

Release de Resultados

1T19



Resultados 1T19

Sumário

| | |
|--|-----------|
| Mensagem do Presidente | 3 |
| Destaques do trimestre | 4 |
| Portfólio em operação | 5 |
| Portfólio contratado: projetos em implantação | 5 |
| Condições de geração | 7 |
| Produção de energia | 16 |
| Desempenho econômico e financeiro | 20 |
| Demonstração de resultado | 20 |
| Receita líquida | 20 |
| Custo de geração de energia | 21 |
| Despesas gerais e administrativas | 22 |
| Ebitda | 23 |
| Resultado Financeiro..... | 23 |
| Imposto de renda e contribuição social | 24 |
| Resultado líquido | 24 |
| Principais variações do ativo | 25 |
| Principais variações do passivo..... | 25 |
| Mercado de capitais | 27 |
| Estrutura societária | 29 |
| Anexos | 33 |

Resultados 1T19

Mensagem do Presidente

“Os três primeiros meses de 2019 sinalizaram um novo momento para o Brasil. A expectativa de uma retomada econômica poderá impactar positivamente o setor de energia e a CPFL Renováveis está estruturada para capturar as melhores oportunidades deste mercado.

Neste 1T19 a companhia registrou desempenho operacional ligeiramente abaixo do previsto, reflexo da menor geração de energia devido à menor intensidade dos ventos no Nordeste, especialmente no Ceará que impactou a geração eólica. Outro fator que contribuiu para este resultado foi a antecipação da geração dos ativos de biomassas no 1T18, efeito que não se repetiu no 1T19.

Com isso, a geração de energia no 1T19 totalizou 1.173,2 GW, queda de 3,9%, quando comparada ao 1T18. Aliado a esse fator, neste ano, a sazonalização dos contratos das PCHs está mais concentrada nos próximos três trimestres, estratégia diferente do ano anterior, o que ocasionou a queda da receita líquida e também do EBITDA. Vale ressaltar que essa diferença será compensada ao longo do ano.

O desempenho financeiro também refletiu a estratégia de comercialização da Companhia adotada em 2018, que redirecionou a energia gerada de parques eólicos, que participaram do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), para o mercado livre como energia descontratada a um preço maior. Em 2019, ao contrário de 2018, não houve leilão de descontração (MSCD) e esses parques eólicos voltaram a comercializar energia no mercado regulado a um preço inferior em relação ao mesmo período do ano anterior.

A CPFL Renováveis continua com sua estratégia de criação de valor para seus acionistas e já iniciou a implementação dos dois projetos que foram vendidos no leilão A-6/2018, Complexo Eólico Gameleiras e PCH Cherobim, com capacidade total de 97 MW.

Internamente, a Companhia continua focada na melhoria dos seus processos, na identificação de iniciativas estratégicas que gerem valor adicional e na capacitação da sua liderança.

Fernando Mano da Silva
Diretor- Presidente

Resultados 1T19

São Paulo, 06 de maio de 2019 – A CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis” ou “Companhia”) anuncia hoje os resultados referentes ao primeiro trimestre de 2019 (1T19). 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 1.173,2 GWh no 1T19 (-3,9% versus 1T18);
- ii. Receita líquida de R\$ 334,2 milhões no 1T19 (-12,9% versus 1T18);
- iii. Ebitda de R\$ 192,0 milhões no 1T19 (-15,7% versus 1T18);
- iv. Prejuízo líquido de R\$ 93,0 milhões no 1T19 (+28,3% versus 1T18);
- v. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R\$ 1,4 bilhão¹.

