonte solar foi de 0,2% no 1S18 e 1S17.

A receita líquida total atingiu R$ 415,0 milhões no 2T18, 0,7% superior à receita do 2T17 (+R$ 3,0 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

(i) Aumento de R$ 26,6 milhões na receita das eólicas devido principalmente: a) ao efeito positivo de R$ 24,4 milhões no 2T18 do leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre foi superior ao preço do contrato no mercado regulado para os oito parques eólicos que participaram desse leilão; e b) à entrada em operação comercial do complexo eólico Pedra Cheirosa no valor de R$ 13,2 milhões. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela menor geração dos complexos eólicos do Ceará (complexos que eram operados pela Suzlon) e do Rio Grande do Norte.

(ii) Redução de R$ 25,5 milhões na receita das PCHs e da Holding devido, principalmente, à diferente estratégia de sazonalização da garantia física das PCHs entre os períodos. Adicionalmente, ocorreu maior receita na Holding no 2T17 devido basicamente à liquidação da compra de energia para recomposição de lastro, que não se repetiu no 2T18.

(iii) Aumento de R$ 1,9 milhão na receita das biomassas decorrente principalmente da estratégia de sazonalização da garantia física das biomassas e da liquidação positiva na CCEE devido à maior geração de algumas usinas.

No 1S18, a receita líquida atingiu R$ 798,6 milhões, aumento de 2,0% em comparação com a do 1S17 (+R$ 15,6 milhões). Essa variação pode ser explicada principalmente pelos fatores que impactaram o trimestre acrescido do reajuste de preços dos contratos.

Receita líquida	2T18	2T17	2T18 vs 2T17	1S18	1S17	1S18 vs 1S17
PCH[1]	113.068	138.594	-18,4%	257.286	278.919	-7,8%
EOL	227.911	201.287	13,2%	432.362	395.961	9,2%
Biomassa	73.978	72.128	2,6%	108.772	107.974	0,7%
Solar	80	65	23,1%	165	153	7,8%
Total	**415.037**	**412.074**	**0,7%**	**798.584**	**783.007**	**2,0%**

[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 da garantia física. Para as eólicas e as usinas de biomassa, o reconhecimento da receita depende do contrato e pode ser feito pela geração efetiva ou sazonalização. 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)	2T18	2T17	2T18 vs 2T17	1S18	1S17	1S18 vs 1S17
Custo de compra de energia	(66.628)	(62.656)	6,3%	(112.388)	(90.780)	23,8%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(1.338)	(590)	126,8%	(1.928)	(1.180)	63,4%
Encargos de uso de sistema	(15.356)	(24.693)	-37,8%	(40.056)	(49.840)	-19,6%
PMSO [1]	(40.658)	(51.426)	-20,9%	(96.706)	(97.345)	-0,7%
Custo de geração de energia elétrica	**(123.980)**	**(139.365)**	**-11,0%**	**(251.078)**	**(239.145)**	**5,0%**
Depreciação e amortização	(113.223)	(113.442)	-0,2%	(229.956)	(224.597)	2,4%
Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização	**(237.203)**	**(252.807)**	**-6,2%**	**(481.034)**	**(463.742)**	**3,7%**

[1] Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

No 2T18, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R$ 124,0 milhões, redução de 11,0% em relação ao 2T17 (-R$ 15,4 milhões). No 1S18, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R$ 251,1 milhões, acréscimo de 5,0% em relação ao 1S17 (+R$ 11,9 milhões).

Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R$ 66,6 milhões no 2T18, montante 6,3% superior ao registrado no 2T17 (+R$ 4,0 milhões). Tal desempenho deve-se basicamente ao reconhecimento de R$ 3,8 milhões referentes às apurações anual e quadrienal dos contratos de venda de energia dos complexos eólicos Santa Clara e Morro dos Ventos no 2T18. No 1S18, o custo com compra de energia apresentou aumento de 23,8% (+R$ 21,6 milhões) devido principamente às compras para atender mercado de curto prazo e hedge e ao reconhecimento de R$ 3,8 milhões mencionado no trimestre, parcialmente compensado pelo menor GSF.

Encargos de uso de sistema

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R$ 15,4 milhões, redução de 37,8% em relação ao 2T17 (-R$ 9,3 milhões). No 1S18, o custo com encargos de uso de sistema totalizaram R$ 40,1 milhões, diminuição de 19,6% em relação ao 1S17 (-R$ 9,8 milhões). Esse desempenho deve-se, principalmente, ao efeito positivo da recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins (efeito não recorrente), parcialmente compensado pelo reajuste dos encargos de conexões e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

PMSO

O custo com pessoal, material, serviços de terceiros e outros (PMSO) atingiu R$ 40,7 milhões no 2T18, redução de 20,9% (-R$ 10,8 milhões) em relação ao custo do 2T17. Essa redução é explicada principalmente pela recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins (efeito não recorrente), parcialmente compensada pela entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa em junho de 2017. No 1S18, o custo com PMSO totalizou R$ 96,7 milhões, praticamente estável ao 1S17 (R$ 97,3 milhões) devido ao aumento nos custos com materiais principalmente às manutenções decorrentes da internalização dos serviços de O&M dos parques do Ceará e à entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa, que foram parcialmente compensados pela recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins (efeito não recorrente).

Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização totalizou R$ 113,2 milhões, estável em relação ao 2T17 (R$ 113,4 milhões). No 1S18, o custo com depreciação e amortização totalizou R$ 230,0 milhões, aumento de 2,4% devido basicamente à entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa.

Despesas gerais e administrativas

(R$ mil)	2T18	2T17	2T18 vs 2T17	1S18	1S17	1S18 vs 1S17
Despesas com pessoal	(19.576)	(15.792)	24,0%	(36.784)	(32.658)	4,0%
Serviços de terceiros	(14.933)	(15.001)	-0,5%	(30.404)	(29.548)	2,9%
Outros	(789)	(18.919)	-95,8%	(3.227)	(22.188)	-85,5%
Despesas gerais e administrativas	**(35.298)**	**(49.712)**	**-29,0%**	**(63.961)**	**(84.394)**	**-24,2%**
Depreciação & Amortização	(2.279)	(795)	186,7%	(4.027)	(1.848)	117,9%
Amortização do direito de exploração	(38.985)	(38.625)	0,9%	(78.191)	(77.250)	1,2%
Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização	**(76.562)**	**(89.132)**	**-14,1%**	**(146.179)**	**(163.492)**	**-10,6%**

[1] Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais

As despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortizações, somaram R$ 35,3 milhões no 2T18, redução de 29,0% (-R$ 14,4 milhões) em relação às do 2T17. No 1S18, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortizações, somaram R$ 64,0 milhões, redução de 24,2% (-R$ 20,4 milhões) em relação às do 1S17. Essas variações são explicadas basicamente pelos seguintes fatores:

(i) Baixa de ativo intangível de projetos de PCHs pela incerteza de seu desenvolvimento no valor de R$ 16,2 milhões no 2T17 (provisão não recorrente e sem efeito caixa);

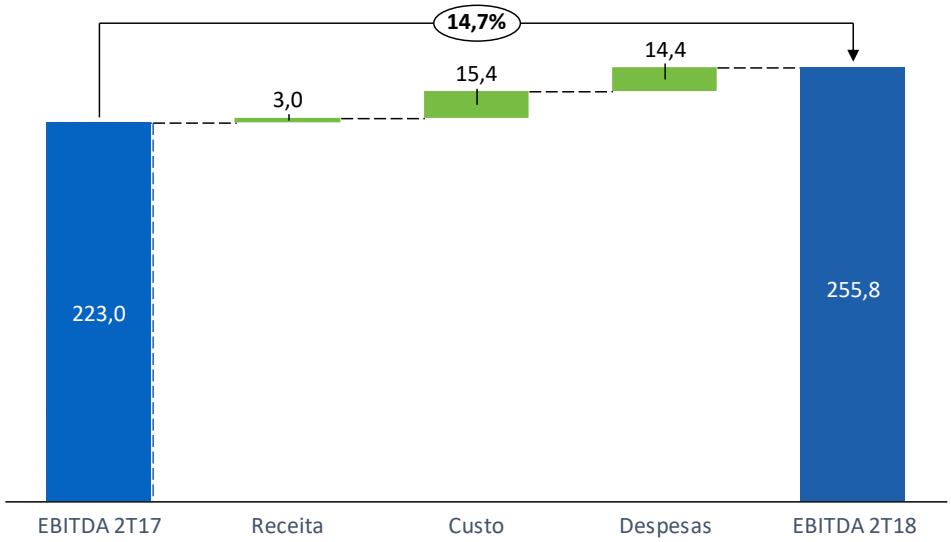
(ii) Reversão de provisão de impairment no valor de R$ 5,8 milhões no 1T18; e

(iii) Aumento nas despesas com pessoal devido principalmente ao acordo sindical; e aos encargos trabalhistas no valor de R$ 1,3 milhão no 2T18 e R$ 1,6 milhão no 1S18 por conta especialmente da alteração na alíquota tributária do RAT (Risco de Acidente de Trabalho) e do FAP (Fator Acidentário de Prevenção).

Ebitda

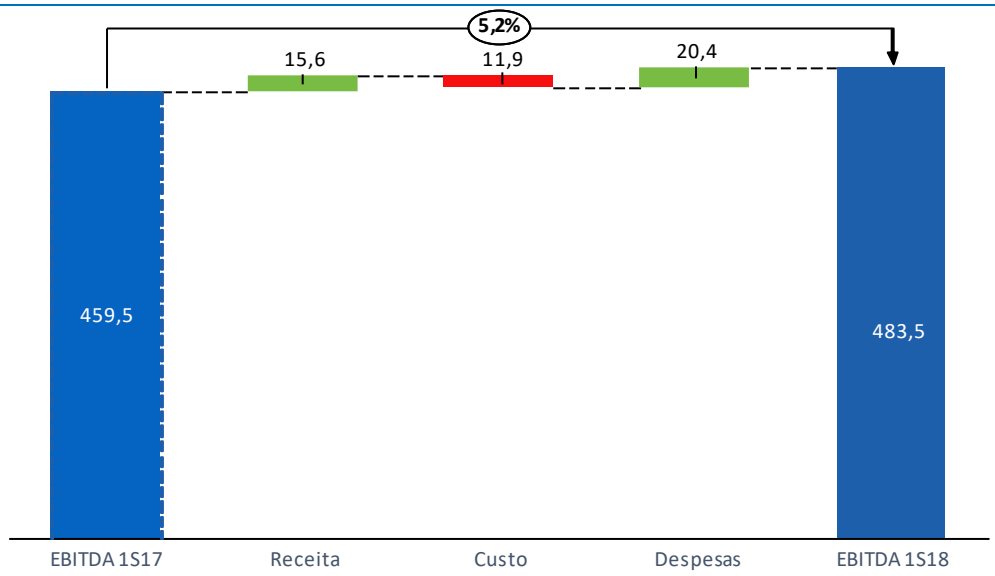
No 2T18, o Ebitda totalizou R$ 255,8 milhões, 14,7% superior ao do 2T17 (+R$ 32,8 milhões). A margem Ebitda atingiu 61,6% no 2T18, 7,5 p.p. superior à do 2T17. Esse resultado deve-se principalmente à recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins de encargos setoriais e de MSO (Material, Serviços e Outros) ocorrida no 2T18 (efeito não recorrente) e à baixa de ativo intangível de projetos de PCHs pela incerteza de seu desenvolvimento no valor de R$ 16,2 milhões ocorrida no 2T17 (provisão não recorrente e sem efeito caixa). Tais itens foram parcialmente compensados pelo maior custo com compra de energia.

Evolução do Ebitda – 2T18 versus 2T17 (R$ milhões)



No 1S18, o Ebitda totalizou R$ 483,5 milhões, 5,2% superior ao do 1S17 (+R$ 24,1 milhões). A margem Ebitda atingiu 60,6% no 1S18, 1.9 p.p. superior à do 1S17. Esse resultado deve-se principalmente à maior receita líquida, resultado, especialmente, da entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa, à recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins de encargos setoriais e de MSO (Material, Serviços e Outros) ocorrida no 2T18 (efeito não recorrente) e à baixa de ativo intangível de projetos de PCHs pela incerteza de seu desenvolvimento no valor de R$ 16,2 milhões ocorrida no 2T17 (provisão não recorrente e sem efeito caixa). Tais itens foram parcialmente compensados pelo maiores custos de geração de energia, principalmente com compra de energia para atender as exposições no mercado de curto prazo e hedge.

Evolução do Ebitda – 1S18 versus 1S17 (R$ milhões)



Resultado Financeiro

(R$ mil)	2T18	2T17	2T18 vs 2T17	1S18	1S17	1S18 vs 1S17
Receitas Financeiras	29.873	32.850	-9,1%	60.012	71.740	-16,2%
Despesas Financeiras	(148.992)	(160.881)	-7,4%	(308.346)	(327.925)	-6,0%
Resultado Financeiro	**(119.119)**	**(128.031)**	**-7,0%**	**(248.334)**	**(256.185)**	**-3,1%**

A CPFL Renováveis registrou o resultado financeiro líquido negativo de R$ 119,1 milhões no 2T18, 7,0% inferior ao do 2T17 (R$ 128,0 milhões). No 1S18, o resultado financeiro foi de R$ 248,3 milhões, 3,1% inferior ao do 1S17 (R$ 256,2 milhões).

Receitas financeiras

Em 30 de junho de 2018, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R$ 1.681,1 milhões ante R$ 1.320,0 milhões em 30 de junho de 2017.

No 2T18, as receitas financeiras totalizaram R$ 29,9 milhões, 9,1% inferior as do 2T17 (-R$ 3,0 milhões). No 1S18, as receitas financeiras totalizaram R$ 60,0 milhões, 16,2% inferior às do 1S17 (-R$ 11,6 milhões), decorrente principalmente da menor taxa média do CDI nos períodos (6,39% no 2T18 vs 10,92% no 2T17) e (6,56% no 1S18 vs 10,07% no 1S17), parcialmente compensadas pela receita com atualização de liquidação financeira na CCEE.

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R$ 149,0 milhões no 2T18, 7,4% inferior as do 2T17 (-R$ 11,9 milhões). No 1S18, As despesas financeiras somaram R$ 308,3 milhões, 6,0% inferior às do 1S17 (-R$ 19,6 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela queda do CDI médio e da TJLP, parcialmente compensadas pelo aumento nas despesas de projetos relacionados à captação de longo prazo e atualização da provisão de GSF.

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, Icaraizinho, Bio Energia e Mata Velha que adotam o regime de tributação com base no lucro real.

As despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R$ 18,7 milhões no 2T18 ante R$ 13,9 milhões no 2T17. No 1S18, tais despesas foram de R$ 32,1 milhões ante R$ 26,0 milhões no 1S17. Essas variações ocorreram principalmente devido ao 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 ao 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 2T18, a Companhia registrou prejuízo líquido de R$ 36,5 milhões ante ao prejuízo de R$ 71,8 milhões no 2T17. Já no 1S18, a Companhia registrou prejuízo líquido de R$ 109,1 milhões ante ao prejuízo de R$ 126,4 milhões no 1S17. Esses desempenhos refletem principalmente a melhora do Ebitda e do resultado financeiro.

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R$ 95,3 milhões no 1S18 direcionados, basicamente, a PCH Boa Vista 2 em construção.

