

Release de Resultados

3T18



Resultados 3T18

Sumário

Mensagem do Presidente	3
Destaques do trimestre e eventos subsequentes	4
Portfólio em operação	6
Portfólio contratado: projetos em implantação	6
Condições de geração	8
Produção de energia	16
Desempenho econômico e financeiro	20
Demonstração de resultado	20
Receita líquida	20
Custo de geração de energia	22
Despesas gerais e administrativas	23
Ebitda.....	24
Resultado Financeiro	25
Imposto de renda e contribuição social	26
Resultado líquido	26
Principais variações do ativo	27
Principais variações do passivo.....	27
Mercado de capitais	30
Estrutura societária	32
Anexos – Mapa de contratos de venda de energia	36
Anexos – ativos em construção	40

Resultados 3T18

Mensagem do Presidente

“O 3T18 evidenciou o êxito da estratégia da CPFL Renováveis com o crescimento de seus principais indicadores financeiros. O lucro líquido da Companhia registrou alta de 27,6%, atingindo R\$ 121,0 milhões no 3T18 quando comparado a igual período de 2017, a receita líquida cresceu 6,3% alcançando R\$ 621,7 milhões, e o Ebitda atingiu R\$ 426,8 milhões (alta de 4,7%).

O destaque no trimestre foi a estratégia de atuação no Leilão de Energia Nova A-6 (LEN 2018). A CPFL Renováveis, após um período voltado exclusivamente à implantação dos projetos, comercializou 97,3 MW de capacidade, sendo 28 MW provenientes da PCH Cherobim e 69,3 MW de capacidade instalada do complexo eólico Gameleira. Para o complexo eólico, a estratégia combinou venda no mercado livre e no mercado regulado. A atuação no LEN 2018 aumentou a capacidade instalada da CPFL Renováveis para 2.229,8 MW, dos quais 1.377,8 MW de energia eólica, 480,9 MW de PCHs, 370,0 MW de usinas movidas à biomassa e 1,1 MWp da fonte solar. No total, temos hoje 99 ativos, sendo 93 em operação e 6 em implantação.

Nesse trimestre a Companhia também deu continuidade às obras da PCH Boa Vista 2 em Varginha, que está em fase avançada. Ainda no 3T18, a CPFL Renováveis seguiu implantando algumas iniciativas para criação de valor e concluiu a incorporação de dois projetos eólicos (SIIF) à holding, transação que otimizou a estrutura organizacional da Companhia. Por fim, a situação de liquidez permanece adequada ao perfil da Companhia com R\$ 1,7 bilhão de caixa.

No âmbito da Oferta Pública de Ações (OPA), da qual a CPFL Renováveis é objeto, a Companhia seguindo as determinações da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), comunicou ao mercado que em 11 de outubro de 2018 o órgão autorizou a realização do leilão, que está agendado para o dia 26 de novembro de 2018. O preço a ser pago por ação da Companhia é R\$ 14,60, com data-base de 23/01/2017, a ser atualizado pela Selic.”

Fernando Mano da Silva
Diretor- Presidente

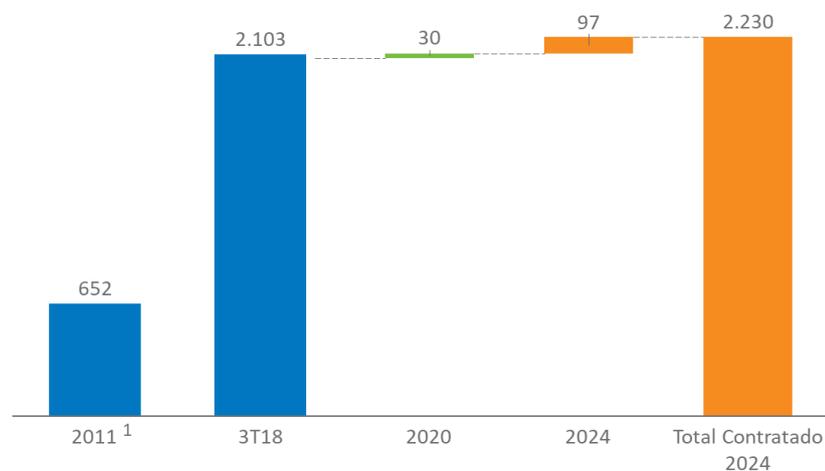
Resultados 3T18

São Paulo, 08 de novembro de 2018 – A CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis” ou “Companhia”) anuncia hoje os resultados referentes ao terceiro trimestre de 2018 (3T18) e acumulado do ano até 30/09/2018 (9M18). 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 e eventos subsequentes

- i. Geração de energia de 2.130,7 GWh (+2,9% versus 3T17);
- ii. Receita líquida de R\$ 621,7 milhões (+6,3% versus 3T17);
- iii. Ebitda de R\$ 426,8 milhões (+4,7% versus 3T17);
- iv. Lucro líquido de R\$ 121,0 milhões (+27,6% versus 3T17);
- v. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,7 bilhão¹;
- vi. Comercialização de 97,3 MW de capacidade no Leilão de Energia Nova A-6/2018. No leilão realizado no dia 31 de agosto de 2018, a CPFL Renováveis comercializou a PCH Cherobim, localizada no Paraná, com 28,0 MW de capacidade instalada (16,5 MW médios) e o complexo eólico Gameleira, localizado no Rio Grande do Norte, com 69,3 MW de capacidade instalada (12,0 MW médios). O restante da energia do complexo eólico Gameleira foi comercializada no ambiente de contratação livre (ACL). Abaixo está detalhado o portfólio contratado da Companhia:

Evolução do portfólio contratado até 2024 (MW)



¹ Agosto de 2011 - Criação da CPFL Renováveis

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

Resultados 3T18

- vii. Em 01 de agosto de 2018, houve a aprovação da incorporação pela Companhia das SPES Icaraizinho e Formosa com o objetivo de buscar maior eficiência operacional.
- viii. Atualização sobre a Oferta Pública de Ações (OPA): a Companhia recebeu no final de agosto de 2018 Ofício contestando a demonstração justificada do preço (DJP) apresentada pela State Grid e determinando a utilização de dados do EBITDA da CPFL Energia (Orçamento 2016-2020) consolidados de acordo com o IFRS, que resultou no valor de R\$ 14,60 por ação. Em setembro de 2018, a State Grid protocolou as novas versões do Edital e da DJP com o preço de R\$ 14,60 por ação. Em 10 e 11 de outubro de 2018, a CVM enviou comunicação informando que negou o recurso interposto por alguns acionistas minoritários e deferiu o pedido de registro da OPA. No dia 22 de outubro de 2018 foi publicado o Edital da OPA e no dia 26 de novembro de 2018 será realizado o leilão. No dia 06 de novembro de 2018 o Conselho de Administração da Companhia aprovou a emissão de parecer favorável à aceitação da oferta pública.

Resultados 3T18

Indicadores Econômicos e Operacionais

(R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 vs 3T17	9M18	9M17	9M18 vs 9M17
Demonstrativo de Resultados						
Receita Líquida	621.651	584.912	6,3%	1.420.235	1.367.919	3,8%
Ebitda ⁽¹⁾	426.792	407.794	4,7%	910.337	867.262	5,0%
Margem Ebitda	68,7%	69,7%	-1,1 p.p	64,1%	63,4%	0,7 p.p
Resultado líquido	121.046	94.848	27,6%	11.985	(31.597)	N.A.
Indicadores Operacionais						
Capacidade em operação (MW)	2.103	2.103	0,0%	2.103	2.103	0,0%
# usinas/ parques em operação	93	93	0,0%	93	93	0,0%
Energia gerada (GWh) ⁽²⁾	2.131	2.052	2,9%	4.829	4.894	-1,3%
Número de funcionários ⁽³⁾	439	499	-12,0%	439	499	-12,0%

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 3T18, 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 3T18, 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

Após a venda de dois projetos no último leilão de energia nova realizado em agosto de 2018, a Companhia possui em seu portfólio duas PCHs e um complexo eólico em implantação que adicionarão 127,2 MW de capacidade nos próximos anos:

Resultados 3T18

Projetos	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
PCH Boa Vista 2	PCH	MG	Varginha	29,9 ¹	2020
PCH Cherobim	PCH	PR	Lapa	28,0	2024
Complexo Eólico Gameleira	Eólica	RN	Touros	69,3	2024
Total				127,2	

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.

Status de obra

PCH Boa Vista 2



- ✓ 29,9 MW de capacidade
- ✓ Obras iniciadas em fevereiro de 2017
- ✓ Licença de operação emitida em agosto de 2018.
- ✓ Status: Entrada em operação comercial – Unidades Geradoras (UGs) I e II. Fase de comissionamento UG 3.
- ✓ Localização: Varginha / MG
- ✓ Início do PPA: 1T20

Além dos ativos em operação e dos projetos em fase de implantação, a Companhia possui um *pipeline* de projetos em desenvolvimento de 2,4 GW.