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

Resultados 1T19

Indicadores Econômicos e Operacionais

| (R\$ mil) | 1T19 | 1T18 | 1T19 vs 1T18 |
|---------------------------------------|---------|---------|--------------|
| Demonstrativo de Resultados | | | |
| Receita Líquida | 334.188 | 383.548 | -12,9% |
| Ebitda ⁽¹⁾ | 192.041 | 227.787 | -15,7% |
| Margem Ebitda | 57,5% | 59,4% | -1,9 p.p |
| Resultado líquido | -93.023 | -72.521 | 28,3% |
| Indicadores Operacionais | | | |
| Capacidade em operação (MW) | 2.133 | 2.103 | 1,4% |
| # usinas/ parques em operação | 94 | 93 | 1,1% |
| Energia gerada (GWh) ⁽²⁾ | 1.173 | 1.221 | -3,9% |
| Número de funcionários ⁽³⁾ | 457 | 431 | 6,0% |

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 1T19, contava com 94 ativos localizados em 58 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio a Companhia conta com uma plataforma robusta e altamente escalável.

No encerramento do 1T19, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

| Fonte | Capacidade em operação (MW) | Número de ativos | % do portfólio |
|--------------------------|-----------------------------|------------------|----------------|
| Eólica | 1.308,6 | 45 | 61,4% |
| PCH | 453,1 | 40 | 21,2% |
| Biomassa | 370,0 | 8 | 17,3% |
| Solar | 1,1 | 1 | 0,1% |
| Total em operação | 2.132,8 | 94 | 100,0% |

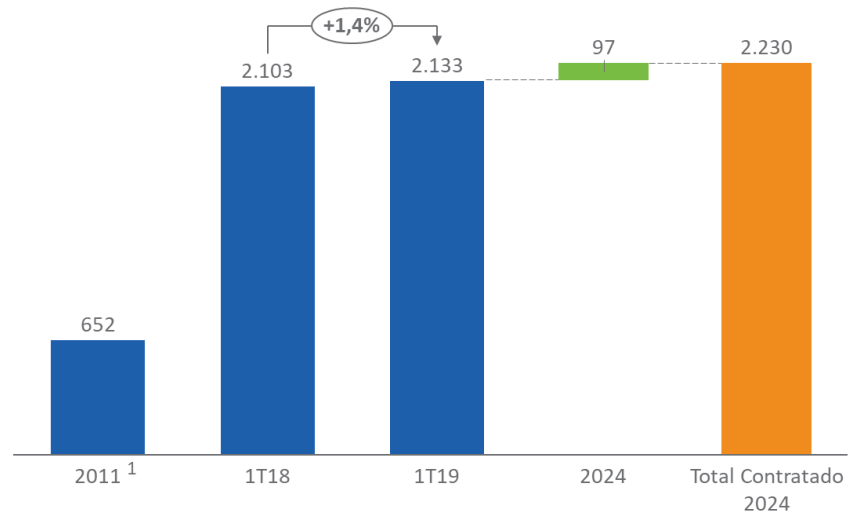
Portfólio contratado: projetos em implantação

Após a venda de dois projetos no último leilão de energia nova realizado em agosto de 2018, a Companhia possui em seu portfólio uma PCH e um complexo eólico em implantação que adicionarão 97,3 MW de capacidade nos próximos anos:

| Projetos | Fonte | U.F. | Município | Capacidade (MW) | Entrada em operação |
|---------------------------|--------|------|-----------|-----------------|---------------------|
| PCH Cherobim | PCH | PR | Lapa | 28,0 | 2024 |
| Complexo Eólico Gameleira | Eólica | RN | Touros | 69,3 | 2024 |
| Total | | | | 97,3 | |

Resultados 1T19

Evolução do portfólio contratado até 2024 (MW)



¹ Agosto de 2011 - Criação da CPFL Renováveis.

Além dos ativos em operação e dos projetos em fase de implantação, a Companhia possui um *pipeline* de projetos em desenvolvimento de 2,9 GW.

Resultados 1T19

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 14,8 GW em abril de 2019, distribuída em 587 parques². Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 26,7 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2027³.

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) – Abril/2019.

³ Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

Resultados 1T19

Os empreendimentos da CPFL Renováveis que participaram do MCS D A-1 de janeiro a dezembro de 2018 foram 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. Em 2019, os empreendimentos que participaram do MCS D retornaram aos seus mecanismos originais de contrato.