Balanço Patrimonial

	30/06/2018	31/12/2017
Ativo		
Circulante e Realizável a longo prazo	***2.257.101***	***2.304.426***
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações Financeiras	1.681.107	1.664.399
Contas a receber (Clientes)	317.260	369.851
Tributos a Recuperar	107.462	75.198
Tributos diferidos	1.161	696
Créditos com partes relacionadas	8.892	8.612
Outros	141.219	185.670
Imobilizado	**7.571.483**	**7.700.204**
Intangível	**2.780.690**	**2.851.372**
Tota do ativo	**12.609.274**	**12.856.002**

	30/06/2018	31/12/2017
Passivo		
Circulante e Exigível a longo prazo	***8.585.395***	***8.717.024***
Fornecedores	78.823	201.793
Obrigações Fiscais, trabalhistas e encargos	55.362	61.921
Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	7.712	12.206
Empréstimos e financiamentos e Debêntures	5.990.471	6.510.808
Empréstimos com controladas e controladora	373.962	-
Outros	2.079.065	1.930.296
Patrimônio Líquido	***4.023.879***	***4.138.978***
Capital social	3.390.870	3.390.870
Reservas de capital	592.138	592.138
Reservas de lucro	12.942	12.942
Ajuste de avaliação patrimonial	34.662	36.498
Lucros/prejuízos acumulados	- 111.825	-
Participação de acionistas não controladores	105.092	106.530
Total do passivo	**12.609.274**	**12.856.002**

Principais variações do ativo

O ativo circulante e realizável a longo prazo da Companhia encerrou o 2T18 em R$ 2,2 bilhões, redução de 2,1% (-R$ 47,3 milhões) em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2017.

As disponibilidades – caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas – encerraram o 2T18 com R$ 1,7 bilhão, aumento de 1,0% comparadas às de 31 de dezembro de 2017. Esse aumento deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) geração de caixa dos projetos, sendo parcialmente compensado por (ii) investimentos realizados nos projetos em andamento; e (iii) amortizações e custos dos empréstimos.

A rubrica contas a receber (Clientes) teve uma variação negativa de 14,2% quando comparada ao encerramento do 4T17, decorrente principalmente do menor faturamento proveniente das eólicas e PCHs (R$ 67,1 milhões), parcialmente compensada pela reclassificação de outras contas a receber no valor de R$ 14,4 milhões.

A variação do imobilizado (-1,7%) foi decorrente principalmente da depreciação dos ativos ocorrida no trimestre no valor de R$ 228,6 milhões. Tais itens foram parcialmente compensados pelas adições do ativo em construção (PCH Boa Vista 2) no valor de R$ 67,0 milhões, pela recuperação de aerogeradores no valor de R$ 19,9 milhões e por outras adições.

Principais variações do passivo

O passivo circulante e realizável a longo prazo encerrou o 2T18 com montante de R$ 8,6 bilhões, inferior 1,5% (-R$ 131,6 milhões) ao saldo de 31 de dezembro de 2017, sendo influenciado basicamente pelos pagamentos aos fornecedores de aerogeradores.

O patrimônio líquido foi de R$ 4,0 bilhões no encerramento do 2T18, variação negativa de 2,8% (-R$ 115,1 milhões) em relação ao de 31 de dezembro de 2017 em função do resultado do período.

Endividamento bancário

A Companhia encerrou o 2T18 com endividamento bancário total de R$ 5.990,5 milhões, montante 6,2% inferior ao endividamento registrado ao final do 2T17 (R$ 6.387,8 milhões). Considerando os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia possuem prazo médio de 5,23 anos e custo médio nominal de 8,44% a.a. (132,2% do CDI de 30 de junho de 2018).

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

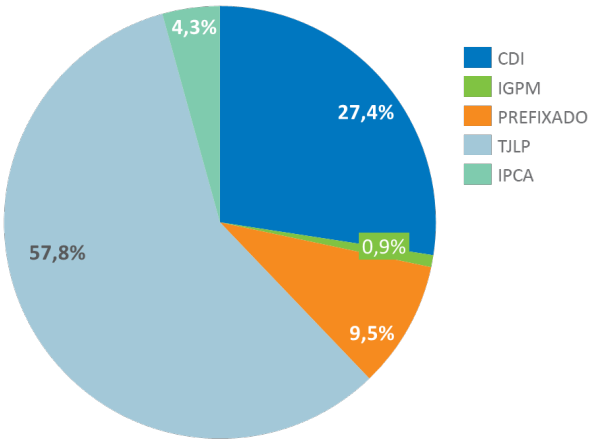
Dessa forma, nos últimos seis meses, a Companhia realizou captações de R$ 266,9 milhões, sendo:

(i) R$ 16,0 milhões referente à três CCBs da SPE Boa Vista 2, emitidas no Banco BBM com custo de CDI + 1,90% a.a.;
(ii) R$ 84,2 milhões referente ao financiamento de longo prazo de Pedra Cheirosa I, no BNB com custo Pré de 10,14% a.a. sujeito a um bônus de adimplência de 15% que reduz o custo fixo para 8,62% a.a.;
(iii) R$ 76,8 milhões referente ao financiamento de longo prazo de Pedra Cheirosa II, no com custo Pré de 10,14% a.a. sujeito a um bônus de adimplência de 15% que reduz o custo fixo para 8,62% a.a.; e
(iv) R$ 90,0 milhões referentes ao financiamento de longo prazo de Boa Vista 2, junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,52% a.a..

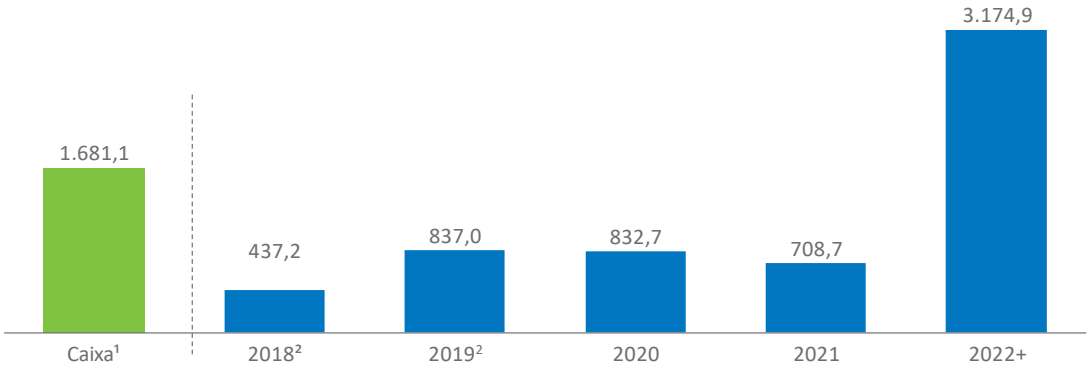
Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos seis meses:

(i) R$ 60,0 milhões referentes à amortização da 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
(ii) R$ 64,7 milhões referentes à amortização e quitação da 1ª emissão de debêntures de Pedra Cheirosa I;
(iii) R$ 59,2 milhões referentes à amortização e quitação da 1ª emissão de debêntures de Pedra Cheirosa II;
(iv) R$ 44,0 milhões referentes à amortização e quitação de duas CCBs da CPFL Renováveis.
(v) R$ 21,7 milhões referentes à amortização da 2ª emissão de debêntures da Dobrevê Energia S.A.;
(vi) R$ 64,5 milhões referentes à amortização da 1ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
(vii) R$ 98,7 milhões referentes à amortização da 3ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
(viii) R$ 56 milhões referentes à amortização das ações preferenciais resgatáveis da Turbina 15; e
(ix) R$ 62,0 milhões referentes à amortização das notas promissórias da SPE Boa Vista 2 S.A..

Dívida por indexador – Junho de 2018



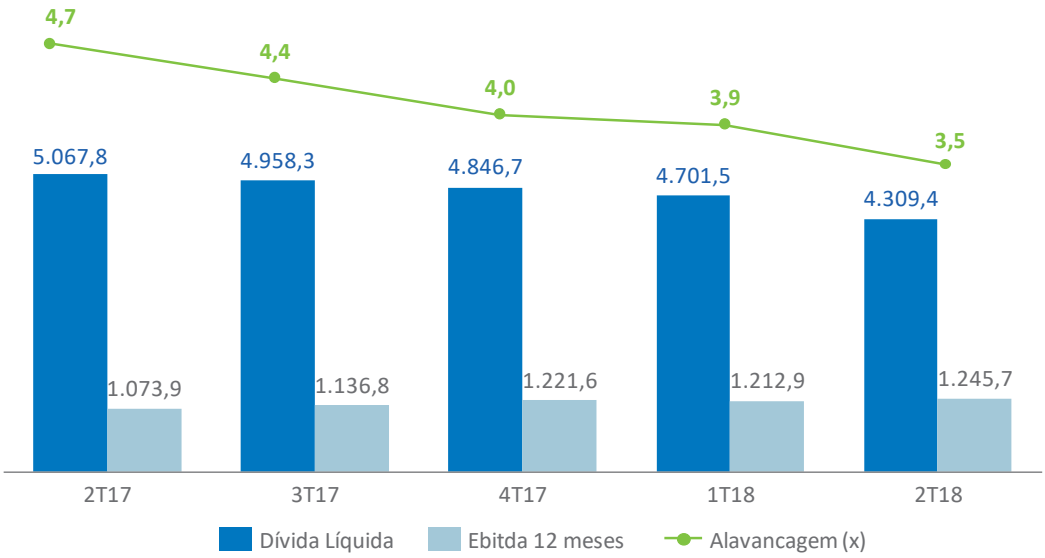
Cronograma de amortização da dívida (R$ milhões) – Junho de 2018



¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R$ 662,1 milhões no encerramento do 2T18 (R$ 531,1 milhões no encerramento do 2T17).
² Considera encargos financeiros no valor de R$ 60,9 milhões em 2018 e R$ 3,1 milhões em 2019.

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)[1]



[1] O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R$ 662,1 milhões no encerramento do 2T18 (R$ 531,1 milhões no encerramento do 2T17).

Endividamento com partes relacionadas

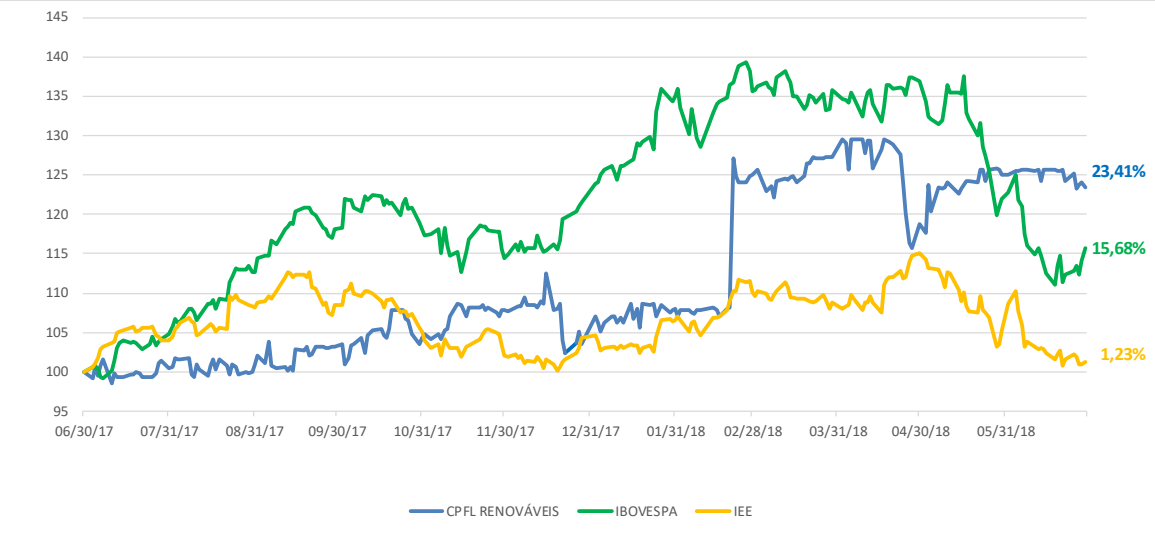
Em 26 de março de 2018, a Companhia celebrou e realizou com sua controladora CPFL Geração um contrato de mútuo no valor global total de R$ 600 milhões, à taxa de juros de 107% do CDI, com desembolsos realizados até o dia 30 de junho de 2018 no valor total de R$ 371 milhões. Os recursos foram destinados para o reforço do caixa da Companhia.

Tais desembolsos ocorreram dentro do limite de crédito de até R$ 800 milhões aprovado com a controladora, restando assim, o saldo de R$ 429 milhões a ser acessado.

Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 2T18 cotadas a R$ 15,90, o que representa valorização de 23,4% em relação à cotação ao final do 2T17. No mesmo intervalo de comparação, o índice Bovespa (IBOV) apresentou variação positiva de 15,7% enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) teve evolução de 1,2%.

Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 01/07/2017 até 30/06/2018



Governança Corporativa

A CPFL Renováveis é listada no segmento de mais alto nível de governança – Novo Mercado da B3 – 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), Conselho Fiscal, Diretoria Executiva e 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.

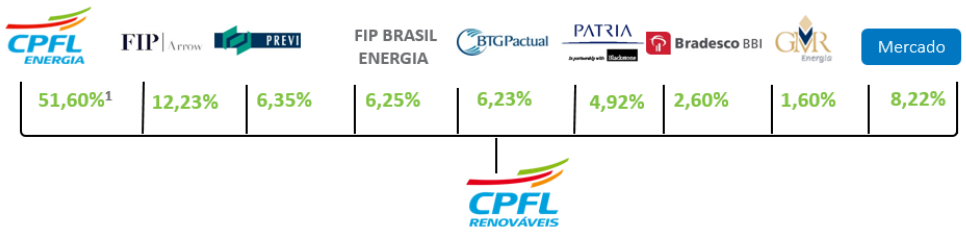
A CPFL Renováveis também possui Conselho Fiscal em permanente funcionamento, que é composto por três membros efetivos, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária seguinte à de sua eleição, podendo ser reeleitos.

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.

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



[1] Via CPFL Geração

Contatos	Teleconferência	CPRE3
Fernando Mano da Silva Diretor-Presidente **Alessandro Gregori Filho** Diretor Financeiro e de Relações com Investidores **Flávia de Lima Carvalho** Superintendente de Finanças, RI e Comunicação **Luciana Silvestre Fonseca** Especialista de Relações com Investidores E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: 11 3157-9312 **Assessoria de Imprensa** RP1 Comunicação Empresarial Telefone: 11 5501-4655	**Teleconferência / webcast** **Data:** 10 de agosto de 2018 **Horário:** 14h00 (Horário de Brasília) 01h00 p.m (Eastern time) Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês. Telefones para conexão: Brasil: (+55)11 3193-1001 ou (+55) 11 2820-4001 EUA: +1 888 700 0802 Outras localizações: +1 786 924-6977 Senha: CPFL Renovaveis	**Cotação de fechamento em 08/08/2018:** R$ 16,29 **Valor de Mercado:** **Reais:** R$ 8,2 bilhões **Dolar:** USD: 2,2 bilhões NOVO MERCADO BM&FBOVESPA

Glossário

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

A-5 (A menos cinco) – Refere-se a Leilão de Compra de Energia de empreendimentos novos com inicio 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.

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.