Resultados 3T18

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 13,4 GW em setembro de 2018, distribuída em 543 parques². Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 28,5 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2026³.

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 Fonte: BIG (ANEEL) - setembro/2018

³ Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Resultados 3T18

Os empreendimentos da CPFL Renováveis que participaram do MCS D 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 MW médios descontratados.

Adicionalmente, participaram do MCS D 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 MW médios 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 setembro de 2018, o aproveitamento hidrelétrico representava aproximadamente 64,0% da capacidade instalada no país, sendo 3,6% de PCHs (5,2 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.119 empreendimentos⁴). Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,2 GW de capacidade de PCHs e CGHs até o final de 2026⁵.

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

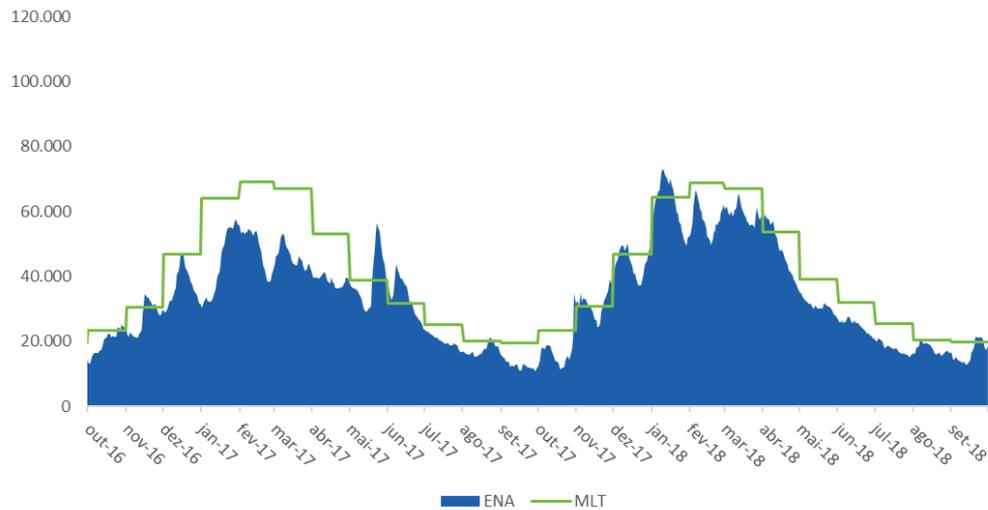
Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 24 meses findos em setembro de 2018 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

⁴ Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) - setembro/2018

⁵ Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

Resultados 3T18

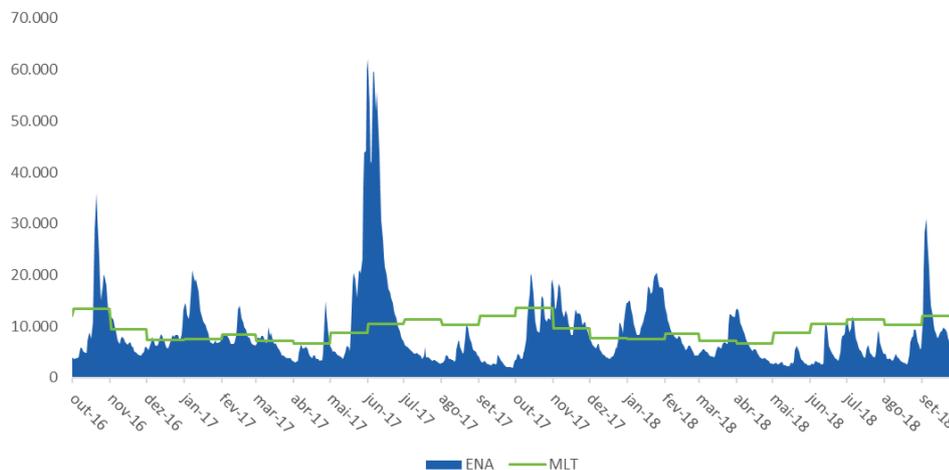
Energia Natural Afluyente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste
(MW médios – últimos 24 meses – Setembro/2018)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 3T18 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios⁶ em 23,0%, 1,2 p.p. inferior ao nível do final do 3T17 (24,2%).

Energia Natural Afluyente – ENA – Sul
(MW médios– últimos 24 meses – Setembro/2018)



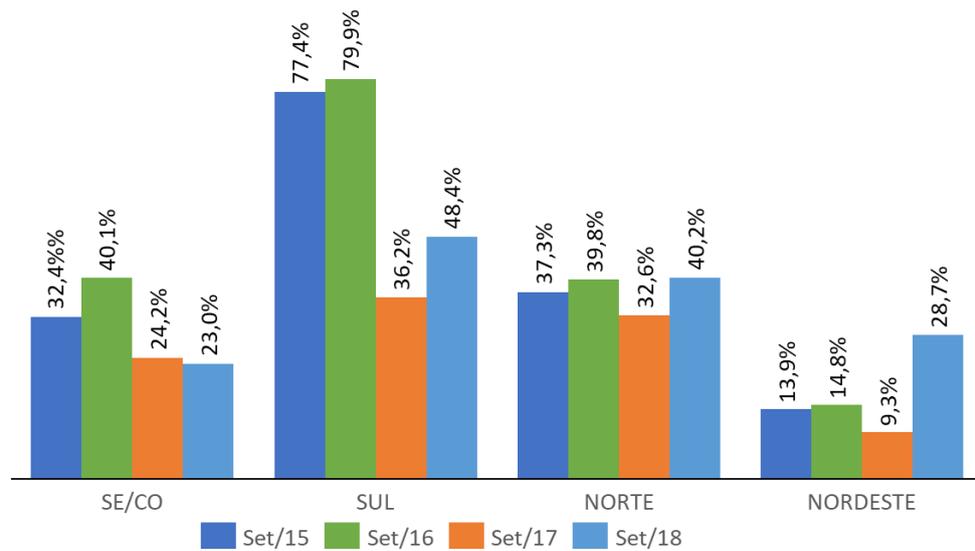
Na região Sul, os reservatórios encerraram o 3T18 com 48,4% de sua capacidade de armazenamento, apresentando aumento de 12,2 p.p. em relação ao final do 3T17 (36,2%).

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 setembro de 2018, apenas a região Sudeste/Centro-Oeste apresentou redução no nível de seus reservatórios em relação ao encerramento do 3T17.

⁶ Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação (setembro/2018)

Resultados 3T18

Armazenamento dos reservatórios em Setembro - 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”.

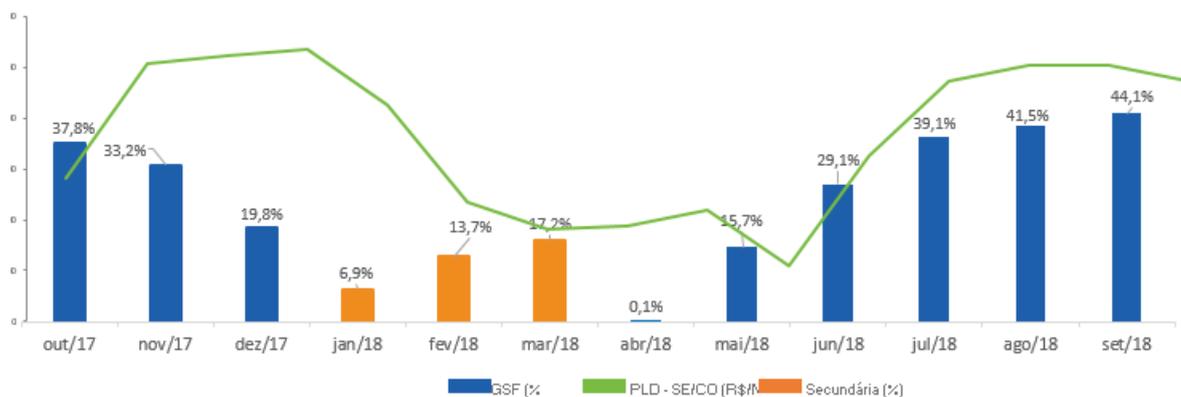
Liminar sobre a revisão da garantia física de PCHs: A hidrologia adversa dos últimos anos tem impactado diretamente a geração das usinas hidrelétricas. O resultado é que a geração de muitas usinas hidrelétricas tem sido abaixo da garantia física. O MRE é responsável pela metodologia da revisão da garantia física na qual 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

Resultados 3T18

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



Fonte: CCEE.