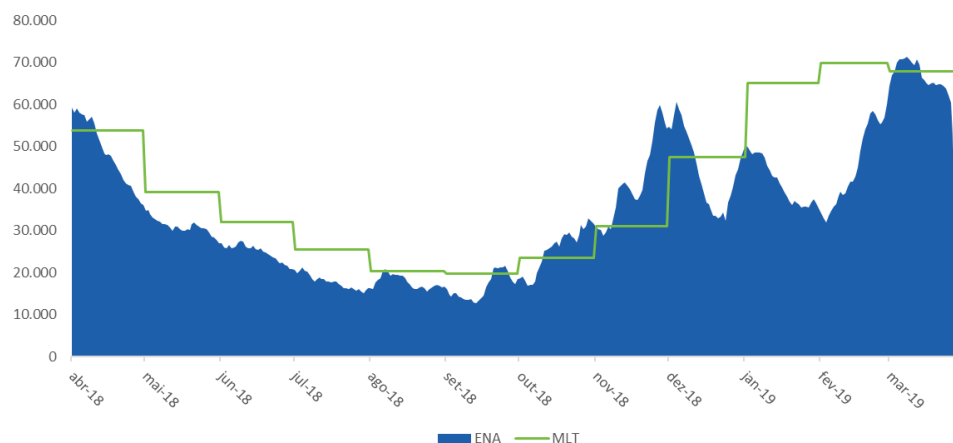
Fonte hídrica

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 abril de 2019, o aproveitamento hidrelétrico representava aproximadamente 66,2% da capacidade instalada no país, sendo 3,6% de PCHs (5,9 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.124 empreendimentos⁴). Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,9 GW de capacidade de PCHs e CGHs até o final de 2027⁵.

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 março de 2019 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

Energia Natural Afluente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste (MW médios – últimos 24 meses – março/2019)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

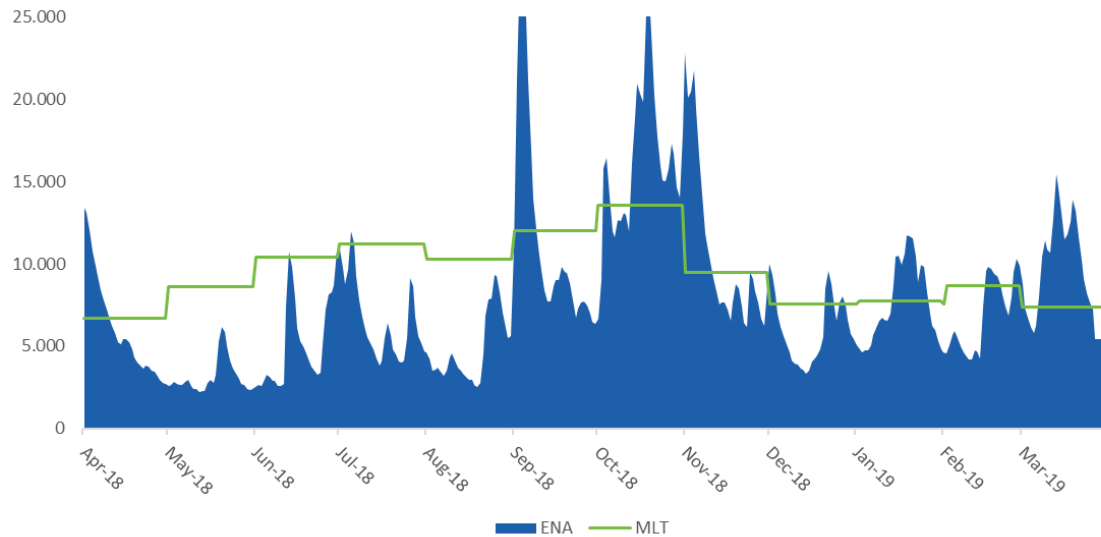
⁴ Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) – Abril/2019.