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 ou sazonalização	Ajustes relativos aos desvios de geração são contabilizados no custo (PLD ou bilateral).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)
		PCH	
Proinfa	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajustes relativos aos desvios de geração são reconhecidos na receita, inclusive em casos de GSF ou secundária.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente.
ACR	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajustes relativos aos desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF ou secundária (PLD).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)
ACL	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajustes relativos aos desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF ou secundária (PLD).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)
		Biomassa	
ACR	Reconhecida conforme geração.	Ajustes relativos aos 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	Ajustes relativos aos desvios de geração são contabilizados no custo (PLD ou bilateral).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)

Anexos – ativos em operação

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R$/MWh) Jun/18	Tipo de contrato
Eólico								
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,1	13,1	241,00	ACL
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,9	12,9	241,00	ACL
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,0	13,0	241,00	ACL
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	12,3	13,7	242,00	ACL
Complexo eólico SIIF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,4	7,4	439,84	Proinfa
	Icaraizinho	Amontada	CE	54,6	22,1	21,5	405,50	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	12,6	11,8	399,59	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,8	28,1	450,15	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,7	12,7	240,21	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,8	11,4	240,21	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,5	11,9	240,21	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,3	10,9	240,21	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,4	11,3	240,21	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,3	10,5	240,21	LER 2009
	EURUS VI	Parazinho	RN	8,0	3,2	2,7	240,21	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,8	9,7	245,00	ACL
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,6	7,5	245,00	ACL
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,3	10,1	245,00	ACL
	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,8	9,8	245,00	ACL
Complexo eólico Bons Ventos	Bons Ventos	Aracati	CE	50,0	16,4	15,9	451,34	Proinfa
	Taíba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16,5	6,7	6,6	411,32	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57,0	24,1	22,9	413,72	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,2	10,0	464,61	Proinfa
	Campo dos Ventos II	João Camara	RN	30,0	15,0	13,2	196,87	LER 2010
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	3,3	3,3	453,19	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,4	1,4	399,59	Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Morro dos Ventos I	João Camara	RN	28,8	13,6	12,7	241,87	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Camara	RN	28,8	13,9	12,8	241,82	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Camara	RN	28,8	13,7	12,2	241,84	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Camara	RN	28,8	13,1	11,1	241,89	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	Parazinho	RN	30,0	14,3	12,7	241,85	LER 2009
Complexo eólico Eurus	Eurus I	João Câmara	RN	30,0	15,5	12,8	193,83	LER 2010
	Eurus III	João Câmara	RN	30,0	16,1	14,7	193,81	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29,2	15,4	15,1	242,00	ACL
Complexo Campo dos Ventos	Campo dos Ventos I	João Câmara	RN	25,2	13,6		185,21	ACL
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25,2	13,4		185,21	ACL
	Campo dos Ventos V	Parazinho	RN	25,2	13,1	64,6	185,21	ACL
	São Domingos	São Miguel do Gostoso	RN	25,2			185,21	ACL
	Ventos de São Martinho	Touros	RN	14,7			185,21	ACL
Complexo São Benedito	Ventos de São Benedito	São Miguel do Gostoso	RN	29,4			185,21	ACL
	Ventos de Santo Dimas	São Miguel do Gostoso	RN	29,4			185,21	ACL
	Ventos de Santa Mônica	Touros	RN	29,4		60,6	185,21	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	Touros	RN	27,3			185,21	ACL
Complexo Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	Itarema	CE	25,2	14,5	13,6	265,00	ACL
	Pedra Cheirosa II	Itarema	CE	23,1	13,0	12,5	265,00	ACL
	Subtotal Eólico			**1.308,5**	**499,2**	**558,6**	**284,13**	

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R$/MWh) Jun/18	Tipo de contrato
				PCH				
	Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,4	12,4	266,3	Proinfa
	Americana	Americana	SP	30,0	5,9	5,9	260,3	ACL
	Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	0,4	245,9	ACL
	Arvoredo	Arvoredo	SC	13,0	7,4	7,0	249,5	LFA
	Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23,0	14,9	14,8	257,9	ACL
	Buritis	Buritizal	SP	0,8	0,4	0,4	260,3	ACL
	Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,2	2,2	260,3	ACL
	Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,5	1,5	260,3	ACL
	Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,6	4,6	266,3	Proinfa
	Corrente Grande	Açucena	MG	14,0	8,5	8,4	257,9	ACL
	Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,6	1,6	228,4	ACL
	Dourados	Nuporanga	SP	10,8	5,7	5,7	260,3	ACL
	Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	18,8	11,0	11,0	260,3	ACL
	Esmeril	Patrocinio Paulista	SP	5,0	2,9	2,9	260,3	ACL
	Figueirópolis	Indiavaí	MT	19,4	12,6	12,5	259,5	Proinfa
	Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4,8	3,6	3,6	260,3	ACL
	Guaporé	Guaporé	RS	0,7	0,4	0,4	245,9	ACL
	Jaguari	Pedreira	SP	11,8	4,5	4,5	260,3	ACL
	Lençóis	Macatuba	SP	1,7	1,0	1,0	260,3	ACL
	Ludesa	Ipuaçu	SC	30,0	21,2	16,7	266,3	Proinfa
	Mata Velha	Unaí	MG	24,0	13,1	12,7	170,2	ACR
	Monjolinho	São Carlos	SP	0,6	0,1	0,4	219,1	ACL
	Ninho da Águia	Delfim Moreira	MG	10,0	6,5	4,2	257,9	ACL
	Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23,0	10,4	10,0	175,6	ACL
	Paiol	Frei Inocêncio	MG	20,0	10,5	10,9	257,8	ACL
	Pinhal	Espirito Santo do Pinhal	SP	6,8	3,7	3,7	260,3	ACL
	Pirapó	Roque Gonzales	RS	0,8	0,6	0,6	245,9	ACL
	Plano Alto	Xavantina	SC	16,0	9,3	9,3	266,3	Proinfa
	Saltinho	Muitos Capões	RS	0,8	0,7	0,7	245,9	ACL
	Salto Góes	Tangará	SC	20,0	11,1	11,1	230,7	LFA
	Salto Grande	Campinas	SP	4,6	2,6	2,6	260,3	ACL
	Santa Luzia	São Domingos	SC	28,5	18,4	18,0	252,7	LFA 2007 / ACL
	Santana	São Carlos	SP	4,3	2,6	2,6	260,3	ACL
	São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11,0	7,2	6,4	257,9	ACL
	São Joaquim	Guará	SP	8,1	5,1	5,1	260,3	ACL
	Socorro	Socorro	SP	1,0	0,3	0,3	260,3	ACL
	Três Saltos	Torrinha	SP	0,6	0,4	0,4	260,3	ACL
	Varginha	Chalé	MG	9,0	5,4	4,0	249,5	LFA 2007
	Várzea Alegre	Chalé	MG	7,5	4,9	4,8	257,9	ACL
	Subtotal PCH			**423,0**	**235,5**	**225,3**	**249,2**	

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R$/MWh) Jun/18	Tipo de contrato
Biomassa							
Alvorada	Araporã	MG	50,0	15,2	18,03	195,00	ACL
Baia Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	4,0	11,00	279,07	LEN 2006
Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	10,78	10,78	238,94	ACL
Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	5,20	6,42	240,01	ACL
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25,0	4,31	4,31	238,94	ACL
Bio Pedra	Serrana	SP	70,0	23,9	24,40	231,33	LER 2010
Coopcana	São Carlos do Ivaí	PR	50,0	18,0	18,04	195,00	ACL
Ester	Cosmópolis	SP	40,0	14,5	16,43	206,64	LFA 2007 / ACL
Subtotal Biomassa			**370,0**	**95,9**	**109,4**	**218,68**	

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R$/MWh) Mar/18	Tipo de contrato
				Solar				
	Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,2	0,2	235,72	ACL
	Subtotal Solar			**1,1**	**0,2**	**0,2**	**235,72**	
	TOTAL			**2.102,5**	**830,8**		**266,67**	

Anexos – ativos em construção

Projeto	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R$/MWh) Jun/18	Tipo de contrato
			PCH			
Boa Vista 2	MG	29,9	15,2	14,0	240,47	21º LEN 2015 (A-5)
Subtotal PCH		**29,9**	**15,2**	**14,0**	**240,47**	
TOTAL		**29,9**	**15,2**	**14,0**	**240,47**	

Earnings Release

2Q18



Summary

Message from the CEO **3**

Highlights of the quarter **4**

Portfolio in operation **5**

Portfolio: projects under construction **6**

Generation conditions **8**

Wind source 8

Hydro source 9

Solar source 15

Energy generation **16**

Economic and financial performance **20**

Income Statement 20

Net Revenue 20

Energy generation costs 22

Energy purchase cost 22

General and administrative expenses 23

EBITDA 24

Income and Social Contribution Taxes 26

Net Income (Loss) 26

Main variations in assets 27

Main variations in liabilities 27

Capital Markets **30**

Ownership structure **31**

Glossary **33**

Annexes – Map of energy sale agreements **35**

Annexes – Assets in operation ..... Erro! Indicador não definido.

Annexes – Assets under construction **39**

Message from the CEO

"CPFL Renováveis posted EBITDA of R$ 255.8 million in 2Q18, a 15% growth compared to the same period in 2017. This growth proves the success of our business model and signals that we must continue the initiatives already rolled out in 2018.

In 2Q18, the Company posted net revenue of R$ 415.0 million, a 0.7% growth compared to the 2Q17, despite the 4.4% drop in energy generation to 1,461.0 GWh in the period. Generation performance was mainly affected by the weaker winds in Brazil's Northeastern region, where more wind farms of the Company are located.

CPFL Renováveis continues to seek alternatives to create value for its shareholders and other stakeholders, through energy trading strategies, such as the Surplus and Deficit Compensation Mechanism (MCSD) and use of tax credits, among others. These initiatives had a positive impact on our key financial indicators: growth in revenue and EBITDA and reduction in loss and leverage, which ended 2Q18 at 3.5 times, the lowest ever.

Finally, CPFL Renováveis informs that it has announced to the market the decisions of the Securities and Exchange Commission of Brazil (CVM) about the Public Tender Offer (PTO) due to the indirect sale of controlling interest in the Company to State Grid."

Fernando Mano da Silva
Chief Executive Officer

2Q18 Results

São Paulo, August 9, 2018 – CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis" or "Company") announces today its results for the second quarter of 2018 (2Q18) and the six-month period ended June 30, 2018 (1H18). Except where stated otherwise, the following financial and operating information is presented on a consolidated basis and in accordance with Brazilian corporate law.

Highlights of the quarter

i. Energy generation of 1,461.0 GWh (-4.4% vs. 2Q17);

ii. Net revenue of R$415.0 million (+0.7% vs. 2Q17);

iii. EBITDA of R$ 225.8 million (+14.7% vs. 2Q17);

iv. Net loss of R$ 36.5 million (-49.1% vs. 2Q17);

v. Liquidity adequate for the Company's profile: cash of R$1.7 billion[1];

vi. On May 3, 2018, the Company disclosed a Material Fact notice announcing the decision of the Board of Commissioners of CVM, which partially considered valid the appeal filed against the decision of CVM's technical area regarding the registration of the public tender offer through the indirect sale of control of CPFL Renováveis. The partial acceptance of this appeal was to: "(i) Modify SRE's decision regarding the determination of a minimum price to be used in the Public Tender Offer; and (ii) Uphold SRE's determination that the JSP [Justified Statement of Price] be restated with the following adjustments: use of annual EBITDA data in place of quarterly data in order to avoid distortions arising from seasonal effects and the inclusion of the outlook of the companies in order to reflect the differences in their growth expectations.";

vii. On June 4, 2018, the Company disclosed a Material Fact notice informing the acceptance of its request to extend the period for complying with Official Letter 114/2018/CVM/SRE/GER-1, earlier scheduled for June 4, 2018 and now extended to June 18, 2018; and

viii. On June 21, 2018, the Company disclosed a Material Fact notice informing that it received from its indirect controlling shareholder, State Grid Brazil Power Participações Ltda. ("State Grid"), the documents sent by it to the Securities and Exchange Commission of Brazil ("CVM"), including the new Justified Price Statement for the Public Tender Offer of shares issued by the Company through the indirect sale of its control.

[1] Includes cash and cash equivalents, financial investments, securities, reserve account (restricted financial investments).

Economic and Operating Indicators

(R$ thousand)	2Q18	2Q17	2Q18 vs. 2Q17	1H18	1H17	1H18 vs. 1H17
Statement of Income						
Net Revenue	415,036	412,074	0.7%	798,584	783,007	2.0%
Ebitda [1]	255,758	222,997	14.7%	483,545	459,468	5.2%
Ebitda Margin	61.6%	54.1%	7.5 p.p	60.6%	58.7%	1.9 p.p
Net result	-36,540	-71,782	-49.1%	-109,061	-126,445	-13.7%
Operating Indicators						
Capacity in operation (MW)	2,103	2,103	-	2,103	2,103	-
# plants in operation	93	93	-	93	93	-
Energy generated (GWh) [2]	1,461	1,528	-4.4%	2,683	2,823	-5.0%
Number of Employees [3]	429	454	-5.5%	429	454	-5.5%

[1] EBITDA corresponds to net income before: (i) depreciation and amortization expenses; (ii) income and social contribution taxes (federal income taxes); and (iii) financial result, pursuant to CVM Instruction 527 of October 4, 2012.

[2] As a result of the settlement in the Electricity Trading Chamber ("CCEE"), for accounting effects the Company considers generation provisioned in the last month of the current period.

[3] Includes interns and executive officers.

Portfolio in operation

One of the competitive advantages of CPFL Renováveis is its diversified portfolio, which at the end of 2Q18 comprised 93 plants located in 58 Brazilian municipalities. To service this portfolio, the Company relies on a robust and highly scalable platform.

At the end of 2Q18, the Company's capacity was distributed as follows:

Source	Capacity in operation (MW)	Number of assets	% of portfolio
Wind	1,308.5	45	62.2%
SHPP	423.0	39	20.1%
Biomass	370.0	8	17.6%
Solar	1.1	1	0.1%
Total in operation	**2,102.6**	**93**	**100.0%**

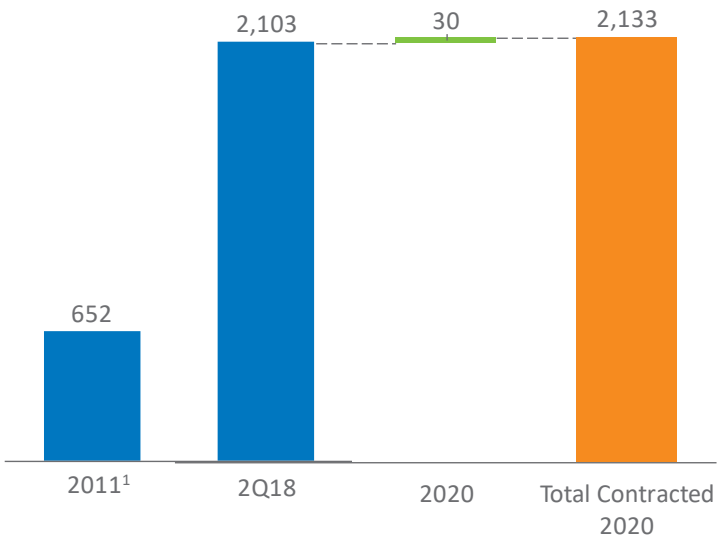
Portfolio: projects under construction

The Company currently has one SHPP under construction, which will add 29.9 MW to its generation capacity in the coming years:

Project	Source	State	Location	Capacity (MW)	Start of operations
PCH Boa Vista 2	SHPP	MG	Varginha	29.9[1]	2020

[1] According to Aneel Order 2,157, there was an increase in installed capacity at SHPP Boa Vista 2, from 26.5 MW to 29.9 MW, due to optimization of the project.

Evolution of contracted portfolio until 2020 (MW)



[1] August 2011 - Creation of CPFL Renováveis

Status of Works

SHPP Boa Vista 2





- 29.9 MW of capacity
- Installation license issued in July 2016, reviewed in March 2017
- Construction started in February 2017
- Status: concrete pouring of the structures and assembling of equipment
- Location: Varginha / MG
- Commercial startup: 1Q20

Apart from the assets in operation and projects under implementation, the Company has a pipeline of projects under development with total capacity of 2.6 GW.

Generation conditions

Wind source

Energy generation from wind projects in Brazil has registered strong growth in recent years. The installed capacity of wind farms in Brazil reached 13 GW in June 2018, distributed among 529 wind farms. Brazil's electricity grid is expected to have 28.5 GW of wind power generation capacity by the end of 2026[2].

Energy generation by wind farms varies mainly according to average wind speed. In the Northeastern and Southern regions of Brazil, wind farms generate less energy in the first and second quarters of the year due to lower average wind speed, compared to the third and fourth quarters. Revenue of wind farms depends on the agreement and may be based on effective generation or seasonal adjustment.