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

Resultados 3T18

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 esse 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 MW médios, 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.

Em 23 de outubro de 2018, o Superior Tribunal de Justiça (STJ) revogou a liminar que protegia os associados da APINE dos efeitos do risco hidrológico (GSF) na liquidação do mercado de curto prazo. A decisão do STJ veio em um recurso da ANEEL.

Na decisão, manteve-se a suspensão do ajuste do MRE entre 1º de julho de 2015 a 7 de fevereiro de 2018. O pagamento das liquidações posteriores ao período mencionado foi realizado em novembro de 2018.

Resultados 3T18

Importante ressaltar que tal decisão não gera impactos no resultado da Companhia, tendo em vista o provisionamento do montante de GSF já realizado.

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 setembro de 2018, as usinas de geração de energia elétrica a partir da biomassa representavam 14,6 GW⁷ instalados no país (548 empreendimentos). O PDE 2026⁸ 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 de 12 meses (maio a abril). Se a geração média estiver abaixo de 90% ou acima de 105% da garantia física atual da usina, a mesma passará ser a garantia física da usina em janeiro do ano seguinte.

O gráfico a seguir apresenta o histórico da safra nos estados em que a Companhia atua:

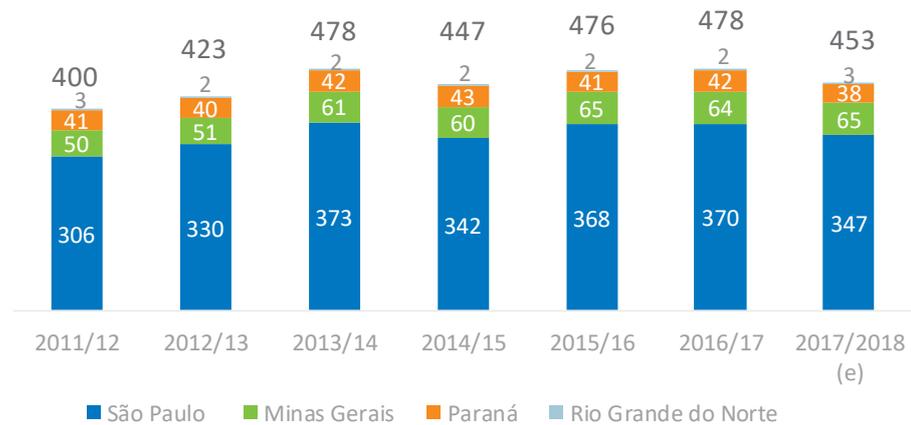
Histórico da safra da cana de açúcar por Estado (milhões de toneladas)

⁷ Fonte: BIG (ANEEL) – setembro/2018

⁸ Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

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

Resultados 3T18



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 fotovoltaico.

A EPE (Empresa de Pesquisa Energética), em seu relatório “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira” de maio de 2012 destaca que, apesar de eventualidades naturais como longos períodos de chuva poderem ter algum efeito temporário, a variabilidade interanual é muito baixa (entre 4% e 6% nas regiões áridas e de até 10% nas regiões costeiras e montanhosas⁹). A EPE lançou estudo atualizado sobre o setor solar no Brasil 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 setembro de 2018, representava 1,3 GW¹⁰ instalados, com 2.254 usinas. Entretanto, o PDE 2026¹¹ projeta crescimento significativo para essa fonte, que chegará a uma capacidade instalada de 9,7 GW em dezembro de 2026.

A CPFL Renováveis se antecipou na exploração dessa fonte e possui, desde 2012, uma usina de energia solar em operação, localizada em Campinas, estado de São Paulo – usina Tanquinho. Essa usina possui 1,1 MW de potência instalada, 0,2 MW médio de garantia física e sua energia é comercializada por meio de um contrato firmado no ACL (Ambiente de Contratação Livre).

⁹ “Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions”, CanmetEnergy

¹⁰ Fonte: BIG (ANEEL) – setembro/ 2018

¹¹ Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

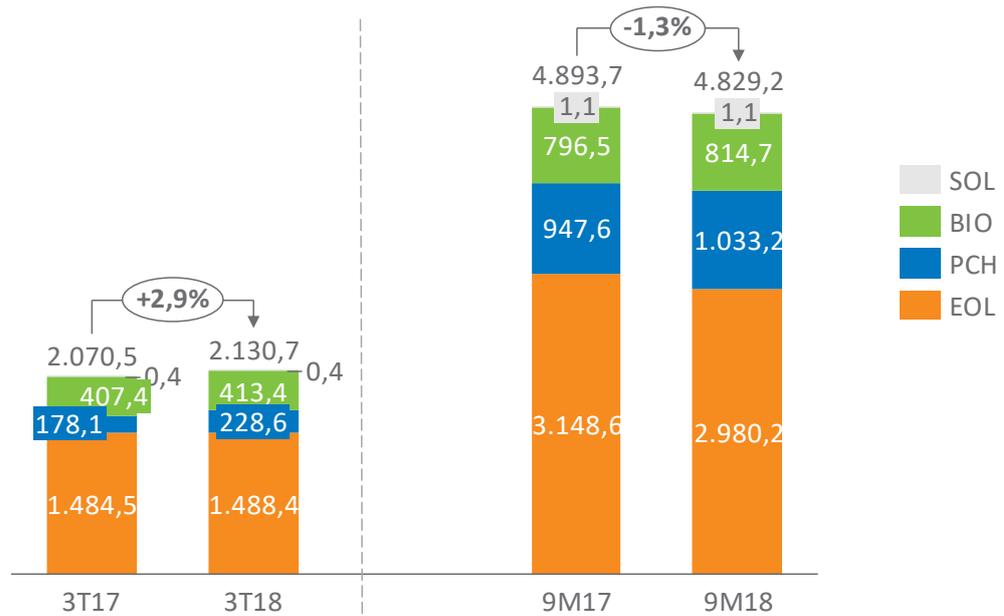
Resultados 3T18

Produção de energia

No 3T18, a CPFL Renováveis gerou 2.130,7 GWh de energia, crescimento de 2,9% em relação ao 3T17 (+60,3 GWh). Nos 9M18, a CPFL Renováveis gerou 4.829,2 GWh de energia, redução de 1,3% em relação aos 9M17 (-64,6 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 3T18, a geração de energia dos parques eólicos apresentou crescimento de 0,3% (+3,9 GWh) quando comparada à geração do 3T17. Esse ligeiro aumento é devido à maior disponibilidade dos parques eólicos do Ceará que eram operados pela Suzlon e passaram a ser operados pela Siemens Gamesa, parcialmente compensado pela menor incidência de ventos.

Nos 9M18, houve redução de geração de 5,3% (-168,4 GWh) quando comparado à geração dos 9M17, devido à menor incidência de ventos, principalmente no primeiro semestre do ano, e também à menor disponibilidade dos parques eólicos do Ceará, por conta dos aerogeradores que eram operados pela Suzlon¹². Essa redução foi parcialmente compensada pela entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa.

¹² 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

Resultados 3T18

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 82,7%, 84,8% e 87,6%, 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 e também pelo fenômeno La Niña no primeiro semestre de 2018. A eficiência também foi afetada pela instabilidade da performance inicial da entrada em operação de novos parques do Rio Grande do Norte e a problemas de disponibilidade nos parques do Ceará, que eram operados pela Suzlon.

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%	27,3%	78,1%
Complexo Eólico BVP Geradora ⁽²⁾	CE	38,5%	26,9%	69,9%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	26,7%	59,0%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾	RN	40,2%	31,5%	78,3%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾	RN	43,3%	37,2%	85,9%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾	RS	43,2%	39,3%	90,9%
Complexo Eólico Macacos I ⁽⁶⁾	RN	49,1%	43,8%	89,1%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	39,4%	84,2%
Complexo Eólico Eurus ⁽⁷⁾	RN	44,4%	40,7%	91,7%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	44,0%	81,5%
Complexo Eólico Campo dos Ventos e São Benedito ⁽⁸⁾	RN	58,2%	52,7%	90,6%
Complexo Pedra Cheirosa ⁽⁹⁾	CE	60,9%	47,3%	77,7%
Total		45,0%	37,5%	82,7%

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%	28,1%	80,3%
Complexo Eólico BVP Geradora ⁽²⁾	CE	38,5%	27,9%	72,5%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	31,6%	69,9%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾	RN	40,2%	33,8%	84,0%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾	RN	43,3%	38,6%	89,2%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾	RS	43,2%	40,5%	93,8%

Ventos e Rosa dos Ventos), em substituição ao fornecedor Suzlon. Em janeiro de 2018, a Siemens Gamesa iniciou um plano de recuperação dos aerogeradores.