⁵ Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

Resultados 1T19

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 1T19 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios⁶ em 52,8%, 10,6 p.p. superior ao nível do final do 1T18 (42,2%).

Energia Natural Afluente – ENA – Sul (MW médios– últimos 24 meses – março/2019)



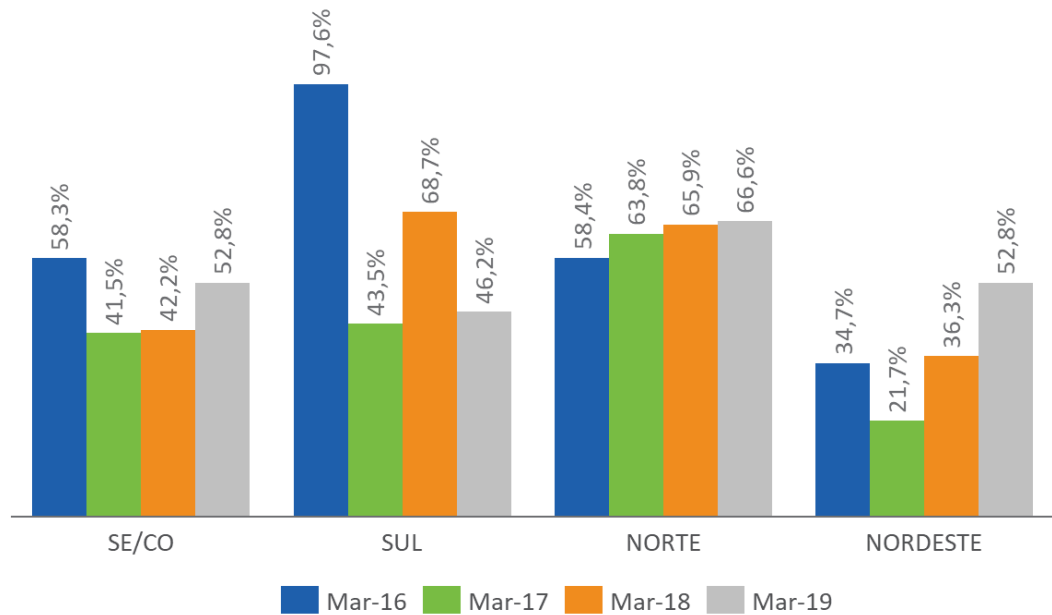
Na região Sul, os reservatórios encerraram o 1T19 com 46,2% de sua capacidade de armazenamento, apresentando uma queda de 22,5 p.p. em relação ao final do 1T18 (68,7%).

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 março de 2019, apenas a região sul apresentou redução quando comparada ao encerramento do 1T18.

⁶ Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação - Março/2019.

Resultados 1T19

Armazenamento dos reservatórios em Março - 2016 a 2019



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 2018 foi de R\$ 11,88/MWh. Já para o ano de 2019 o valor da TEO é de R\$ 12,41/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 2018, a ANEEL estabeleceu o valor mínimo de R\$ 40,16/MWh e o máximo de R\$ 505,18/MWh. Para 2019, o PLD mínimo é de R\$ 42,35/MWh e o PLD máximo é de R\$ 513,89/MWh.