Note that each wind farm has its capacity factor defined according to a certificate issued by independent specialized companies, mainly based on the characteristics of the wind measured in the region and the specific characteristics of each project. The volume of energy that can be traded in wind projects is based on their certified generation potential. Furthermore, a wind project is only allowed to sell its energy through regulated energy auctions if the measurement of capacity factor considers wind measurements of at least three years. Hence, the efficiency of wind farms can be measured by comparing the certified capacity factor and effective generation by the asset, considering the generation during 12-month periods, which is the time frame required to eliminate any effects of seasonal variations in winds during the year.

Surplus and Deficit Offset Mechanism (MCSD)

To mitigate the negative effects on distributors from the high levels of overcontracting, ANEEL has taken a few measures to enable distributors to reduce their surplus energy.

ANEEL Resolution 693 of 2015 (amended by ANEEL Resolution 726 of 2016 and ANEEL Resolution 727 of 2016) regulated the electricity Surplus and Deficit Offset Mechanism ("MCSD") with the participation of generation projects that sold energy in Alternative Source Auctions ("LFA") and New Energy Auctions ("LEN").

Through the MCSD of New Energy, implemented in a centralized manner by CCEE, distribution companies have the possibility of declaring their surplus and deficit while the generation projects that are interested may declare their offers to reduce their contracted energy (partially or fully for an established period). CCEE uses the declaration of all agents, making optimized energy swaps among distribution and generation companies. Lastly, the CCEE books all the operations and may ratify the reduction proposed by the generation company. If that happens, the energy will no longer be contracted for the period established in the agreement and may be sold in the Free Contracting Environment ("ACL").

The projects of CPFL Renováveis that participated in the MCSD A-0 from July 2017 to December 2017 are the Morros dos Ventos II, Atlântica I, II and IV wind farms and the Macacos wind complex with capacity for 197.4 MW, totaling 91.2 MWavg not contracted.

[2] Ten-Year Energy Expansion Plan 2026

Moreover, Atlântica, Macacos, Morro dos Ventos II and Pedra Cheirosa wind farms participated in MCSD A-1 in January, 2018, with capacity of 275.7 MW, totaling 131.0 MWavg not contracted in 2018.

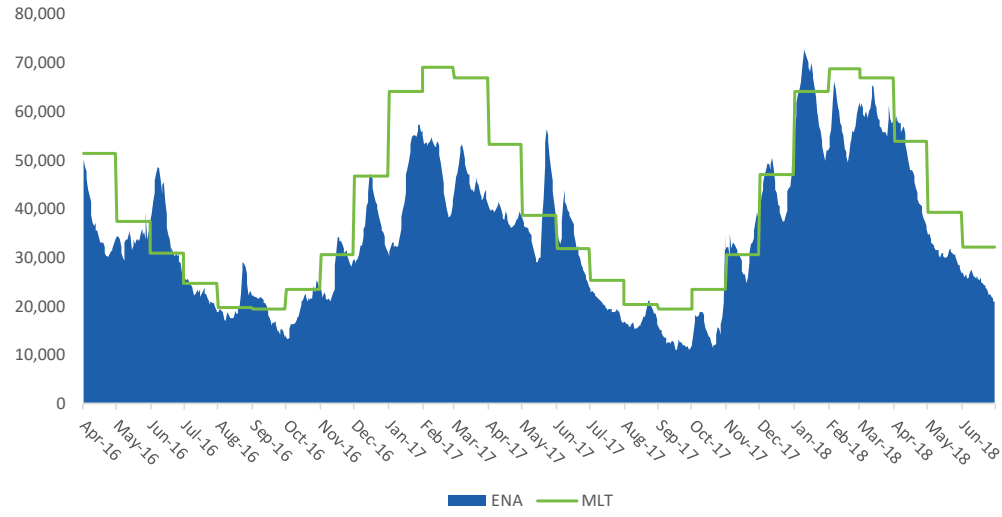
Hydro source

According to Brazil's National Electricity Regulatory Agency (ANEEL), small hydroelectric plants (SHPP) are small plants with installed capacity between 5 MW and 30 MW and reservoir areas of up to thirteen square kilometers. Due to their specific characteristics compared to large plants and the possibility of construction near major urban consumption centers, these projects represent an adequate alternative for complementing Brazil's energy grid. In June 2018, about 64.0% of Brazil's installed capacity was concentrated in hydroelectric projects, 3.6% of which are SHPPs (5.7 GW in installed capacity distributed among 1,111 projects[3]). Brazil's electricity grid is expected to have 8.2 GW in hydroelectric energy capacity (SHPP) and Hydroelectric Power Generation Central (CGH) capacity by the end of 2026[4].

Hydroelectric energy is generated from river flows, which can be measured through Affluent Natural Energy (ENA) into reservoirs. ENA is the volume of energy that can be generated using the flow of water of a given river to the point of use. The higher the ENA more the energy that can be generated. ENA values are expressed in MWavg or as a percentage of the long-term historic average (%LTA), which began in 1931. ENAs vary mainly with rainfall and directly influence generation by hydroelectric plants in the region in question.

Below is the ENA history for the last 24 months ended June 2018 for the Southeast / Midwest and South sub-systems, where the SHPPs operated by CPFL Renováveis are located.

Affluent Natural Energy (ENA) - Southeast / Midwest
(MWavg – last 24 months – June 2018)



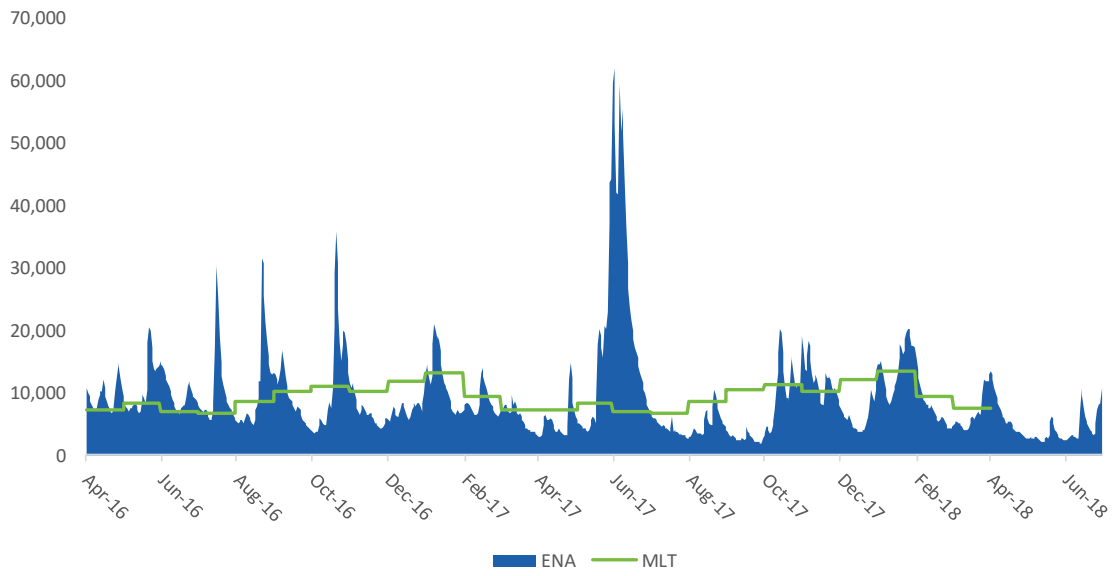
Source: National Electricity System Operator (ONS)

[3] Considers SHPPs (Small Hydroelectric Power Plants) and CGHs (Hydroelectric Power Generation Centrals) – Source: BIG (ANEEL) - June/2018

[4] Ten-Year Energy Expansion Plan 2026

The Southeastern/Midwestern regions, where most of the SHPPs of CPFL Renováveis are located, ended 2Q18 with reservoir[5] storage levels at 39.8%, down 2.4 p.p. from the levels seen at the end of 2Q17 (42.2%).

Affluent Natural Energy (ENA) – South
(MWavg – last 24 months – June 2018)



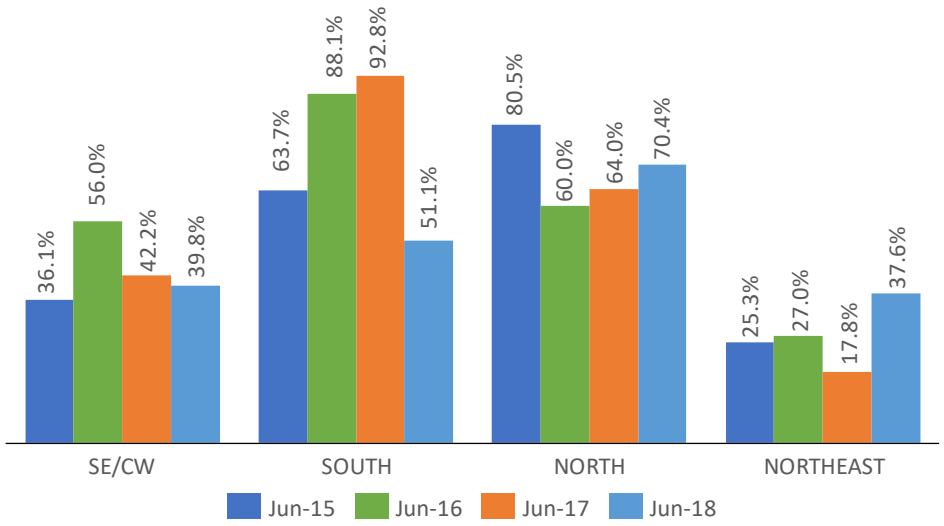
In the Southern region, reservoir levels ended 2Q18 at 51.1% of their storage capacity, decreasing by 41.7p.p. from the end of 2Q17 (92.8%).

Energy stored is the energy available based on the water in reservoirs that can be used at the respective operational levels. It is represented as a percentage of maximum storable energy.

The following chart shows that the Southeastern/Midwestern and Southern regions in Brazil registered a decrease in reservoir levels in relation to 2Q17, with the Southern region registering a significant decline of 41.7 p.p.. On the contrary, reservoir levels in the Northern and Northeastern regions increased in 2Q18 when compared to 2Q17.

[5] Source: ONS – Daily Operations Bulletin (June/2018)

Reservoir storage levels in June - 2015 to 2018



Source: ONS

MRE (Energy Reallocation Mechanism): Revenues from SHPPs are recognized based on the seasonally adjusted physical guarantee of each plant registered at the Electricity Trading Chamber. The difference between energy generated and physical guarantee is covered by the Energy Reallocation Mechanism (MRE). The volume of energy generated above or below physical guarantee is valued by a tariff called the "Energy Optimization Tariff" (TEO), which covers only the plant's variable operating and maintenance costs. This additional revenue or expense is accounted monthly for each generator. It was R$ 11.58/MWh in 2017. In 2018, TEO will be R$ 11.88/MWh. These amounts are restated by the National Electricity Regulatory Agency (ANEEL).

If the plants in the MRE do not generate the sum of the physical guarantees due to unfavorable hydrological conditions, they apportion the energy deficit in proportion to their physical guarantees and the financial settlement is valued at the Spot Price (PLD). This effect is defined as the Generation Scaling Factor (GSF). Similarly, if generation is higher than the sum of physical guarantees at MRE plants, this surplus is also priced at the PLD. This effect is defined as Secondary Energy.

In 2017, the minimum PLD was R$ 33.68/MWh and the maximum PLD is R$ 533.82/MWh. For 2018, ANEEL established minimum PLD of R$ 40.16/MWh and maximum PLD of R$ 505.18/MWh.

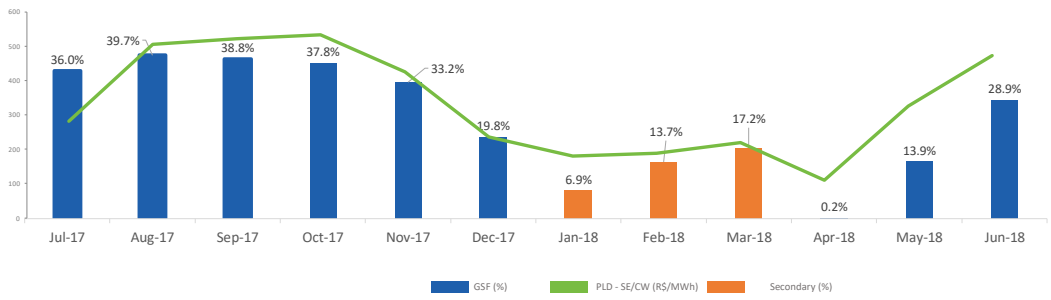
In May 2017, the four SHPPs - Socorro, Três Saltos, Dourados and Guaporé – returned to the MRE due to Law 13,360/2016, which established that "hydroelectric projects not dispatched in a centralized manner and which choose to participate in the MRE can only be removed from said mechanism upon their request or in case of loss of concession."

Injunction on revision of physical guarantee of SHPPs: The adverse hydrological scenario in recent years has directly impacted generation at hydroelectric plants. The result is that generation has been lower than physical guarantee in many hydroelectric plants. The MME is responsible for the methodology of revision of physical guarantee, which considers the generation history of the SHPPs since 2001. Considering this scenario, the physical guarantees of some of the SHPPs of CPFL Renováveis should be marked down. However, CPFL Renováveis, through the Brazilian Association of Clean Energy Generation (ABRAGEL), obtained an injunction suspending the effects of Decree 463/2009 related to the revision of the physical guarantee of SHPPs, reestablishing the original

values and preventing new revisions until the pleas of generators are discussed among the agents. Meanwhile, the CCEE should consider the original values established for SHPPs included in the lawsuit, as well as in the accounting and settlement processes after the injunction.

The charts below show the history of Generation Scaling Factor (GSF)/Secondary Energy and average PLD in the Southeast/Midwest in the last 12 months.

GSF[1] and Secondary Energy (%) history vs. PLD in the Southeastern/Midwestern region (R$/MWh)



Source: CCEE.

[1] The GSF (%) values shown in the chart are negative, but inverted for better viewing of information. The months of May and June 2018 include the amounts provisioned in CCEE.

Renegotiation of hydrological risk (GSF) and APINE injunction: Since the end of 2013, generation by hydroelectric plants participating in the MRE has been lower than their physical guarantees, resulting in costs due to GSF being lower than one.

In June 2015, the Brazilian Association of Independent Electricity Producers (APINE) filed a suit to protect its associated hydraulic generators with regard to GSF. The injunction against the application of GSF was approved in July 2015.

Between May and October 2015, ANEEL discussed the matter through Public Hearing 32 (AP 32/2015) to obtain supporting data and additional information for a conceptual discussion of GSF. Several industry agents and associations submitted proposals for structuring and mitigating the GSF risk.

As a result of negotiations that took place in 2015, ANEEL created a methodology to allow generators to exchange the risk of not being able to generate the equivalent of their physical guarantees for a "risk bonus" to be calculated for each plant.

Together with the progress of AP 032/2015, MP 688 was published in August 2015, which determined the criteria for renegotiating the hydrological risk (GSF). Law 13.203/2015, sanctioned and enacted in December 2015, resulted from the conversion of said MP and allowed hydroelectric generators to renegotiate the risk of their agreements due to years of low rainfall.

Therefore, through dispatches no. 4.122 of December 24, 2015, and no. 4.132 of December 28, 2015, ANEEL approved the renegotiation of hydrological risk of the following CPFL Renováveis plants: SHPP Arvoredo, SHPP Salto Góes, SHPP Varginha, SHPP Santa Luzia, SHPP Plano Alto, SHPP Alto Irani, SHPP Cocais Grande, SHPP Figueirópolis and SHPP Ludesa, as shown in the table below:

SHPP	Guarantee (MWavg)*	MWavg renegotiated	Product**
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**	

* Physical guarantee amounts in accordance with ANEEL Decree no. 30.
** SP 100 is the product where the generator transfers the hydrological risk (GSF) and secondary energy to the Centralized Account of Tariff Flag Funds (CCRBT), as specified by REN 684/2015. This term means that the Company renegotiated 100% of the hydrological risk (GSF) of plants in the ACR for a bonus of R$ 9.50/MWh.