Resultados 3T18

Complexo Eólico Macacos I ⁽⁶⁾	RN	49,1%	46,2%	93,9%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	40,9%	87,4%
Complexo Eólico Eurus ⁽⁷⁾	RN	44,4%	42,4%	95,3%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	46,3%	85,9%
Total		41,3%	35,2%	84,8%

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%	30,7%	87,8%
Complexo Eólico BVP Geradora ⁽²⁾	CE	38,5%	31,6%	82,0%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	36,0%	79,7%
Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾	RN	40,2%	34,3%	85,2%
Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾	RN	43,3%	38,8%	89,5%
Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾	RS	43,2%	38,9%	90,0%
Complexo Eólico Macacos I ⁽⁶⁾	RN	49,1%	45,6%	92,8%
Parque Eólico Campo dos Ventos II	RN	46,7%	40,8%	87,4%
Complexo Eólico Eurus ⁽⁷⁾	RN	44,4%	42,4%	95,3%
Parque Eólico Morro dos Ventos II	RN	53,9%	46,4%	86,0%
Total		41,3%	36,2%	87,6%

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 crescimento de 28,3% (+50,5 GWh) no 3T18 em relação à do 3T17 e de 9,0% (+85,5 GWh) nos 9M18 em relação aos 9M17. Esses resultados são explicados pela melhor afluência nas áreas de atuação da Companhia ocorrida principalmente no 1T18, resultante da situação hidrológica do Sul e de Minas Gerais.

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

Resultados 3T18

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 1,5% (+6,0 GWh) no 3T18 em relação a do 3T17 devido principalmente à maior geração por conta da antecipação de safra da usina de Bio Formosa e ganho de eficiência com geração com bagaço armazenado. Também houve uma maior disponibilidade das usinas. Esse cenário também impactou a geração das usinas de biomassa nos 9M18, que apresentou aumento de 2,3% (+18,3 GWh) em relação a dos 9M17.

Resultados 3T18

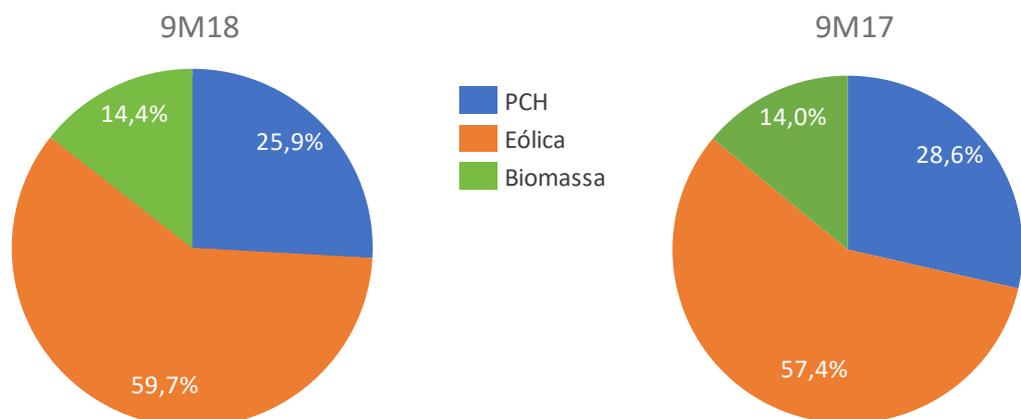
Desempenho econômico e financeiro

Demonstração de resultado

(R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 vs 3T17	9M18	9M17	9M18 vs 9M17
Receita Líquida	621.651	584.912	6,3%	1.420.235	1.367.919	3,8%
Custo de geração de energia elétrica	(157.293)	(133.360)	17,9%	(408.371)	(372.505)	9,6%
Depreciação e amortização	(114.033)	(117.797)	-3,2%	(343.989)	(342.394)	0,5%
Lucro Bruto	350.325	333.755	5,0%	667.875	653.020	2,3%
Despesas gerais e administrativas	(37.566)	(43.758)	-14,2%	(101.527)	(128.152)	-20,8%
Amortização do direito de exploração	(39.024)	(39.057)	-0,1%	(117.215)	(116.307)	0,8%
Depreciação & amortização	(2.640)	(984)	168,3%	(6.667)	(2.832)	135,4%
Lucro operacional	271.095	249.956	8,5%	442.466	405.729	9,1%
Resultado Financeiro	(126.465)	(131.097)	-3,5%	(374.799)	(387.282)	-3,2%
IR e CS	(23.584)	(24.011)	-1,8%	(55.682)	(50.044)	11,3%
Resultado líquido	121.046	94.848	27,6%	11.985	(31.597)	N.A.
Ebitda	426.792	407.794	4,7%	910.337	867.262	5,0%
Margem Ebitda	68,7%	69,7%	-1,1 p.p	64,1%	63,4%	0,7 p.p

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte¹



¹ A participação da fonte solar foi de 0,03% nos 9M17 e de 0,2% nos 9M18.

A receita líquida total atingiu R\$ 621,7 milhões no 3T18, 6,3% superior à receita do 3T17 (+R\$ 36,7 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

Resultados 3T18

- (i) Aumento na receita das eólicas devido principalmente (i) à maior geração dos parques eólicos do Proinfa, que possuem contratos com preços mais elevados (R\$ 24,7 milhões); (ii) ao efeito positivo de R\$ 3,7 milhões do leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) devido ao maior volume descontratado (131,0 MW médios no 3T18 versus 91,2 MW médios no 3T17).
- (ii) Redução de R\$ 1,8 milhão na receita das PCHs e da Holding devido, principalmente, à diferente estratégia de sazonalização da garantia física. Adicionalmente, ocorreu maior receita na Holding no 3T17 devido basicamente à liquidação da compra de energia para recomposição de lastro, que não se repetiu no 3T18.
- (iii) Aumento de R\$ 11,9 milhões na receita das biomassas devido à liquidação da compra de energia para recomposição de lastro, com contrapartida no custo com compra de energia e também algumas usinas geraram mais que o contrato e tiveram o excedente da geração liquidado à PLD.

Nos 9M18, a receita líquida atingiu R\$ 1.420,2 milhões, aumento de 3,8% em comparação com a dos 9M17 (+R\$ 52,3 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 63,1 milhões na receita das eólicas devido principalmente: a) ao efeito positivo de R\$ 49,0 milhões 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; b) à entrada em operação comercial do complexo eólico Pedra Cheirosa em junho de 2017 (R\$ 29,3 milhões); e c) reajuste dos contratos de venda. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela menor geração, principalmente no primeiro semestre de 2018.
- (ii) Redução de R\$ 23,4 milhões na receita das PCHs e da Holding devido, principalmente, à diferente estratégia de sazonalização da garantia física das PCHs entre os períodos. Tal efeito foi parcialmente compensado pelas liquidações positivas na CCEE (secundária) no valor de R\$ 10,1 milhões e ao reajuste dos contratos de venda de energia das PCHs.
- (iii) Aumento de R\$ 12,7 milhões na receita das biomassas devido basicamente à liquidação da compra de energia para recomposição de lastro, com contrapartida no custo com compra de energia, à liquidação positiva à PLD na CCEE devido à maior geração de algumas usinas e ao reajuste dos contratos de venda de energia.

Receita líquida	3T18	3T17	3T18 vs 3T17	9M18	9M17	9M18 vs 9M17
PCH ¹	110.164	111.946	-1,6%	367.450	390.865	-6,0%
EOL	415.806	389.149	6,8%	848.167	785.110	8,0%
Biomassa	95.609	83.681	14,3%	204.381	191.654	6,6%
Solar	72	136	-47,1%	237	290	-18,3%
Total	621.651	584.912	6,3%	1.420.235	1.367.919	3,8%

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

Resultados 3T18

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)	3T18	3T17	3T18 vs 3T17	9M18	9M17	9M18 vs 9M17
Custo de compra de energia	(84.948)	(58.788)	44,5%	(197.336)	(149.568)	31,9%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(2.459)	(589)	317,5%	(4.387)	(1.769)	148,0%
Encargos de uso de sistema	(24.290)	(24.389)	-0,4%	(64.346)	(74.229)	-13,3%
PMSO ⁽¹⁾	(45.596)	(49.594)	-8,1%	(142.302)	(146.939)	-3,2%
Custo de geração de energia elétrica	(157.293)	(133.360)	17,9%	(408.371)	(372.505)	9,6%
Depreciação e amortização	(114.033)	(117.797)	-3,2%	(343.989)	(342.394)	0,5%
Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização	(271.326)	(251.157)	8,0%	(752.360)	(714.899)	5,2%

¹ Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

No 3T18, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 157,3 milhões, aumento de 17,9% em relação ao 3T17 (+R\$ 23,9 milhões). Nos 9M18, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 408,4 milhões, acréscimo de 9,6% em relação aos 9M17 (+R\$ 35,9 milhões).

Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R\$ 84,9 milhões no 3T18, montante 44,5% superior ao registrado no 3T17 (+R\$ 26,2 milhões). Tal desempenho deve-se basicamente (i) ao maior impacto do GSF que foi de R\$ 51,5 milhões no 3T18 versus R\$ 39,0 milhões no 3T17, (ii) às compras para atender mercado de curto prazo e hedge. Tais itens foram parcialmente compensados pelas apurações quadrienais dos contratos de venda de energia dos complexos eólicos que ocorreram no 3T17 (-R\$ 5,1 milhões).

Nos 9M18, o custo com compra de energia apresentou aumento de 31,9% em relação aos 9M17 (+R\$ 47,8 milhões) devido principalmente aos itens mencionados no trimestre.

Resultados 3T18

Encargos de uso de sistema

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 24,3 milhões no 3T18, estável em relação ao 3T17 (R\$ 24,4 milhões).

Nos 9M18, o custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 64,3 milhões, diminuição de 13,3% em relação aos 9M17 (-R\$ 9,9 milhões). Esse desempenho deve-se, principalmente, ao efeito positivo da recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins (efeito não recorrente) no 2T18, 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\$ 45,6 milhões no 3T18, redução de 8,1% (-R\$ 4,0 milhões) em relação ao custo do 3T17. Nos 9M18, o custo com PMSO totalizou R\$ 142,3 milhões, redução de 3,2% (-R\$ 4,6 milhões) em relação ao custo dos 9M17. A variação deve-se à redução nos custos com às manutenções decorrentes da internalização dos serviços de O&M dos parques do Ceará; parcialmente compensado pela compra de bagaço e cavaco de madeira para geração de biomassa. Nos 9M18, além dos efeitos mencionados no trimestre houve a recuperação retroativa de créditos de PIS e Cofins (efeito não recorrente).

Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 114,0 milhões no 3T18, redução de 3,2% devido à adequação dos prazos de depreciação dos ativos do complexo eólico Pedra Cheirosa. Nos 9M18, o custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 344,0 milhões, praticamente estável em relação aos 9M17 (R\$ 342,4 milhões).

Despesas gerais e administrativas

(R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 vs 3T17	9M18	9M17	9M18 vs 9M17
Despesas com pessoal	(19.394)	(18.477)	5,0%	(56.178)	(51.135)	9,9%
Serviços de terceiros	(15.260)	(15.291)	-0,2%	(45.664)	(44.839)	1,8%
Outros	(2.912)	(9.990)	-70,9%	315	(32.178)	-101,0%
Despesas gerais e administrativas	(37.566)	(43.758)	-14,2%	(101.527)	(128.152)	-20,8%
Depreciação & Amortização	(2.640)	(984)	168,3%	(6.667)	(2.832)	135,4%
Amortização do direito de exploração	(39.024)	(39.057)	-0,1%	(117.215)	(116.307)	0,8%
Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização	(79.230)	(83.799)	-5,5%	(225.409)	(247.291)	-8,8%

¹ Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais.

As despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortizações, somaram R\$ 37,6 milhões no 3T18, redução de 14,2% (-R\$ 6,2 milhões) em relação às do 3T17. Esse resultado

Resultados 3T18

pode ser explicado principalmente pela baixa de saldos de contas a receber no 3T17, em função de decreto de autofalência de fornecedor (Suzlon) no valor de R\$ 6,1 milhões, efeito que não se repetiu no 3T18.

Nos 9M18, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortizações, somaram R\$ 101,5 milhões, redução de 20,8% (-R\$ 26,6 milhões) em relação às dos 9M17. Esse resultado é explicado 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) Baixa de saldos de contas a receber no 3T17, em função de decreto de autofalência de fornecedor (Suzlon) no valor de R\$ 6,1 milhões (provisão não recorrente);
- (iii) Reversão de provisão de impairment no valor de R\$ 5,8 milhões no 1T18; e
- (iv) Aumento nas despesas com pessoal devido principalmente ao acordo sindical.

Ebitda

No 3T18, o Ebitda totalizou R\$ 426,8 milhões, 4,7% superior ao do 3T17 (R\$ 407,8 milhões). A margem Ebitda atingiu 68,7% no 3T18, 1,1 p.p. inferior à do 3T17. Esse resultado deve-se principalmente à (i) maior receita líquida dos parques eólicos e das usinas de biomassa; (ii) à redução nas despesas operacionais pela baixa de saldos de contas a receber no 3T17, em função de decreto de autofalência de fornecedor (Suzlon) no valor de R\$ 6,1 milhões, efeito que não se repetiu no 3T18. Tais itens foram parcialmente compensados pelo maior custo com compra de energia.

Evolução do Ebitda – 3T18 versus 3T17 (R\$ milhões)

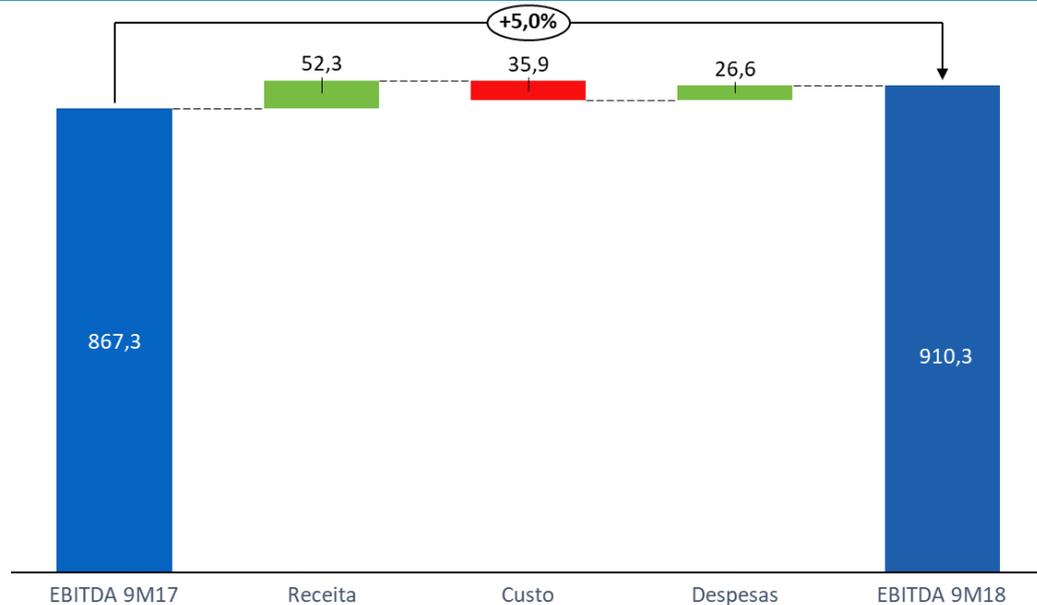


Nos 9M18, o Ebitda totalizou R\$ 910,3 milhões, 5,0% superior ao dos 9M17 (R\$ 867,3 milhões). A margem Ebitda atingiu 64,1% nos 9M18, 0,7 p.p. superior à dos 9M17. Esse resultado deve-se principalmente à (i) maior receita líquida, resultado, especialmente, do MCS D e da entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa; (ii) à recuperação retroativa de créditos de PIS e

Resultados 3T18

Cofins de encargos setoriais e de MSO (Material, Serviços e Outros) ocorrida no 2T18 (efeito não recorrente); e (iii) às baixas de ativo intangível de projetos de PCHs e de saldos de contas a receber ocorridas nos 9M17 (provisões não recorrente e sem efeito caixa). Tais itens foram parcialmente compensados pelos maiores custos com compra de energia.

Evolução do Ebitda – 9M18 versus 9M17 (R\$ milhões)



Resultado Financeiro

(R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 vs 3T17	9M18	9M17	9M18 vs 9M17
Receitas Financeiras	34.598	35.217	-1,8%	94.610	106.957	-11,5%
Despesas Financeiras	(161.063)	(166.314)	-3,2%	(469.409)	(494.239)	-5,0%
Resultado Financeiro	(126.465)	(131.097)	-3,5%	(374.799)	(387.282)	-3,2%

A CPFL Renováveis registrou o resultado financeiro líquido negativo de R\$ 126,5 milhões no 3T18, 3,5% inferior ao do 3T17 (R\$ 131,1 milhões). Nos 9M18, o resultado financeiro foi de R\$ 374,8 milhões, 3,2% inferior ao dos 9M17 (R\$ 387,3 milhões).

Receitas financeiras

Em 30 de setembro de 2018, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.706,0 milhões ante R\$ 1.618,8 milhões em 30 de setembro de 2017.

No 3T18, as receitas financeiras totalizaram R\$ 34,6 milhões, 1,8% inferior as do 3T17 (R\$ 35,2 milhões). Nos 9M18, as receitas financeiras totalizaram R\$ 94,6 milhões, 11,5% inferior às dos 9M17 (R\$ 106,9 milhões). Essas variações são decorrentes principalmente da menor taxa média do CDI nos períodos (6,39% no 3T18 vs 9,17% no 3T17) e (6,50% nos 9M18 vs 10,91% nos 9M17), parcialmente compensadas pela maior receita com atualização de valores a receber na CCEE.

Resultados 3T18

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 161,1 milhões no 3T18, 3,2% inferior as do 3T17 (-R\$ 166,3 milhões). Nos 9M18, as despesas financeiras somaram R\$ 469,4 milhões, 5,0% inferior às dos 9M17 (-R\$ 494,2 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela queda do CDI médio e da TJLP, parcialmente compensadas pelo aumento nas despesas de dívidas de projetos, que com a entrada em operação, deixam de ser capitalizadas e passam a impactar o resultado e atualização da provisão do 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, Bio Energia e Mata Velha que adotam o regime de tributação com base no lucro real. Em 01 de agosto de 2018, houve a aprovação da incorporação pela Companhia das SPEs Icaraizinho e Formosa com o objetivo de buscar maior eficiência operacional.

As despesas com imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$ 23,6 milhões no 3T18 ante R\$ 24,0 milhões no 3T17, queda de 1,8%. Nos 9M18, tais despesas foram de R\$ 55,7 milhões ante R\$ 50,0 milhões nos 9M17, aumento de 11,3%. Essa variação ocorreu 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%.

Resultado líquido

No 3T18, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 121,0 milhões ante ao lucro líquido de R\$ 94,8 milhões no 3T17. Já nos 9M18, a Companhia registrou lucro líquido de R\$ 12,0 milhões ante prejuízo líquido de R\$ 31,6 milhões nos 9M17. Esses desempenhos refletem principalmente a melhora do Ebitda e do resultado financeiro.

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 165,9 milhões nos 9M18 direcionados, basicamente, a PCH Boa Vista 2 em construção.

Resultados 3T18

Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial					
	30/09/2018	31/12/2017		30/09/2018	31/12/2017
Ativo			Passivo		
Circulante e Realizável a longo prazo	2.388.206	2.304.426	Circulante e Exigível a longo prazo	8.514.909	8.717.024
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações Financeiras	1.706.038	1.664.399	Fornecedores	104.663	201.793
Contas a receber (Clientes)	426.677	369.851	Obrigações Fiscais, trabalhistas e encargos	69.992	61.921
Tributos a Recuperar	111.732	69.530	Empréstimos com controladas e controladora	402.501	-
Tributos diferidos	1.375	696	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	9.055	12.206
Créditos com partes relacionadas	9.209	8.612	Empréstimos e financiamentos e Debêntures	5.879.773	6.510.808
Outros	133.175	191.338	Outros	2.048.925	1.930.296
Imobilizado	7.521.770	7.700.204	Patrimônio Líquido	4.140.488	4.138.978
Intangível	2.745.421	2.851.372	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	33.547	36.498
			Lucros/prejuízos acumulados	8.053	-
			Participação de acionistas não controladores	102.938	106.530
Tota do ativo	12.655.397	12.856.002	Total do passivo	12.655.397	12.856.002

Principais variações do ativo

O ativo circulante e realizável a longo prazo da Companhia encerrou o 3T18 em R\$ 2,4 bilhões, aumento de 3,6% (+R\$ 83,8 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 3T18 com R\$ 1,7 bilhão, aumento de 2,5% comparadas às de 31 de dezembro de 2017. Esse aumento deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) geração de caixa dos projetos e (ii) desembolso de R\$ 394,4 milhões do mútuo com a CPFL Geração. Esses valores foram parcialmente compensados por (iii) amortizações e custos dos empréstimos, e (iv) investimentos realizados nos projetos em andamento.

A rubrica contas a receber (Clientes) teve uma variação positiva de 15,4% quando comparada ao encerramento do 4T17, decorrente principalmente do maior faturamento proveniente das eólicas e biomassa (R\$ 56,5 milhões).

A variação do imobilizado (-2,3%) foi decorrente principalmente da depreciação dos ativos ocorrida nos 9M18.

Principais variações do passivo

O passivo circulante e realizável a longo prazo encerrou o 3T18 com montante de R\$ 8,5 bilhões, inferior 2,3% (-R\$ 8,7 milhões) ao saldo de 31 de dezembro de 2017, sendo influenciado basicamente pela redução na linha de empréstimos e pelos pagamentos dos fornecedores de aerogeradores.

O patrimônio líquido foi de R\$ 4,1 bilhões no encerramento do 3T18, estável em relação ao de 31 de dezembro de 2017.

Resultados 3T18

Endividamento bancário

A Companhia encerrou o 3T18 com endividamento bancário total de R\$ 5.879,8 milhões, montante 10,6% inferior ao endividamento registrado ao final do 3T17 (R\$ 6.577,1 milhões). Considerando os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia possuem prazo médio de 5,2 anos e custo médio nominal de 8,49% a.a. (132,9% do CDI de 30 de setembro de 2018).

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

Dessa forma, nos últimos nove meses, a Companhia realizou captações de R\$ 323,9 milhões, sendo:

- (i) R\$ 16,0 milhões referentes às três CCBs da SPE Boa Vista 2, emitidas pelo Banco BBM com custo de CDI + 1,90% a.a.;
- (ii) R\$ 84,2 milhões referentes ao financiamento de longo prazo de Pedra Cheirosa I no BNB, com custo prefixado de 10,14% a.a. e bônus de adimplência de 15%, que reduz a taxa para 8,62% a.a.;
- (iii) R\$ 76,8 milhões referentes ao financiamento de longo prazo de Pedra Cheirosa II no BNB, com custo prefixado de 10,14% a.a. e bônus de adimplência de 15%, que reduz a taxa para 8,62% a.a.;
- (iv) R\$ 119,4 milhões referentes ao financiamento de longo prazo da SPE Boa Vista 2 junto ao BNDES, com custo de TJLP + 2,52% a.a.;
- (v) R\$ 0,2 milhão referente ao financiamento de longo prazo de Desa Eurus I junto ao BNDES, com custo de TJLP + 2,18% a.a.;
- (vi) R\$ 1,9 milhão referente ao financiamento de longo prazo de Desa Eurus III junto ao BNDES com custo de TJLP + 2,18% a.a.;
- (vii) R\$ 0,1 milhão referente ao financiamento de longo prazo de Mata Velha junto ao BNDES, com custo de TJLP + 0,00 % a.a.;
- (viii) R\$ 15,0 milhões referentes ao financiamento de longo prazo de Pedra Cheirosa I no BNB, com custo de IPCA + 2,08% a.a. e bônus de adimplência de 15%, que reduz a taxa para 1,76% a.a.;
- (ix) R\$ 10,3 milhões referentes ao financiamento de longo prazo de Pedra Cheirosa II no BNB, com custo de IPCA + 2,08% a.a. e bônus de adimplência de 15%, que reduz a taxa para 1,76% a.a..

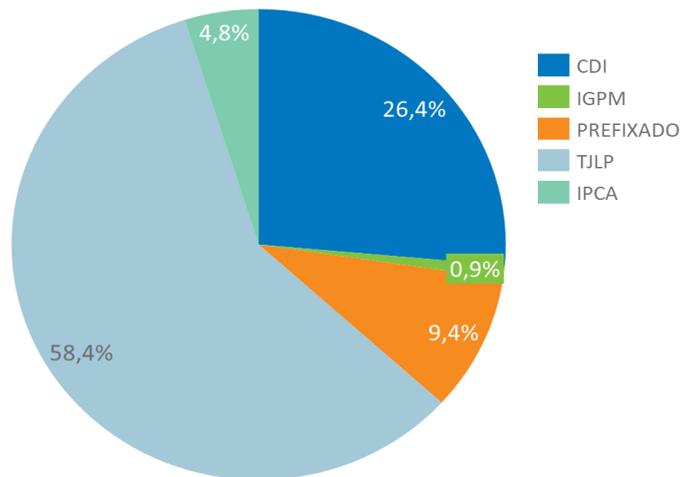
Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos nove meses:

- (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;

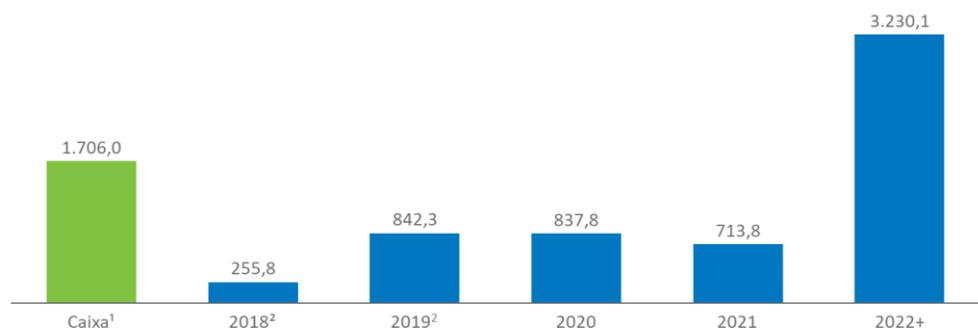
Resultados 3T18

- (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;
- (ix) R\$ 62,0 milhões referentes à amortização das notas promissórias da SPE Boa Vista 2 S.A. e;
- (x) R\$ 78,0 milhões referentes à amortização e quitação das notas promissórias da CPFL Renováveis.