Generators who opted for renegotiation of the hydrological risk (GSF) of plants had to cancel any ongoing lawsuits and settle the GSF obligations between May and December 2015, after which they would be entitled to GSF refund for 2015, net of the agreed bonus, recognizing this amount as revenue for assets traded in PROINFA and as a cost reducer for other assets in the regulated market.

In December 2017, SHPP Mata Velha joined the hydrological risk renegotiation process, effective from January 2018.

With regard to plants in the Free Contracting Environment (ACL), the Company decided not to join the proposed renegotiation of hydrological risk (GSF), as established by Law 13,203/2015 and ANEEL Resolution 684/2015.

Thus, 29 SHPPs of CPFL Renováveis, totaling 131.2 MWavg, with contracts negotiated in the ACL remained protected by the injunction granted to APINE.

In February 2018, the injunction was vacated, but the balances due in the past were maintained. Therefore, the companies would have to disburse funds only for the risk after the duration of the injunction.

In April 2018, the Brazilian Association of Independent Electricity Producers (APINE) filed for a provisional remedy to reestablish the injunction and, in May 2018, the claim was accepted in favor of APINE, reestablishing its original effects, in which previous conditions are maintained and no GSF adjustment is applied.

As part of Public Hearing 33/2017, which was held in February 2018, the MME submitted the draft of a Bill that intends to modernize the legal framework, compiling several contributions made during the period the public hearing was open.

At the same time, Provisional Presidential Decree 814/2017, issued at the end of last year to address the privatization of Eletrobrás and six of its subsidiaries, had several amendments, including some of them aimed at resolving the issue of the Generation Scaling Factor (GSF) by establishing the terms for renegotiation of the hydrological risk for the hydroelectric generators affected, with agreements in the Free Contracting Environment. However, the Decree became ineffective on June 2, 2018.

Lastly, with the Provisional Presidential Decree 814/2017 losing effect, the government forwarded Bill 10,332/2018 to the Congress through an Order. The bill includes some of the main points of Provisional Presidential Decree 814/2018. Other points were also included in the matter through amendments, which include the terms for renegotiation of GSF. Since it is was submitted as an urgent issue, the Bill was approved by the full session of the Chamber of Deputies and is now pending approval by the Senate. Only after that will the Bill be submitted for presidential sanction and the Law will be passed.

Biomass source

Biomass-fired energy generation is considered an attractive alternative for diversifying the energy matrix in place of fossil fuels such as oil and coal. In this category, most plants in Brazil use waste from industrial processing of sugarcane, particularly sugarcane bagasse, to generate energy.

Energy produced from this byproduct has been used as an input since the construction of the first sugar and ethanol plants, most of them located in the states of São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul and Paraná, close to major urban energy consumption centers. At first, it was intended to meet the needs of these production units. However, the increased energy efficiency of the sector enabled the generation of surplus energy, which was sold, thereby increasing the importance of its use in the national energy matrix.

In June 2018, power generation plants using biomass accounted for 14.5 GW[6] of the country's installed capacity (548 projects). The 2026 PDE[7] projects growth of this source, which should reach installed capacity of 16.9 GW in December 2026.

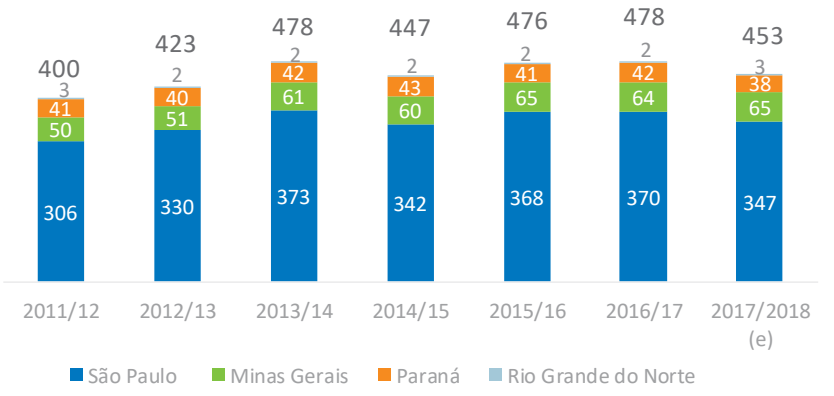
Recognition of revenue from electricity generation projects using sugarcane biomass depends on the agreement and be in accordance with a plant's effective generation or be seasonalized. Generation, in turn, mirrors the seasonal effect of harvest, which in the Southeastern region, begins in April and ends in November. Meanwhile, in the Northeastern region, the production cycle begins in August and ends in March the following year. Therefore, the same seasonal effect is observed in their revenues, which generally leads them to register lower revenues in the first half of the year than in the second.

Revision of physical guarantee: Pursuant to MME Decree no. 564/2014, the biomass plants of CPFL Renováveis, which have a joint capacity of 370 MW, had their physical guarantees revised as of January 2017. The calculation methodology for revision considers average generation of 12 months (May to April). If average generation is below 90% or above 105% of the plant's current physical guarantee, it will become the plant's physical guarantee in January the following year.

The following chart presents historical data on sugarcane harvest in the states where the Company operates:

[6] BIG (ANEEL) – June/2018
[7] Ten-Year Energy Expansion Plan 2026

Historical data on sugarcane harvest by state (millions of tons)



Source: National Supply Company (CONAB). Base date: December 2017

Solar source

Photovoltaic energy generation is the only method that directly transforms solar energy (radiation) into electricity. This direct conversion is the result of the effects generated by the contact with semiconductor materials such as silicon, generating the photovoltaic effect.

In its report “Analysis of Inclusion of Solar Generation in the Brazilian Energy Matrix" released in May 2012, the Energy Research Company (EPE) points out that despite natural fluctuations, such as long periods of rain that could produce temporary effects, variations between years are quite low (between 4% and 6% in arid regions and up to 10% in coastal or mountainous areas[8]). The EPE launched an updated study on the country's solar sector and revealed that this source has a potential of 30,000 GW in Brazil, more than 200 times higher than the current grid.

Solar energy accounted for very little in Brazil, at 1.3 GW[9] in 2,231 plants installed in the country in June 2018. Nonetheless, the 2026 Ten-Year Energy Plan (PDE)[10] projects significant growth of this source, which should reach installed capacity of 9.7 GW in December 2026.

CPFL Renováveis was an early explorer of this source and has been operating a solar power plant – the Tanquinho plant in Campinas, São Paulo - since 2012. The plant has installed capacity of 1.1 MW, physical guarantee of 0.2 MWavg and its energy is sold through a contract in the Free Contracting Environment (ACL).

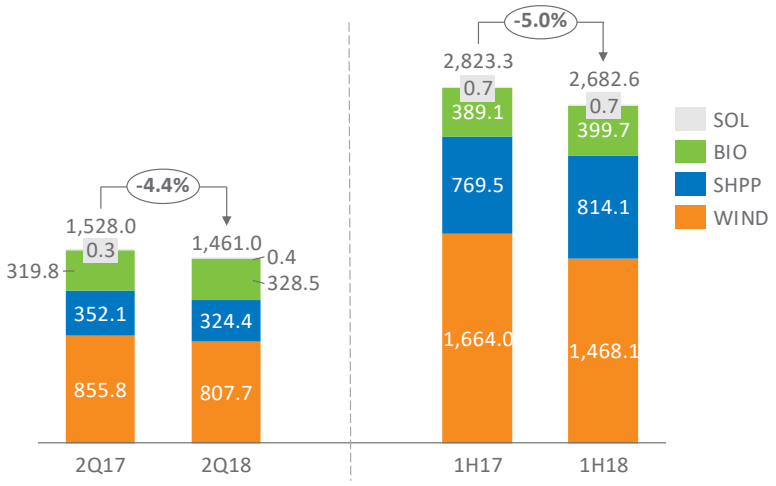
[8] “Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions”, CanmetEnergy
[9] BIG (ANEEL) – June/2018
[10] Ten-Year Energy Expansion Plan 2026

Energy generation

In 2Q18, CPFL Renováveis generated 1,461.0 GWh of energy, a decrease of 4.4% compared to 2Q17 (-67.1 GWh). In 1H18, CPFL Renováveis generated 2,682.6 GWh of energy, 5.0% less than in 1H17 (-140.7 GWh).

The following chart breaks down energy generation by source:

Energy generation by source (GWh)



CPFL Renováveis' asset portfolio is diversified in terms of both energy sources and geographic location. This is an important characteristic since it mitigates the effects of seasonality and weather, which vary according to the renewable source and the location of each asset. A detailed description of the operating portfolio is available in the annex - Assets in the Portfolio.

WIND

In 2Q18, the volume of energy generated by wind farms decreased 5.6% (-48.1 GWh) compared to 2Q17. This decrease is mainly due to weaker winds in Ceará, Rio Grande do Norte and Rio Grande do Sul, which was partially offset by the operational startup of the Pedra Cheirosa wind complex in June 2017.

In 1H18, wind power generation decreased 11.8% (-195.9 GWh) compared to 1H17, due to the factors explained in the quarter and the lower availability of wind farms in Ceará due to the wind turbines operated by Suzlon[11].

Efficiency rates in the last 12, 24 and 36 months were 81.9%, 85.9% and 88.0%, respectively. In the last 36 months, the efficiency rate was affected by slower-than-expected winds in Rio Grande do Norte, mainly due to the El Niño phenomenon at the end of 2015 and the beginning of 2016. In this period, we also had unstable performance at the startup of new farms in Rio Grande do Sul and Rio

[11] The operation and maintenance of farms in Ceará were conducted by Suzlon, from India, which filed for bankruptcy and decided to discontinue its operations in Brazil. CPFL Renováveis took over the operation, and in December 2017, its Board of Directors' Meeting approved the contracting of Siemens Gamesa to provide O&M services in wind complexes in Ceará (SIIF, Bons Ventos and Rosa dos Ventos), to replace the supplier Suzlon. In January 2018, Siemens Gamesa started the recovery plan of wind turbines.

Grande do Norte, combined with necessary repairs at the farms, whose effects are being remedied over the months, as well as availability issues at the farms in Ceará, which were operated by Suzlon.

In addition, 1H18 was affected by the La Niña phenomenon that provided the conditions for the reduction in wind speed in Northeastern Brazil, where the wind complexes of CPFL Renováveis are located. Note that, although El Niño and La Niña are oceanic and atmospheric phenomena with opposite characteristics, their impacts may be similar in certain regions and periods of the year.

Capacity factor and efficiency rate of wind farms in the last 12 months:

Asset	State	Certified Capacity Factor[10] [11]	Actual capacity factor last 12 months	Efficiency rate[12]
SIIF wind complex [(1)]	CE	35.0%	26.5%	75.8%
BVP Geradora wind complex [(2)]	CE	38.5%	23.0%	59.6%
Rosa dos Ventos wind complex	CE	45.2%	31.3%	69.3%
Santa Clara wind complex [(3)]	RN	40.2%	32.4%	80.5%
Morro dos Ventos wind complex [(4)]	RN	43.3%	37.5%	86.6%
Atlântica wind complex [(5)]	RS	43.2%	39.8%	92.1%
Macacos I wind complex [(6)]	RN	49.1%	44.4%	90.3%
Campo dos Ventos II wind farm	RN	46.7%	39.7%	84.9%
Eurus wind complex [(7)]	RN	44.4%	41.1%	92.5%
Morro dos Ventos II wind farm	RN	53.9%	43.5%	80.6%
Campo dos Ventos and São Benedito wind complex [(8)]	RN	58.2%	53.2%	91.4%
Pedra Cheirosa wind complex [(9)]		60.9%	46.5%	76.4%
Total		**45.0%**	**37.3%**	**81.9%**

Capacity factor and efficiency rate of wind farms in the last 24 months:

Asset	State	Certified Capacity Factor[10] [11]	Actual capacity factor last 24 months	Efficiency rate[12]
SIIF wind complex [(1)]	CE	35.0%	29.4%	84.0%
BVP Geradora wind complex [(2)]	CE	38.5%	29.0%	75.2%
Rosa dos Ventos wind complex	CE	45.2%	36.9%	81.6%
Santa Clara wind complex [(3)]	RN	40.2%	34.3%	85.2%
Morro dos Ventos wind complex [(4)]	RN	43.3%	38.4%	88.6%
Atlântica wind complex [(5)]	RS	43.2%	39.7%	92.0%
Macacos I wind complex [(6)]	RN	49.1%	45.8%	93.2%
Campo dos Ventos II wind farm	RN	46.7%	40.7%	87.1%
Eurus wind complex [(7)]	RN	44.4%	41.9%	94.3%

Morro dos Ventos II wind farm	RN	53.9%	46.3%	85.8%
Total		**41.3%**	**35.6%**	**85.9%**

Capacity factor and efficiency rate of wind farms in the last 36 months:

Wind farms	State	Certified Capacity Factor[10] [11]	Actual capacity factor last 36 months	Efficiency rate[12]
SIIF wind complex [(1)]	CE	35.0%	31.8%	90.9%
BVP Geradora wind complex [(2)]	CE	38.5%	32.6%	84.7%
Rosa dos Ventos wind complex	CE	45.2%	40.0%	88.3%
Santa Clara wind complex [(3)]	RN	40.2%	33.9%	84.2%
Morro dos Ventos wind complex [(4)]	RN	43.3%	38.0%	87.7%
Atlântica wind complex [(5)]	RS	43.2%	38.7%	89.7%
Macacos I wind complex [(6)]	RN	49.1%	45.0%	91.5%
Campo dos Ventos II wind farm	RN	46.7%	40.2%	85.9%
Eurus wind complex [(7)]	RN	44.4%	41.6%	93.6%
Morro dos Ventos II wind farm	RN	53.9%	44.5%	82.6%
Total		**41.3%**	**36.3%**	**88.0%**

[1] The SIIF wind complex comprises the Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho and Praia Formosa wind farms.
[2] The BVP Geradora wind complex comprises the Enacel, Bons Ventos, Taíba Albatroz and Canoa Quebrada wind farms.
[3] The Santa Clara wind complex comprises the Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI and Eurus VI wind farms.
[4] The Morro dos Ventos wind complex comprises the Morro dos Ventos I, III, IV, VI and IX farms.
[5] The Atlântica wind complex comprises the Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV and Atlântica V wind farms.
[6] The Macacos I complex comprises the Macacos, Juremas, Pedra Preta and Costa Branca wind farms.
[7] The Eurus Complex comprises the Eurus I and Eurus II wind farms.
[8] Campo dos Ventos e São Benedito Complex consists of the Campo dos Ventos I, III and V, São Domingos, Ventos de São Martinho, Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Ventos de Santa Mônica and Ventos de Santa Úrsula wind parks.
[9] The Pedra Cheirosa Complex comprises the Pedra Cheirosa I and II wind farms.
[10] The capacity factor considers losses in the basic network for P50, estimated at 2.5%.
[11] Update of wind power certifications due to improvement of analysis resulting from more data available.
[12] The efficiency rate (ratio of real and certified capacity factor) corresponds to the generation factor calculated by dividing realized generation by certified generation (P50).

HYDRO ENERGY (SHPP)

Energy generation at SHPPs decreased 7.9% (-27.7 GWh) in 2Q18 compared to 2Q17. This reduction is basically due to lower generation at SHPPs located in the Southern region. In 1H18, generation increased 5.8% (+44.6 GWh) due to better inflows in areas where the Company operates, in 1Q18, resulting from the hydrological situation in the regions.

Total energy generated by plants in the MRE has, in recent years, been lower than their total physical guarantee, causing a deficit (GSF) which, depending on the volume contracted, results in an exposure in the spot market for such plants. Except in 1Q17 and 1Q18, where there was secondary energy since the seasonally adjusted physical guarantees of plants in the MRE are more concentrated in other months of the year. The Company has no material effect for plants that sold energy in the regulated market, due to the renegotiation of hydrological risk (GSF). The effects at CPFL Renováveis are described in the "Net Revenue" and "Energy generation Costs" sections.