Dívida por indexador – setembro de 2018



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



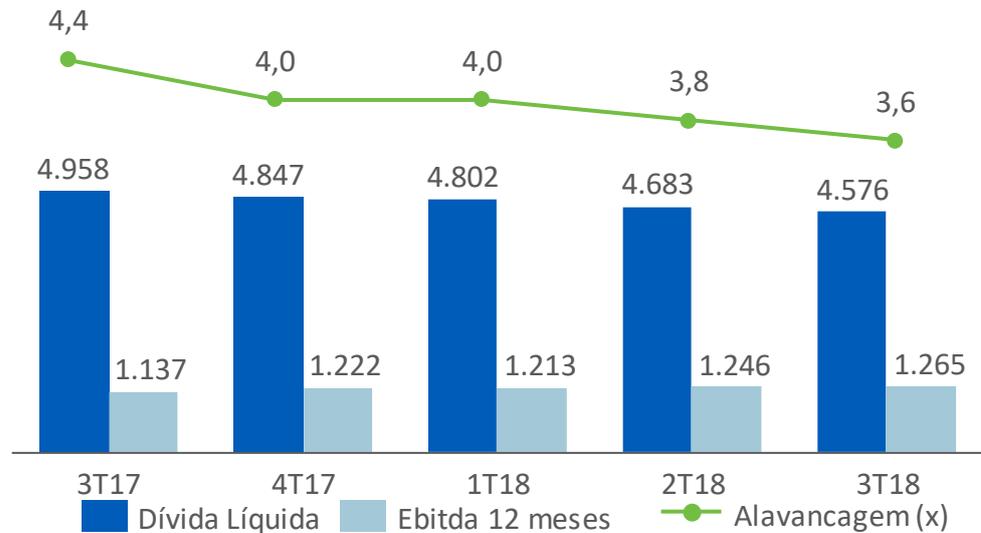
¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 480,3 milhões no encerramento do 3T18 (R\$ 527,9 milhões no encerramento do 3T17).

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.

Resultados 3T18

Divida Líquida/Ebitda (R\$ milhões)¹²



¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 480,3 milhões no encerramento do 3T18 (R\$ 527,9 milhões no encerramento do 3T17).

² Considera o contrato de mútuo com a CPFL Geração como dívida.

Endividamento com partes relacionadas

Em 26 de março de 2018, a Companhia celebrou com sua controladora CPFL Geração um contrato de mútuo com vencimento em 13 de julho de 2018, no valor global total de R\$ 600 milhões, à taxa de juros de 107% do CDI, com desembolsos realizados até o dia 30 de setembro de 2018 no valor total de R\$ 394,4 milhões. Os recursos foram destinados para o reforço do caixa da Companhia.

Em 06 de agosto de 2018, a Companhia celebrou um segundo contrato com sua controladora CPFL Geração com vencimento em 26 de março de 2020, no valor global total de R\$ 405,6 milhões, à taxa de juros de 107% do CDI, sem desembolsos realizados até o dia 30 de setembro de 2018.

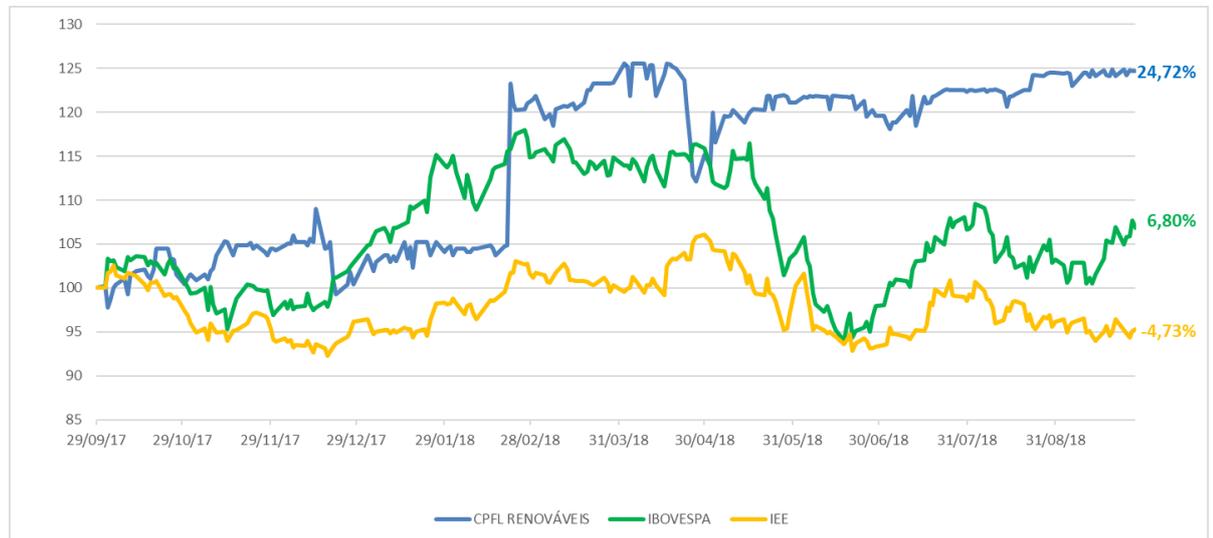
Os desembolsos ocorridos estão dentro do limite de crédito de até R\$ 800 milhões aprovado com a controladora, restando assim, o saldo de R\$ 405,6 milhões que pode ser acessado.

Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 3T18 cotadas a R\$ 16,58, o que representa valorização de 24,72% em relação à cotação ao final do 3T17. No mesmo intervalo de comparação, o índice Bovespa (IBOV) apresentou variação positiva de 6,80% enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) teve desvalorização de 4,73%.

Resultados 3T18

Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 01/10/2017 até 30/09/2018



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, 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 a de sua eleição, podendo ser reeleitos.

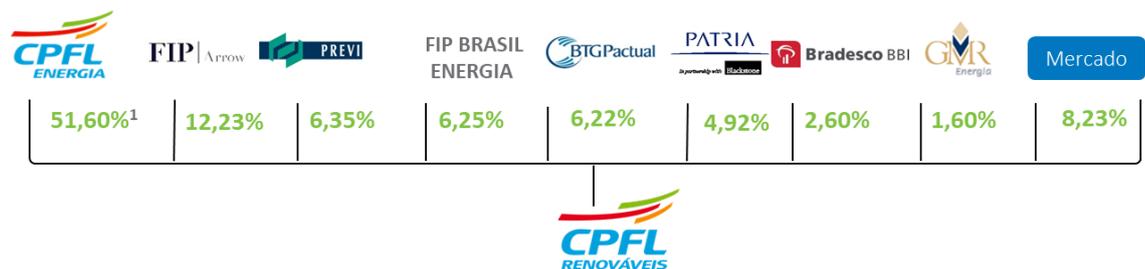
Resultados 3T18

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.cpfrenovaveis.com.br/ri.

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



¹ Via CPFL Geração

Aumento de Capital: Em 19 de outubro de 2018, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de Capital Social dentro do limite de capital autorizado.

Foi aprovada a emissão de 460.218 (quatrocentos e sessenta mil, duzentas e dezoito) novas ações ordinárias, no montante total de R\$7.178.165,41 (sete milhões, cento e setenta e oito mil, cento e sessenta e cinco reais e quarenta e um centavos). Dessa forma, o capital social da Companhia será de R\$ 3.398.048.049,16 (três bilhões, trezentos e noventa e oito milhões, quarenta e oito mil, quarenta e nove reais e dezesseis centavos). O capital social subscrito e integralizado passa a ser representado por 503.811.489 (quinhentas e três milhões, oitocentos e onze mil, quatrocentas e oitenta e nove) ações ordinárias.