BIOMASS

In 2Q18, energy generation from biomass-fired thermal power plants increased by 2.7% (+8.7 GWh) mainly due to higher generation resulting from the anticipation of the harvest and efficiency gains with stored bagasse generation. This scenario also impacted energy generation at biomass power plants in 1H18, which increased by 2.7% (+10.6 GWh) compared to 1H17.

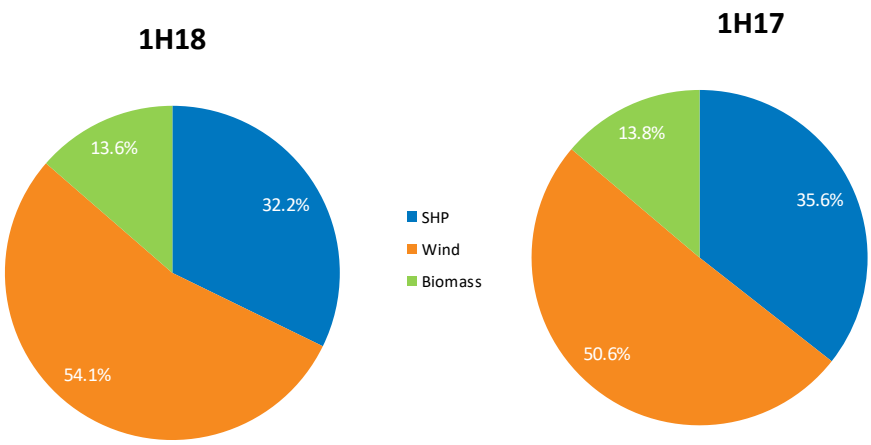
Economic and financial performance

Income Statement

(R$ thousand)	2Q18	2Q17	2Q18 vs. 2Q17	1H18	1H17	1H18 vs. 1H17
Net Revenue	415,036	412,074	0.7%	798,584	783,007	2.0%
Cost of generation of electric energy	(123,980)	(139,365)	-11.0%	(251,078)	(239,145)	5.0%
Depreciation and amortization	(113,223)	(113,442)	-0.2%	(229,956)	(224,597)	2.4%
Gross Profit	**177,833**	**159,267**	**11.7%**	**317,550**	**319,265**	**-0.5%**
General and administrative expenses	(35,298)	(49,712)	-29.0%	(63,961)	(84,394)	-24.2%
Amortization of the exploitation right	(38,985)	(38,625)	0.9%	(78,191)	(77,250)	1.2%
Depreciation and amortization	(2,279)	(795)	186.7%	(4,027)	(1,848)	117.9%
Operating Income	**101,271**	**70,135**	**44.4%**	**171,371**	**155,773**	**10.0%**
Financial income	(119,119)	(128,031)	-7.0%	(248,334)	(256,185)	-3.1%
Income tax and social contribution	(18,692)	(13,886)	34.6%	(32,098)	(26,033)	23.3%
Net result	**(36,540)**	**(71,782)**	**-49.1%**	**(109,061)**	**(126,445)**	**-13.7%**
EBITDA	**255,758**	**222,997**	**14.7%**	**483,545**	**459,468**	**5.2%**
EBITDA margin	61.6%	54.1%	7.5 p.p.	60.6%	58.7%	1.9 p.p.

Net Revenue

Net revenue by energy source[1]



[1] Solar power accounted for 0.2% in 1H18 and 1H17.

Net revenue amounted to R$ 415.0 million in 2Q18, increasing by 0.7% from 2Q17 (+R$3.0 million). This increase is mainly explained by the following factors:

(i) Increase of R$ 26.6 million in revenue from wind farms, mainly: a) due to the positive effect of R$ 24.4 million, in 2Q18, of the new energy auction through Surplus and Deficit Offset Mechanism (MCSD), since the contract price in the free market was higher than the contract price in the regulated market for the eight wind farms that participated in the auction; and b) the commercial startup of the Pedra Cheirosa wind complex in the amount of R$ 13.2 million. These effects were partially offset by lower generation at the wind complexes in Ceará (which were operated by Suzlon) and Rio Grande do Norte.

(ii) Decrease of R$ 25.5 million in revenue from SHPPs and the Holding Company, chiefly due to the strategic difference of seasonality of physical guarantee of SHPPs between the periods. Additionally, the higher revenue in the Holding Company is basically due to the settlement of energy purchased to rebuild guarantees, which did not repeat in 2Q18.

(iii) Increase of R$ 1.9 million in revenue from biomass plants, mainly due to the seasonality strategy of physical guarantee of biomasses and the positive settlement at CCEE due to higher generation by some plants.

In 1H18, net revenue stood at R$ 798.6 million, an increase of 2.0% from 1H17 (R$ 15.6 million). This increase is chiefly due to factors that affected the quarter, combined with the adjustment in prices of contracts.

Net revenue	2Q18	2Q17	2Q18 vs. 2Q17	1H18	1H17	1H18 vs. 1H17
SHP[1]	113,068	138,594	-18.4%	257,286	278,919	-7.8%
Wind	227,911	201,287	13.2%	432,362	395,961	9.2%
Biomass	73,978	72,128	2.6%	108,772	107,974	0.7%
Solar	80	65	23.1%	165	153	7.8%
Total	**415,037**	**412,074**	0.7%	**798,584**	**783,007**	2.0%

[1] Considers operations at the holding company.

Note that the recognition of revenue from SHPPs (excluding Proinfa agreements) is based on the seasonal adjustment curve of physical guarantee. Revenue of wind and biomass-powered plants depends on the agreement and may be based on effective generation or seasonal adjustment. For more details, see the map of energy sale agreements in the annex.

Energy generation costs

(R$ thousand)	2Q18	2Q17	2Q18 vs. 2Q17	1H18	1H17	1H18 vs. 1H17
Cost of energy purchase	(66,628)	(62,656)	6.3%	(112,388)	(90,780)	23.8%
Amortization of the hydrological risk premium - GSF	(1,338)	(590)	126.8%	(1,928)	(1,180)	63.4%
Charges for the use of the system	(15,356)	(24,693)	-37.8%	(40,056)	(49,840)	-19.6%
PMSO[1]	(40,658)	(51,426)	-20.9%	(96,706)	(97,345)	-0.7%
Cost of energy generation	**(123,980)**	**(139,365)**	**-11.0%**	**(251,078)**	**(239,145)**	**5.0%**
Depreciation and amortization	(113,223)	(113,442)	-0.2%	(229,956)	(224,597)	2.4%
Total of energy generation costs + depreciation and amortization	**(237,203)**	**(252,807)**	**-6.2%**	**(481,034)**	**(463,742)**	**3.7%**

[1] Personnel, material, outsourced services and other.

In 2Q18, energy generation costs, excluding depreciation and amortization, totaled R$ 124.0 million, down 11.0% in relation to 2Q17 (-R$ 15.4 million). In 1H18, energy generation costs, excluding depreciation and amortization, totaled R$ 251.1 million, up 5.0% compared to 1H17 (+R$ 11.9 million).

Energy purchase cost

Energy purchase cost totaled R$66.6 million in 2Q18, up 6.3% compared to 2Q17 (+R$ 4.0 million). This increase is basically due to the recognition of R$ 3.8 million related to annual and four-year revisions of energy sale agreements of the Santa Clara and Morro dos Ventos wind complexes in 2Q18. No 1H18, energy purchase costs increased 23.8% (+R$ 21.6 million) mainly due to the purchases to meet the short-term market needs and hedge and to the recognition of R$ 3.8 million mentioned in the quarter, partially offset by lower GSF.

System use charges

Cost of system use fees totaled R$ 15.4 million, 37.8% lower than in 2Q17 (-R$9.3 million). In 1H18, system use fees totaled R$ 40.1 million, 19.6% lower than in 1H17 (-R$ 9.8 million). This reduction is chiefly due to the positive effect of retroactive recovery of PIS and Cofins credits (non-recurring effect), partially offset by the adjustments in connection charges and the distribution and transmission system use and connection tariffs.

PMSO

Costs with personnel, materials, outsourced services and others (PMSO) reached R$ 40.7 million in 2Q18, down 20.9% (-R$ 10.8 million) compared to 2Q17. This reduction is mainly due to retroactive

recovery of PIS and Cofins credits (non-recurring effect), partially offset by the operational startup of the Pedra Cheirosa wind complex in June 2017.

In 1H18, PMSO costs totaled R$ 96.7 million, virtually stable from 1H17 (R$ 97.3 million), due to the increase in costs with materials mainly related to the maintenance work due to the insourcing of O&M services in the farms in Ceará and the operational startup of the Pedra Cheirosa wind complex, which was partially offset by the retroactive recovery of PIS and Cofins credits (non-recurring effect).

Depreciation and Amortization

Depreciation and amortization costs totaled R$ 113.2 million, remaining stable in relation to 2Q17 (R$ 113.4 million). In 1H18, depreciation and amortization costs totaled R$ 230.0 million, increasing 2.4% chiefly due to the operational startup of the Pedra Cheirosa wind complex.

General and administrative expenses

(R$ thousand)	2Q18	2Q17	2Q18 vs. 2Q17	1H18	1H17	1H18 vs. 1H17
Expenses with personnel	(19,576)	(15,792)	24.0%	(36,784)	(32,658)	4.0%
Outsourced services	(14,933)	(15,001)	-0.5%	(30,404)	(29,548)	2.9%
Others	(789)	(18,919)	-95.8%	(3,227)	(22,188)	-85.5%
General and administrative expenses	**(35,298)**	**(49,712)**	**-29.0%**	**(63,961)**	**(84,394)**	**-24.2%**
Depreciation and amortization	(2,279)	(795)	186.7%	(4,027)	(1,848)	117.9%
Amortization of the right to exploit	(38,985)	(38,625)	0.9%	(78,191)	(77,250)	1.2%
Total general and administrative expenses + depreciation and amortization	**(76,562)**	**(89,132)**	**-14.1%**	**(146,179)**	**(163,492)**	**-10.6%**

[1] Considering expenses related to occupation, material and professional services

General and administrative expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R$ 35.3 million in 2Q18, decreasing 29.0% (-R$ 14.4 million) in relation to 2Q17. In 1H18, general and administrative expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R$ 64.0 million, down 24.2% (-R$ 20.4 million) compared to 1H17. These variations are basically explained by the following factors:

(i) Write-off of the intangible assets at SHPP projects due to the uncertainty surrounding their implementation, amounting to R$ 16.2 million in 2Q17 (non-recurring provision with no cash effect);

(ii) Reversal of provision for impairment of R$ 5.8 million in 1Q18; and.

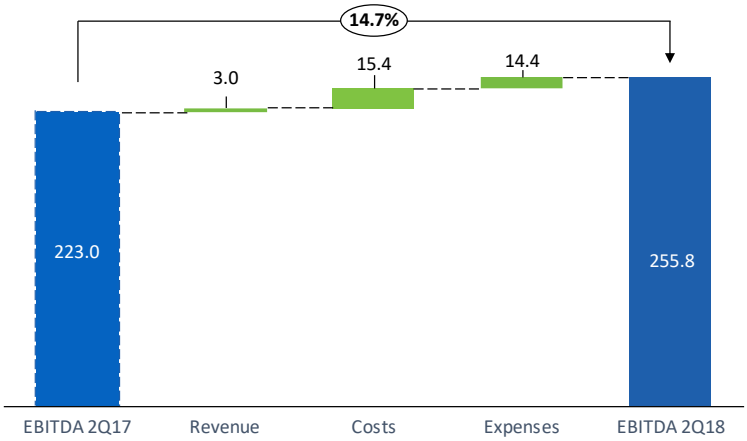
(iii) Increase in personnel expenses mainly due to the trade union agreement and the labor charges totaling R$ 1.3 million in 2Q18 and R$ 1.6 million in 1H18 chiefly due to the change in the Occupational Accident Risk (RAT) and Accident Prevention Factor (FAT) tax rates.

EBITDA

In 2Q18, EBITDA totaled R$ 255.8 million, up 14.7% compared to 2Q17 (+R$ 32.8 million). EBITDA Margin reached 61.6% in 2Q18, up 7.5 p.p. in relation to 2Q17.

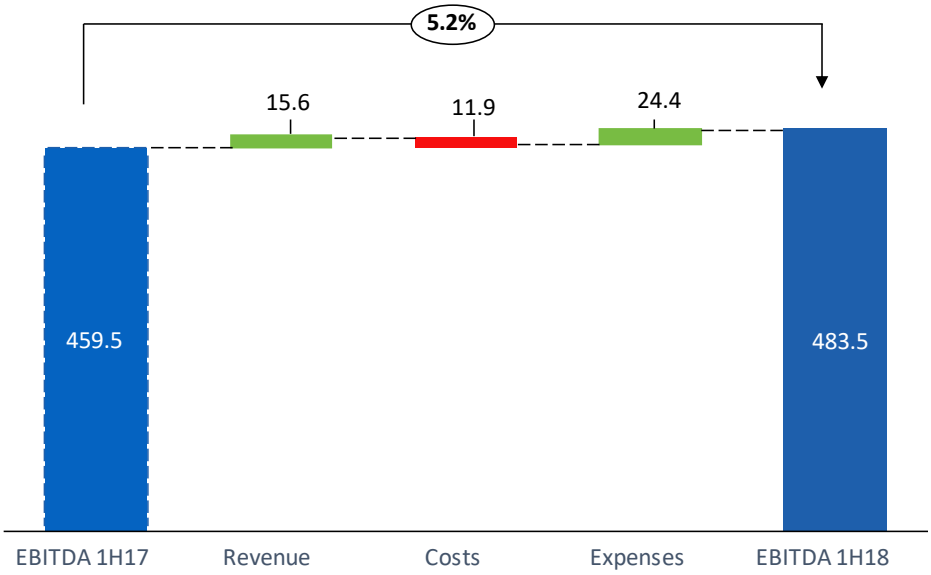
This result is mainly due to the retroactive recovery of PIS and Cofins credits from industry charges and MSO (Material, Services and Others) in 2Q18 (non-recurring effect), and the write-off of intangible assets at SHPP projects due to the uncertainty surrounding their implementation, in the amount of R$ 16.2 million in 2Q17 (non-recurring provision with no cash effect). These items were partially offset by higher costs with energy purchases.

EBITDA evolution – 2Q18 vs. 2Q17 (R$ million)



In 1H18, EBITDA totaled R$ 483.5 million, an increase of 5.2% from R$ 24.1 million in 1H17. EBITDA margin reached 60.6% in 1H18, 1.9 p.p. higher than in 1H17. This result is chiefly due to the increase in net revenue, mainly driven by the operational startup of the Pedra Cheirosa wind complex, the retroactive recovery of PIS and Cofins credits from industry and MSO (Material, Services and Others) charges in 2Q18 (non-recurring effect), and the write-off of intangible assets of SHPP projects due to the uncertainty surrounding their implementation, amounting to R$ 16.2 million in 2Q17 (non-recurring provision with no cash effect). These items were partially offset by higher energy generation costs, especially costs with the purchase of energy to meet the exposures in the short-term market and hedge.

EBITDA evolution – 1H18 vs. 1H17 (R$ million)



Financial Result

(R$ thousand)	2Q18	2Q17	2Q18 vs. 2Q17	1H18	1H17	1H18 vs. 1H17
Financial revenues	29,873	32,850	-9.1%	60,012	71,740	-16.2%
Financial expenses	(148,992)	(160,881)	-7.4%	(308,346)	(327,925)	-6.0%
Financial Result	**(119,119)**	**(128,031)**	**-7.0%**	**(248,334)**	**(256,185)**	**-3.1%**

CPFL Renováveis posted net financial loss of R$ 119.1 million in 2Q18, down 7.0% in relation to 2Q17 (R$ 128.0 million). In 1H18, net financial result was R$2 48.3 million, down 3.1% compared to 1H17 (R$ 256.2 million).

Financial income

On June 30, 2018, cash and cash equivalents and marketable securities of CPFL Renováveis totaled R$ 1,681.1 million, compared to R$ 1,320.0 million on June 30, 2017.

In 2Q18, financial income totaled R$ 29.9 million, down 9.1% from 2Q17 (-R$ 3.0 million). In 1H18, financial income totaled R$ 60.0 million, down 16.2% from 1H17 (-R$ 11.6 million), mainly due to the reduction in the average CDI rate (6.39% in 2Q18 vs. 10.92% in 2Q17 and 6.56% in 1H18 vs. 10.07% in 1H17), partially offset by income from inflation adjustment on financial settlement at CCEE.

Financial expenses

Financial expenses totaled R$ 149.0 million in 2Q18, down 7.4% from 2Q17 (-R$ 11.9 million). In 1H18, financial expenses totaled R$ 308.3 million, down 6.0% from 1H17 (-R$ 19.6 million). These variations are mainly due to the reduction in the average CDI rate and the TJLP rate, partially offset by the increase in project expenses related to long-term loans and inflation adjustment on the provision for GSF.

Income and Social Contribution Taxes

The Company adopts the presumed income method to calculate income tax and social contribution of its operational subsidiaries, excluding the SPEs BVP Geradora, Formosa, Icaraizinho, Bio Energia and Mata Velha, which adopt the taxable income regime.

Income and social contribution taxes totaled R$ 18.7 million in 2Q18, compared to R$ 13.9 million in 2Q17. In 1H18, these expenses totaled R$ 32.1 million compared to R$ 26.0 million in 1H17. These changes occurred mainly due to the increase in operating expenses at the SPEs under the presumed income, which are subject to payment of income and social contribution taxes at a rate of 3.08% and the increase in financial income in these SPEs, which are subject to payment of income and social contribution taxes at the rate of 34%.

Net Income (Loss)

In 2Q18, the Company recorded net loss of R$36.5 million, compared to net loss of R$ 71.8 million in 2Q17. In 1H18, the Company recorded net loss of R$ 109.1 million in relation to net loss of R$ 126.4 million in 1H17. This result is mainly a due to better EBITDA and financial result.

Investments

CPFL Renováveis invested R$ 95.3 million in 1H18, basically allocated to SHPP Boa Vista 2 under construction.

Balance Sheet

	06/30/2018	12/31/2017
Assets		
Current and Long-term	***2,257,101***	***2,304,426***
Cash and cash equivalents	1,681,107	1,664,399
Trade Receivables (clients)	317,260	369,851
Recoverable taxes	107,462	75,198
Deferred taxes	1,161	696
Related parties	8,892	8,612
Other	141,219	185,670
Permanent	**7,571,483**	**7,700,204**
Intangible	**2,780,690**	**2,851,372**
Total assets	**12,609,274**	**12,856,002**

	06/30/2018	12/31/2017
Liabilities		
Current and Long-term	***8,585,395***	***8,717,024***
Providers	78,823	201,793
Tax obligations, Labor Obligations and Charges	55,362	61,921
Dividends and interest on shareholders' equity payable	7,712	12,206
Debentures, Loans and Financing	5,990,471	6,510,808
Intercompany loan	373,962	-
Other	2,079,065	1,930,296
Equity	***4,023,879***	***4,138,978***
Capital Stock	3,390,870	3,390,870
Capital Reserve	592,138	592,138
Profit Reserve	12,942	12,942
Valuation adjustment	34,662	36,498
Accrued profits / losses	- 111,825	-
Non-controlling shareholders	105,092	106,530
Total liabilities and Equity	**12,609,274**	**12,856,002**

Main variations in assets

Current and non-current assets ended 2Q18 at R$ 2.2 billion, down 2.1% (-R$ 47.3 million) from December 31, 2017.

Cash, cash equivalents, financial investments, marketable securities and restricted financial investments closed 2Q18 at R$ 1.7 billion, up 1.0% from December 31, 2017. This increase is mainly due the following factors: (i) cash generation in projects, which was partially offset by (ii) investments made in projects under construction; and (iii) amortizations and interest on loans.

Accounts receivable (Customers) decreased 14.2% from the end of 4Q17, mainly due to lower revenue from wind farms and SHPPs (R$ 67.1 million), partially offset by the reclassification of other accounts receivable totaling R$ 14.4 million.

The decrease in property, plant and equipment (-1.7%) was mainly due to the depreciation of assets in the quarter, amounting to R$ 228.6 million. These items were partially offset by the acquisition of an asset under construction (SHPP Boa Vista 2) amounting to R$ 67.0 million, the recovery of wind turbines in the amount of R$ 19.9 million and other acquisitions.

Main variations in liabilities

Current and non-current liabilities ended 2Q18 at R$ 8.6 billion, 1.5% (-R$ 131.6 million) lower than the balance on December 31, 2017, mainly influenced by the payment of suppliers of wind turbines.

Shareholders' equity ended 2Q18 at R$ 4.0 billion, down 2.8% (-R$ 115.1 million) from December 31, 2017.

Debt

The Company ended 2Q18 with total bank debt of R$ 5,990.5 million, a decrease of 6.2% from 2Q17 (R$ 6,387.8 million). Considering bridge loans (which will be settled using long-term debt), the Company's debt has an average term of 5.23 years and an average nominal cost of 8.44% p.a. (132.2% of CDI on June 30, 2018).

The funding transactions in the last six months were mostly aimed at strengthening the Company's cash position and financing investments required for the construction of the current project.

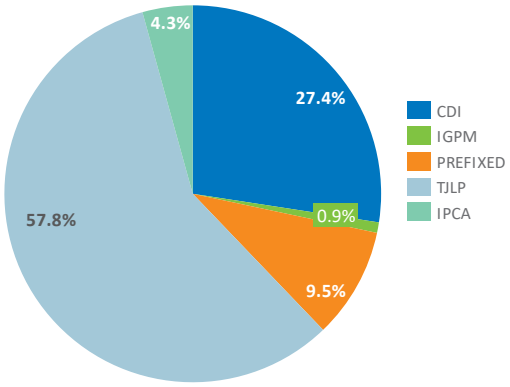
As such, in the last six months the Company raised funds totaling R$ 266.9 million, as follows:

(i) R$ 16.0 million related to three Bank Credit Notes (CCB) of SHPP Boa Vista 2, issued to Banco BBM at a cost of CDI + 1.90% p.a.;
(ii) R$ 84.2 million related to long-term financing of Pedra Cheirosa I from BNB at a fixed cost of 10.14% p.a. subject to on-time payment bonus of 15%, which reduces the fixed cost to 8.62% p.a.
(iii) R$ 76.8 million related to long-term financing of Pedra Cheirosa II at a fixed cost of 10.14% p.a. subject to on-time payment bonus of 15%, which reduces the fixed cost to 8.62% p.a.; and
(iv) R$ 90.0 million related to long-term financing of Boa Vista 2 from BNDES at TJLP + 2.52% p.a.

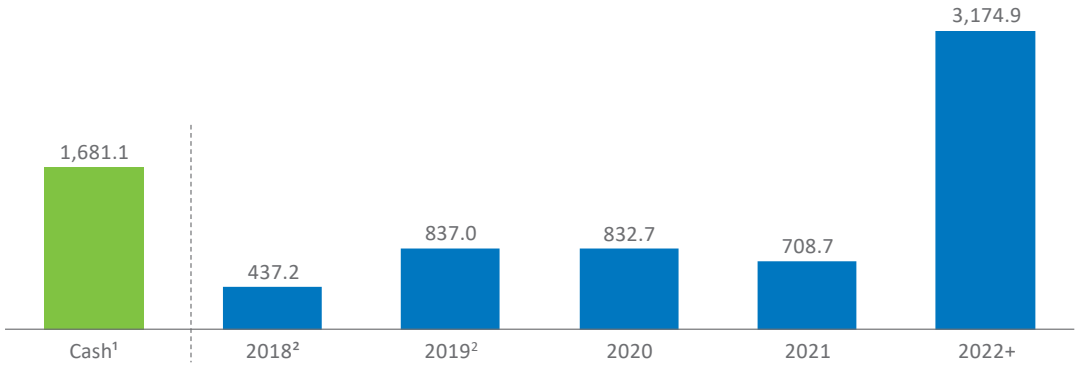
The main amortizations made in the last six months are:

(i) R$ 60.0 million related to the amortization of the 2nd issue of debentures of CPFL Renováveis;
(ii) R$ 64.7 million related to the amortization and settlement of the 1st issue of debentures of Pedra Cheirosa I;
(iii) R$ 59.2 million related to the amortization and settlement of the 1st issue of debentures of Pedra Cheirosa II;
(iv) R$ 44.0 million related to the amortization and settlement of two CCBs of CPFL Renováveis;
(v) R$ 21.7 million related to the amortization of the 2nd issue of the debentures of Dobrevê Energia S.A.;
(vi) R$ 64.5 million related to the amortization of the 1st issue of debentures of CPFL Renováveis;
(vii) R$ 98.7 million related to the amortization of the 3rd issue of debentures of CPFL Renováveis;
(viii) R$ 56 million related to the amortization of redeemable preferred shares of Turbina 15; and
(ix) R$ 62.0 million related to the amortization of promissory notes of SPE Boa Vista 2 S.A.

Debt by index – June 2018



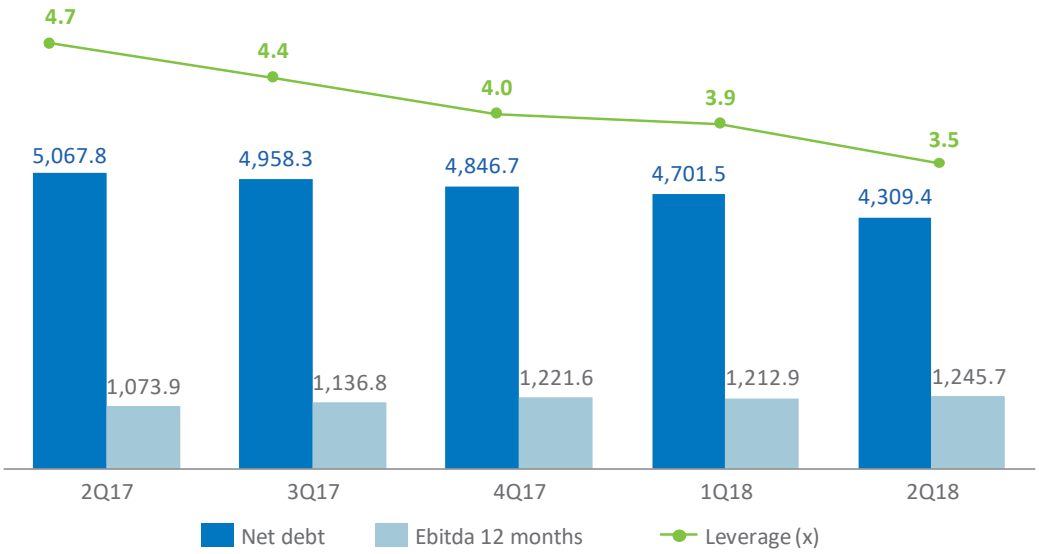
Debt amortization schedule (R$ million) – June 2018



[1] Cash balance considers the reserve account (restricted investments) of R$ 662.1 million in 2Q18 (R$ 531.1 million in 2Q17).
[2] Considers financial charges of R$ 60.9 million in 2018 and R$ 3.1 million in 2019.

The Company, in accordance with the nature of its business, has a portfolio of plants under construction or that recently started operating. As such, for these assets debt is already included in the balance sheet, without matching EBITDA.

Net Debt/EBITDA (R$ million)[1]



[1] Cash balance considers the reserve account (restricted investments) of R$ 662.1 million at the end of 2Q18 (R$ 531.1 million at the end of 2Q17).

Debt with related parties

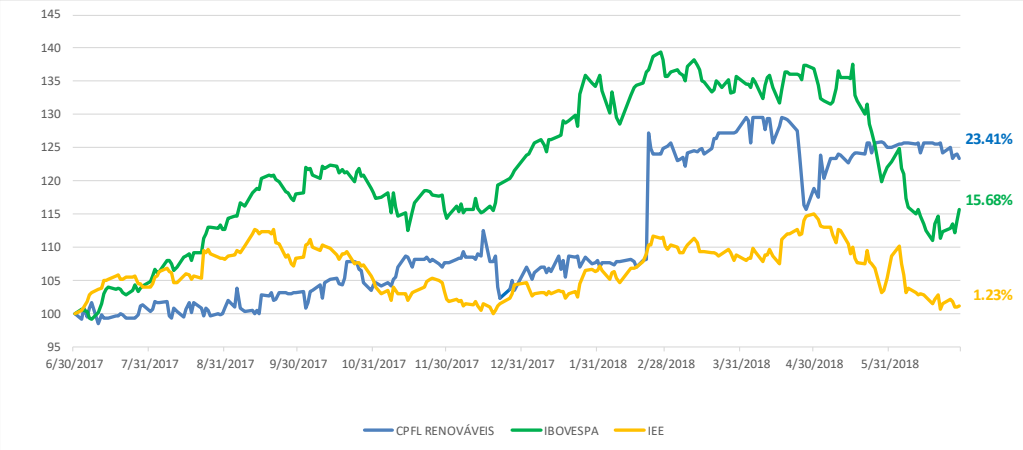
On March 26, 2018, the Company entered into with its subsidiary CPFL Geração a loan agreement for the overall amount of R$ 600 million, at interest rate of 107% of the CDI, with total disbursements of R$ 371 million up to June 30, 2018. The proceeds were used to strengthen the Company's cash position.

These disbursements are within a credit limit of up to R$800 million approved with its parent company, leaving a balance of R$ 429 million to be accessed.

Capital Markets

CPFL Renováveis stock (CPRE3) closed 2Q18 at R$ 15.90, up 23.4% from 2Q17. In the comparison period, the Bovespa Index (IBOV), increased by 15.7%, and the Electricity Index (IEE) rose 1.2%.

Performance CPRE3 vs. IBOV and IEE: 07/01/2017 to 06/30/2018



Corporate Governance

CPFL Renováveis is listed on the Novo Mercado, the listing segment of B3 with the highest corporate governance standards, and its capital stock is composed exclusively of fully paid–up common shares.

The Company's corporate governance structure comprises a Board of Directors, supported by two Advisory Committees (Finance and Operations), the Audit Board, the Board of Executive Officers and Internal Audit.

The executives are guided by four principles to ensure that the management of CPFL Renováveis is conducted ethically and with complete respect for government agencies and for local communities where the Company operates: transparency, fairness, accountability and corporate responsibility.

The Board of Directors is the collective decision-making body responsible for establishing the Company's policies and general business guidelines, including its long-term strategy, control and appraisal of the Company's performance. It is also responsible for supervising the management activities of the Board of Executive Officers, among other responsibilities given to it by Brazilian law and by the Company's Bylaws.

The Board of Directors is formed by nine directors, two of them independent, with a unified term of office of one year, with reelection allowed. Board meetings are ordinarily held every two months and extraordinarily when convened by its chairman or by any two directors.

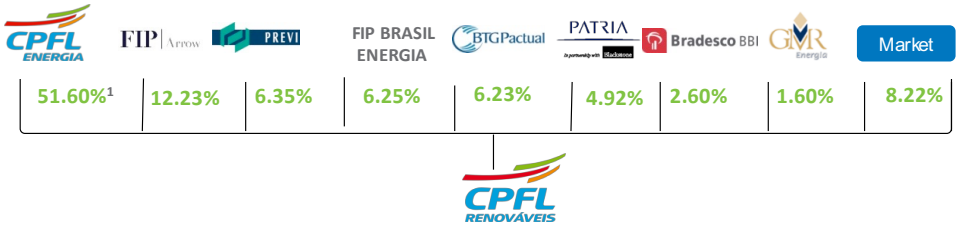
CPFL Renováveis also maintains a permanent Audit Board, which is formed by three members elected at the Annual Shareholders Meeting and who may be reelected.

The Board of Executive Officers is formed by up to seven statutory officers who serve a two-year term, with reelection allowed. The Board of Executive Officers is responsible for representing the Company and for managing its business activities in accordance with the guidelines set by the Board of Directors.