Resultados 3T18

Contatos	Teleconferência	CPRE3
<p>Fernando Mano da Silva Diretor-Presidente</p> <p>Alessandro Gregori Filho Diretor Financeiro e de Relações com Investidores</p> <p>Flávia de Lima Carvalho Superintendente de Finanças, RI e Comunicação</p> <p>Luciana Silvestre Fonseca Especialista de Relações com Investidores</p> <p>Rafaella Homsí Galesi Analista de Relações com Investidores</p> <p>E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: 11 3157-9312</p> <p>Assessoria de Imprensa RP1 Comunicação Empresarial Telefone: 11 5501-4655</p>	<p>Teleconferência / Webcast</p> <p>Data: 09 de novembro de 2018</p> <p>Horário: 10h00 (Horário de Brasília) 07h00 (Eastern time)</p> <p>Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês.</p> <p>Telefones para conexão: Brasil: (+55)11 3193-1001 ou (+55) 11 2820-4001 EUA: +1-800-492-3904 Outras localizações: +1-646-828-8246</p> <p>Senha: CPFL Renováveis</p>	<p>Cotação de fechamento em 07/11/2018: R\$ 16,68</p> <p>Valor de Mercado: Reais: R\$ 8,4 bilhões Dolar: USD 2,2 bilhões</p> <div style="text-align: center;">  </div>

Resultados 3T18

Glossário

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

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

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

Resultados 3T18

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 à 5 MW e 30 MW e área de reservatório de até 13 quilômetros quadrados.

PROINFA - Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia.

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

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

Resultados 3T18

Anexos – Mapa de contratos de venda de energia

Ambiente de contratação	Receita	Ajustes de geração	Comentários
Eólica			
Proinfra	Reconhecida conforme geração.	Previsto um ajuste inversamente proporcional nas tarifas de energia em virtude da produção realizada. Registrado na Receita.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente.
ACR	Reconhecida conforme geração.	São determinados limites superiores e inferiores dentro de um quadriênio, para cada contrato. A geração excedente ou deficitária, dentro desses limites, são ressarcidas no final do quadriênio. Fora dos limites, o ressarcimento ocorre no ano subsequente.	O ajuste de caixa do ressarcimento é realizado no ano contratual subsequente, após apuração anual (fora dos limites) e quadrienal (dentro dos limites).
ACL	Reconhecida conforme geração 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			
Proinfra	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)

Resultados 3T18

Anexos – ativos em operação

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/18	Tipo de contrato
Eólico								
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,10	13,10	241,00	ACL
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,90	12,90	241,00	ACL
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,00	13,00	241,00	ACL
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	13,70	13,70	242,00	ACL
Complexo eólico SIIF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,37	7,37	476,01	Proinfa
	Icaraizinho	Amontada	CE	54,6	22,08	21,51	405,50	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	12,58	11,78	399,59	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,83	28,09	459,12	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,71	12,69	250,75	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,76	11,42	250,75	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,51	11,86	250,75	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,31	10,90	250,75	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,41	11,31	250,75	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,29	10,45	250,75	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	Eurus VI	Parazinho	RN	8,0	3,16	2,66	250,75	LER 2009
	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,80	9,70	245,00	ACL
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,60	7,50	245,00	ACL
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,30	10,10	245,00	ACL
Complexo eólico Bons Ventos	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,80	9,80	245,00	ACL
	Bons Ventos	Aracati	CE	50,0	16,37	15,94	451,34	Proinfa
	Taiba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16,5	6,71	6,58	411,32	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57,0	24,08	22,93	413,72	Proinfa
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,23	9,97	464,61	Proinfa
	Campo dos Ventos II	João Camara	RN	30,0	15,00	13,23	205,12	LER 2010
	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	3,31	3,31	453,19	Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,43	1,43	399,59	Proinfa
	Morro dos Ventos I	João Camara	RN	28,8	13,58	12,70	252,49	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Camara	RN	28,8	13,91	12,82	252,44	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Camara	RN	28,8	13,74	12,20	252,46	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Camara	RN	28,8	13,10	11,11	252,51	LER 2009
Complexo eólico Eurus	Morro dos Ventos IX	Parazinho	RN	30,0	14,31	12,73	252,47	LER 2009
	Eurus I	João Câmara	RN	30,0	15,50	12,75	201,95	LER 2010
Complexo Campo dos Ventos	Eurus III	João Câmara	RN	30,0	16,10	14,72	201,94	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29,2	15,40	15,10	242,00	ACL
	Campo dos Ventos I	João Câmara	RN	25,2	13,60		185,21	ACL
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25,2	13,40		185,21	ACL
	Campo dos Ventos V	Parazinho	RN	25,2	13,10	64,60	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
	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		60,60	185,21	ACL
	Ventos de Santa Mônica	Touros	RN	29,4			185,21	ACL
Complexo Pedra Cheirosa	Ventos de Santa Úrsula	Touros	RN	27,3			185,21	ACL
	Pedra Cheirosa I	Itarema	CE	25,2	14,5	13,60	265,00	ACL
	Pedra Cheirosa II	Itarema	CE	23,1	13,0	12,50	265,00	ACL
Subtotal Eólico				1308,5	500,6	558,65	274,17	

Resultados 3T18

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/18	Tipo de contrato
PCH							
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,4	12,36	266,28	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,9	5,88	260,33	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	0,42	245,94	ACL
Arvoredo	Arvoredo	SC	13,0	7,4	7,00	250,65	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23,0	14,9	14,76	257,85	ACL
Buritis	Buritizal	SP	0,8	0,4	0,35	260,33	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,2	2,17	260,33	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,5	1,53	260,33	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,6	4,61	266,28	Proinfa
Corrente Grande	Açucena	MG	14,0	8,5	8,44	257,85	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,6	1,60	228,41	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	5,7	5,69	260,33	ACL
Eloy Chaves	Espírito Santo do Pinhal	SP	18,8	11,0	11,01	260,33	ACL
Esmeril	Patrocínio Paulista	SP	5,0	2,9	2,88	260,33	ACL
Figueirópolis	Indiavaí	MT	19,4	12,6	12,54	259,52	Proinfa
Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4,8	3,6	3,63	260,33	ACL
Guaporé	Guaporé	RS	0,7	0,4	0,40	245,94	ACL
Jaguari	Pedreira	SP	11,8	4,5	4,50	260,33	ACL
Lençóis	Macatuba	SP	1,7	1,0	1,04	260,33	ACL
Ludesa	Ipuacu	SC	30,0	21,2	16,70	266,28	Proinfa
Mata Velha	Unai	MG	24,0	13,1	12,70	170,20	ACR
Monjolinho	São Carlos	SP	0,6	0,1	0,39	219,12	ACL
Ninho da Águia	Delfim Moreira	MG	10,0	6,5	4,16	257,85	ACL
Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23,0	10,4	10,00	175,62	ACL
Paiol	Frei Inocência	MG	20,0	10,5	10,93	257,81	ACL
Pinhal	Espírito Santo do Pinhal	SP	6,8	3,7	3,70	260,33	ACL
Pirapó	Roque Gonzales	RS	0,8	0,6	0,58	245,94	ACL
Plano Alto	Xavantina	SC	16,0	9,3	9,25	266,28	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0,8	0,7	0,73	245,94	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20,0	11,1	11,10	233,81	LFA
Salto Grande	Campinas	SP	4,6	2,6	2,58	260,33	ACL
Santa Luzia	São Domingos	SC	28,5	18,4	18,00	258,39	LFA 2007 / ACL
Santana	São Carlos	SP	4,3	2,6	2,61	260,33	ACL
São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11,0	7,2	6,44	257,85	ACL
São Joaquim	Guará	SP	8,1	5,1	5,07	260,33	ACL
Socorro	Socorro	SP	1,0	0,3	0,31	260,33	ACL
Três Saltos	Torrinha	SP	0,6	0,4	0,43	260,33	ACL
Varginha	Chalé	MG	9,0	5,4	4,00	250,65	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7,5	4,9	4,79	257,85	ACL
Subtotal PCH			423,0	235,5	225,28	249,66	

Resultados 3T18

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/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	283,93	LEN 2006
Bio Buriti	Buritzal	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	207,17	LFA 2007 / ACL
Subtotal Biomassa			370,0	95,9	109,4	222,57	

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2018 (MWm)	Preço (R\$/MWh) Set/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			2.102,6	832,2	893,5	261,66	

Resultados 3T18

Anexos – ativos em construção

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

*Energia contratada a partir de janeiro/2020 para Boa Vista 2