The guidelines and documents on corporate governance are available at the Investor Relations website www.cpflrenovaveis.com.br/ri.

Ownership structure

The following chart shows the Company's current ownership structure:



[1] Through CPFL Geração

Contacts	Conference call	CPRE3
Fernando Mano da Silva Chief Executive Officer **Alessandro Gregori Filho** Chief Financial and Investor Relations Officer **Flávia de Lima Carvalho** Superintendent of Finance, Investor Relations and Communication **Luciana Silvestre Fonseca** Investor Relations Specialist E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Phone: 11 3157-9312 **Media Relations** RP1 Comunicação Empresarial Phone: 11-5501-4655	**Conference Call / Webcast** **Date:** August 10, 2018 **Time:** 2:00 p.m. (Brasília time) 1:00 p.m. (Eastern time) Conference call in Portuguese with simultaneous translation into English. Dial-in: Brazil: (+55)11 3193-1001 or (+55)11 2820-4001 USA: +1 888 700 0802 World: +1 786 924-6977 Code: CPFL Renovaveis	**Stock price on 08/08/2018:** R$ 16.29 **Market Value:** **Brazilian Real:** R$8.2 billion **U.S. dollar:** USD 2.2 billion NOVO MERCADO BM&FBOVESPA

Glossary

A-3 (A minus three) - Refers to Auction for the Purchase of Energy from new projects with supply beginning three years ahead.

A-5 (A minus five) – Refers to Auction for the Purchase of Energy from new projects with supply beginning five years ahead.

ABEEólica – Brazilian Wind Power Association.

ANEEL (National Electricity Regulatory Agency) - An autonomous government agency that regulates and inspects the generation, transmission, distribution and trading of electricity in Brazil, striving for quality of the services provided, for equal treatment of users, and for controlling the reasonability of fees charged from consumers, preserving the economic and financial feasibility of the agents and the sector.

Installed capacity – The maximum electricity generation capacity of a plant.

Electric Energy Trading Chamber (CCEE) - A private non-profit organization. It functions under the authorization of the government and under the regulation and supervision of ANEEL with the purpose of enabling the purchase and sale of electricity among CCEE agents, restricted to the National Interconnected System (SIN).

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization) - The Company's financial results before deducting interest, taxes, depreciation and amortization expenses.

Affluent Natural Energy (ENA) - Measured in MW average, it is a way of presenting the status of a river's flow at any given time. It is usually calculated as a percentage to show whether it is above or below the historical long-term average (monthly historical average from 1931 to 2011).

Energy Research Company (EPE) - Federal public company linked to the Ministry of Mines and Energy. Responsible for the country's energy planning, covering generation, transmission, distribution, oil and gas.

Physical Guarantee – A portion of the SIN's physical guarantee allocated to each plant, which will be the contracting limit for generators in the system. Determination of physical guarantee and its revisions are proposed by the National Electricity System Operator (ONS) together with the Energy Research Company (EPE), with approval by the Ministry of Mines and Environment (MME).

GSF (Generation Scaling Factor) – The percentage of energy that all MRE participants are generating in relation to their total Physical Guarantee.

Electric Energy Index (IEE) – An industry index of BMF&BOVESPA that measures the performance of the electricity sector.

Energy Auctions – Bidding processes established by the MME and ANEEL for the purchase and sale of energy. They can be characterized as: LEN – New Energy Auction; LER – Energy Reserve Auction; LFA – Alternative Source Auctions.

Spot market – A market that accepts transactions in which delivery of the product occurs in the short term and payment is at sight. It is common to resort to this market to purchase electricity urgently, usually due to scarcity of the resource, which causes prices to go up.

Free Market - An energy contracting environment where the prices are freely negotiated between consumers and generation or trading agents.

Regulated Market - This market has specific regulations for aspects such as energy price, submarket for agreement registration and duration of supply, which are not subject to bilateral amendments by the agents. Although it is not contracted at auctions, the energy generated by the binational plant of Itaipu and the energy associated with the Incentive Program for Alternative Sources of Energy (PROINFA) qualify under the ACR, because their contracting is regulated under specific conditions established by ANEEL.

Energy Reallocation Mechanism (MRE) - It is aimed at fully utilizing the production capacity, resulting in a process of transfer of energy between generators.

National Electricity System Operator (ONS) - A private legal entity authorized to coordinate and control energy generation and transmission operations in the interconnected systems.

Power Purchase Agreement (PPA) - energy purchase agreement.

P50 - estimate that indicates there is a 50% chance that actual energy production in the long term will exceed this value. Estimated average energy production.

P90 - estimate that indicates there is a 90% chance that actual energy production in the long term will exceed this value. Conservative estimate of energy production.

Spot Price (PLD) – Short-term price at which the differences between contracted and generated energy are settled. Price volatility is directly related to the dynamic of affluents.

Small Hydropower Plants (SHPP) - Hydroelectric projects with capacity of 1,000 KW or more, or lower than 30,000 KW, with a total reservoir area of 3.0 km or less.

PROINFA - Incentive Program for Alternative Energy Sources.

SIN (National Interconnected System) - A large hydrothermal system with strong presence in hydroelectric plants, comprising generation units in the Southern, Southeastern, Midwestern, Northeastern and Northern regions of Brazil. Operation in the system is based on interdependence, integrating hydroelectric resources for energy generation and transmission to serve the market. Interconnection enables the exchange of energy between regions with different climate and hydrological variations, which tend to cause production surplus or shortfall. The system also envisages the reduction of operating costs and minimizing thermal production.

Energy Optimization Tariff (TEO) – Used for pricing MRE transactions, established by ANEEL.

Annexes – Map of energy sale agreements

Contracting Environment	Revenue	Generation Adjustments	Comments
Wind			
PROINFA	Recognized according to generation.	Forseen inversely proportional adjustment in the energy fees according to the actual production. Registered in the Revenue.	Cash adjustment done in the following year.
ACR	Recognized according to generation.	To each contract are determined superior and inferior limits, inside a foru-year time range. The surplus or deficient generation, inside these limits, ate reimbursed at the end of the four years. Outside the limits, the reimbursement is done in the following year.	The compensation cash adjustment done in the following year, after annual accounting (out of limits) and after four-years (inside the limits).
ACL	Recognized according to generation.	Value of generation that are different from the comercialized, are liquidate at PLD or bilateral contracts.	Monthly cash impact, according to generation.
SHPP			
PROINFA	Recognized according to physical guarantee seasonality.	Adjustments related to generation deviation are recognized in revenue line, including GSF and secondary.	Cash adjustment done in the following year.
ACR	Recognized according to physical guarantee seasonality.	Adjustments related to generation deviation (TEO) are recognized in revenue line, including GSF and secondary (PLD).	Cash is completed after CCEE accounting (2 months).
ACL	Recognized according to physical guarantee seasonality.	Adjustments related to generation deviation (TEO) are recognized in revenue line, including GSF and secondary (PLD).	Cash is completed after CCEE accounting (2 months).
Biomass			
ACR	Recognized according to generation.	Adjustments related to generation deviation are recognized in revenue line.	Cash adjustment done in the following year, according to each contract mechanism.
ACL	Recognized according to generation or seasonality	Adjustments related to generation deviation are recognized in costs line (PLD or bilateral).	Cash is completed after CCEE accounting (2 months).

2Q18 Results

Annexes – assets in operation

	Projects	City	State	Installed Capacity (MW)	Physical guarantee (MWm)	Contracted Energy 2018 (MWm)	Price (R$/MWh) Jun/18	PPA
Wind								
Atlântica wind complex	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30.0	13.1	13.1	241.00	ACL
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30.0	12.9	12.9	241.00	ACL
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30.0	13.0	13.0	241.00	ACL
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30.0	12.3	13.7	242.00	ACL
SIIF wind complex	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25.2	7.4	7.4	439.84	Proinfa
	Icaraizinho	Amontada	CE	54.6	22.1	21.5	405.50	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25.2	12.6	11.8	399.59	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105.0	28.8	28.1	450.15	Proinfa
Santa Clara wind complex	Santa Clara I	Parazinho	RN	30.0	13.7	12.7	240.21	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30.0	12.8	11.4	240.21	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30.0	12.5	11.9	240.21	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30.0	12.3	10.9	240.21	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30.0	12.4	11.3	240.21	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30.0	12.3	10.5	240.21	LER 2009
	EURUS VI	Parazinho	RN	8.0	3.2	2.7	240.21	LER 2009
Macacos I wind complex	Macacos	João Camara	RN	20.7	9.8	9.7	245.00	ACL
	Juremas	João Camara	RN	16.1	7.6	7.5	245.00	ACL
	Pedra Preta	João Camara	RN	20.7	10.3	10.1	245.00	ACL
	Costa Branca	João Camara	RN	20.7	9.8	9.8	245.00	ACL
Bons Ventos wind complex	Bons Ventos	Aracati	CE	50.0	16.4	15.9	451.34	Proinfa
	Taíba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16.5	6.7	6.6	411.32	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57.0	24.1	22.9	413.72	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31.5	10.2	10.0	464.61	Proinfa
	Campo dos Ventos II	João Camara	RN	30.0	15.0	13.2	196.87	LER 2010
Rosa dos Ventos wind complex	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10.5	3.3	3.3	453.19	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3.2	1.4	1.4	399.59	Proinfa
Morro dos Ventos wind complex	Morro dos Ventos I	João Camara	RN	28.8	13.6	12.7	241.87	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Camara	RN	28.8	13.9	12.8	241.82	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Camara	RN	28.8	13.7	12.2	241.84	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Camara	RN	28.8	13.1	11.1	241.89	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	João Camara	RN	30.0	14.3	12.7	241.85	LER 2009
Eurus wind complex	Eurus I	João Câmara	RN	30.0	15.5	12.8	193.83	LER 2010
	Eurus III	João Câmara	RN	30.0	16.1	14.7	193.81	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29.2	15.4	15.1	242.00	ACL
Campo dos Ventos wind complex	Campo dos Ventos I	João Câmara	RN	25.2	13.6		185.21	ACL
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25.2	13.4		185.21	ACL
	Campo dos Ventos V	Parazinho	RN	25.2	13.1	64.6	185.21	ACL
	São Domingos	São Miguel do Gostoso	RN	25.2	-		185.21	ACL
	Ventos de São Martinho	Touros	RN	14.7	-		185.21	ACL
São Benedito wind complex	Ventos de São Benedito	São Miguel do Gostoso	RN	29.4	-		185.21	ACL
	Ventos de Santo Dimas	São Miguel do Gostoso	RN	29.4	-	60.6	185.21	ACL
	Ventos de Santa Mônica	Touros	RN	29.4	-		185.21	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	Touros	RN	27.3	-		185.21	ACL
Pedra Cheirosa wind complex	Pedra Cheirosa I	Itarema	CE	25.2	14.5	13.6	265.00	ACL
	Pedra Cheirosa II	Itarema	CE	23.1	13	12.5	265.00	ACL
	Subtotal Wind			**1,308.5**	**499.2**	**558.6**	**284.13**	

Projects	City	State	Installed Capacity (MW)	Physical guarantee (MWm)	Contracted Energy 2018 (MWm)	Price (R$/MWh) Jun/18	PPA
			SHPP				
Alto Irani	Arvoredo	SC	21.0	12.4	12.4	266.28	Proinfa
Americana	Americana	SP	30.0	5.9	5.9	260.33	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0.5	0.4	0.4	245.94	ACL
Arvoredo	Arvoredo	SC	13.0	7.4	7.0	249.49	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23.0	14.9	14.8	257.85	ACL
Buritis	Buritizal	SP	0.8	0.4	0.4	260.33	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4.3	2.2	2.2	260.33	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2.6	1.5	1.5	260.33	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10.0	4.6	4.6	266.28	Proinfa
Corrente Grande	Açucena	MG	14.0	8.5	8.4	257.85	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4.2	1.6	1.6	228.41	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10.8	5.7	5.7	260.33	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	18.8	11.0	11.0	260.33	ACL
Esmeril	Patrocinio Paulista	SP	5.0	2.9	2.9	260.33	ACL
Figueirópolis	Indiavaí	MT	19.4	12.6	12.5	259.52	Proinfa
Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4.8	3.6	3.6	260.33	ACL
Guaporé	Guaporé	RS	0.7	0.4	0.4	245.94	ACL
Jaguari	Pedreira	SP	11.8	4.5	4.5	260.33	ACL
Lençóis	Macatuba	SP	1.7	1.0	1.0	260.33	ACL
Ludesa	Ipuaçu	SC	30.0	21.2	16.7	266.28	Proinfa
Mata Velha	Unaí	MG	24.0	13.1	12.7	170.20	ACR
Monjolinho	São Carlos	SP	0.6	0.1	0.4	219.12	ACL
Ninho da Águia	Delfim Moreira	MG	10.0	6.5	4.2	257.85	ACL
Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23.0	10.4	10.0	175.62	ACL
Paiol	Frei Inocêncio	MG	20.0	10.5	10.9	257.81	ACL
Pinhal	Espirito Santo do Pinhal	SP	6.8	3.7	3.7	260.33	ACL
Pirapó	Roque Gonzales	RS	0.8	0.6	0.6	245.94	ACL
Plano Alto	Xavantina	SC	16.0	9.3	9.3	266.28	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0.8	0.7	0.7	245.94	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20.0	11.1	11.1	230.70	LFA
Salto Grande	Campinas	SP	4.6	2.6	2.6	260.33	ACL
Santa Luzia	São Domingos	SC	28.5	18.4	18.0	252.66	LFA 2007 / ACL
Santana	São Carlos	SP	4.3	2.6	2.6	260.33	ACL
São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11.0	7.2	6.4	257.85	ACL
São Joaquim	Guará	SP	8.1	5.1	5.1	260.33	ACL
Socorro	Socorro	SP	1.0	0.3	0.3	260.33	ACL
Três Saltos	Torrinha	SP	0.6	0.4	0.4	260.33	ACL
Varginha	Chalé	MG	9.0	5.4	4.0	249.49	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7.5	4.9	4.8	257.85	ACL
Subtotal SHPP			**423.0**	**235.5**	**225.3**	**249.23**	

Projects	City	State	Installed Capacity (MW)	Physical guarantee (MWm)	Contracted Energy 2018 (MWm)	Price (R$/MWh) Jun/18	PPA
			Biomass				
Alvorada	Araporã	MG	50.0	15.2	18.0	195.00	ACL
Baia Formosa	Baía Formosa	RN	40.0	4.0	11.0	279.07	LEN 2006
Bio Buriti	Buritizal	SP	50.0	10.8	10.8	238.94	ACL
Bio Energia	Pirassununga	SP	45.0	5.2	6.4	240.01	ACL
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25.0	4.3	4.3	238.94	ACL
Bio Pedra	Serrana	SP	70.0	23.9	24.4	231.33	LER 2010
Coopcana	São Carlos do Ivaí	PR	50.0	18.0	18.0	195.00	ACL
Ester	Cosmópolis	SP	40.0	14.5	16.4	206.64	LFA 2007 / ACL
Subtotal Biomass			**370.0**	**95.9**	**109.4**	**218.68**	

Project	City	State	Installed Capacity (MW)	Physical guarantee (MWm)	Contracted Energy 2018 (MWm)	Price (R$/MWh) Jun/18	PPA
				Solar			
Tanquinho	Campinas	SP	1.1	0.2	0.2	235.72	ACL
Subtotal Solar			**1.1**	**0.2**	**0.2**	**235.72**	
TOTAL			**2,102.5**	**830.8**		**266.73**	

Annexes – assets under construction

Project	State	Installed Capacity (MW)	Physical guarantee (MWm)	Contracted Energy (MWm)	Price (R$/MWh) Jun/18	PPA
			SHPP			
Boa Vista 2	MG	29.9	15.2	14.0	240.47	21º LEN 2015 (A-5)
Subtotal SHPP		**29.9**	**15.2**	**14.0**	**240.47**	
TOTAL		**29.9**	**15.2**	**14.0**	**240.47**	