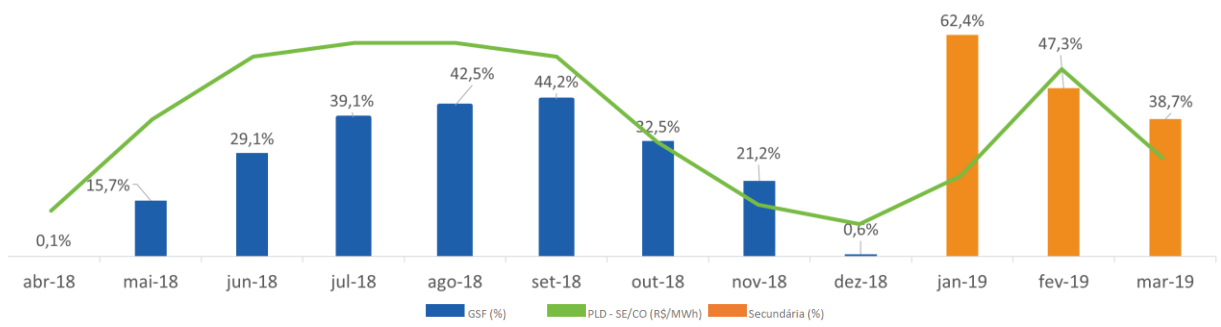
Liminar sobre a revisão da garantia física de PCHs: A hidrologia adversa dos últimos anos tem impactado diretamente a geração das usinas hidrelétricas. O resultado é que a geração de muitas usinas hidrelétricas tem sido abaixo da garantia física. O MME é responsável pela metodologia da revisão da garantia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

Resultados 1T19

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 fevereiro e março de 2019 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:

Resultados 1T19

| PCH | Garantia Física (MW médios)* | MW médios repactuados | Produto** |
|---------------|------------------------------|-----------------------|-----------|
| Arvoredo | 7,38 | 7,00 | SP100 |
| Salto Góes | 11,10 | 11,10 | SP100 |
| Varginha | 5,39 | 4,00 | SP100 |
| Santa Luzia | 18,42 | 14,00 | SP100 |
| Plano Alto | 9,25 | 9,25 | SP100 |
| Alto Irani | 12,36 | 12,36 | SP100 |
| Cocais Grande | 4,61 | 4,61 | SP100 |
| Figueirópolis | 12,60 | 12,22 | SP100 |
| Ludesa | 21,20 | 16,70 | SP100 |
| TOTAL | 102,31 | 91,25 | |

* 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 com 12,7 MWm, 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 120,11 MWmédios, de garantia física no ACL, permaneceram protegidas pela liminar concedida à APINE. Além disso, tem a PCH Boa Vista 2 e uma parcela das PCHs Arvoredo, Varginha, Santa Luzia e Ludesa que estão no ACL e que não foram repactuadas totalizando 39,7 MWm.

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 cassação 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.

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

Resultados 1T19

Diante dos insucessos nas alternativas encontradas para equacionar o GSF, o Projeto de Lei do Senado 209/2015 se tornou mais uma estratégia para resolução do problema.

Esse Projeto de Lei do Senado estava tramitando desde abril de 2015 nesta Casa e previa uma alteração na Lei nº 9.427/1996. Assim, em outubro de 2018, foi submetido para apreciação da Comissão um substitutivo que incluía uma emenda que trata dos termos da repactuação do GSF. O substitutivo foi aprovado e seguiu para a deliberação da Câmara dos Deputados e renumerado para PL 10.985/2018, onde tramita sob regime de urgência.

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 abril de 2019, as usinas de geração de energia elétrica a partir da biomassa representavam 14,8 GW⁷ instalados no país (564 empreendimentos), 9,0% da matriz energética brasileira. O PDE 2027⁸ projeta crescimento dessa fonte, que deverá atingir capacidade instalada de 16,6 GW em dezembro de 2027.

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:

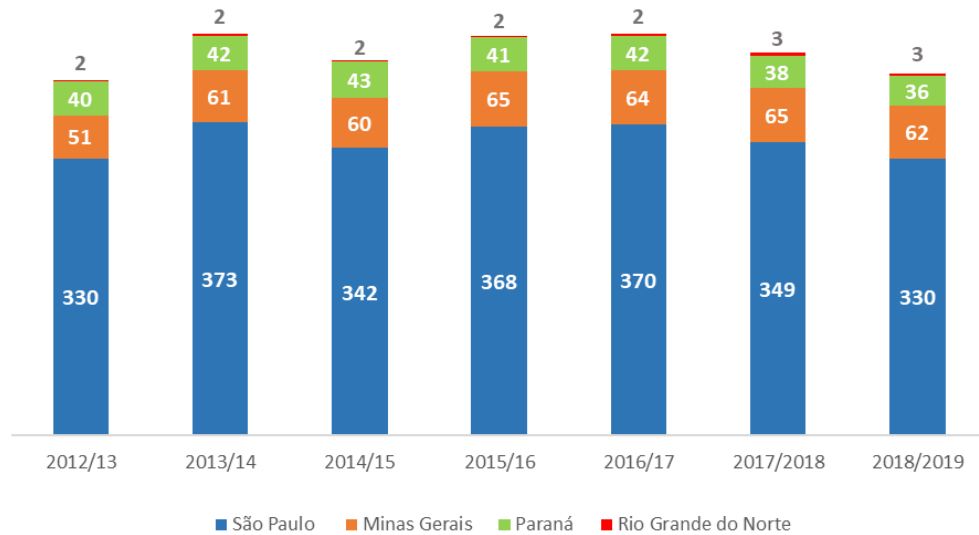
⁷ Fonte: BIG (ANEEL) – janeiro/2019.

⁸ Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

Fonte: Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) – dezembro/2018.

Resultados 1T19

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



Fonte: Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) – dezembro/2018.

Resultados 1T19

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, ocupando apenas 1,3% da matriz energética brasileira. Em abril de 2019, representava 2,1 GW¹⁰ instalados, com 2.469 usinas. Entretanto, o PDE 2027¹¹ projeta crescimento significativo para essa fonte, que chegará a uma capacidade instalada de 8,6 GW em dezembro de 2027.

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 MWh de energia 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) – Abril/2019.

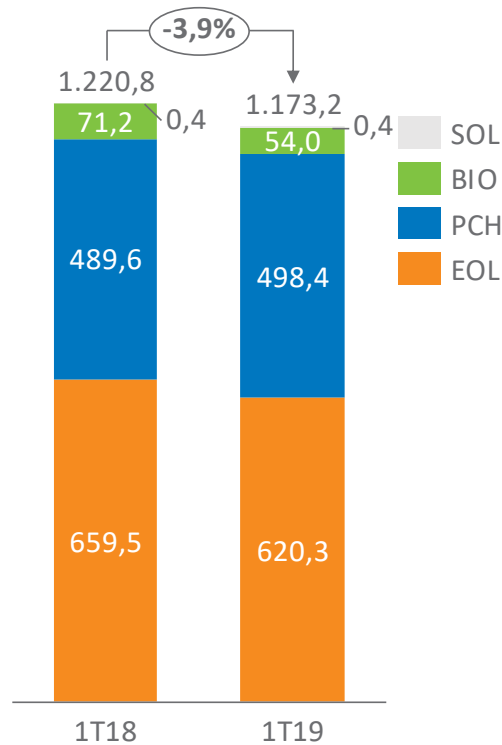
¹¹ Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

Resultados 1T19

Produção de energia

No 1T19, a CPFL Renováveis gerou 1.173,2 GWh de energia, queda de 3,9% em relação ao 1T18 (-47,5 GWh). A produção por fonte encontra-se representada no gráfico a seguir:

Geração de energia por fonte (GWh)¹



¹ 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.

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 1T19, a geração de energia dos parques eólicos apresentou uma redução de 5,9% (-39,2 GWh) quando comparada à geração do 1T18. Apesar da melhora na disponibilidade no 1T19 dos parques que eram operados pela Suzlon, a menor incidência de ventos no Ceará, ocasionou redução na geração entre os períodos comparados. Nos parques eólicos do Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, a performance foi semelhante nos dois períodos.

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 79,7%, 81,9% e 85,3%, respectivamente. Nos últimos 36 meses, a taxa de eficiência foi impactada principalmente em função do fenômeno El Niño registrado início de 2016 e também pelo fenômeno La Niña no primeiro semestre de 2018. Vale mencionar que o primeiro trimestre de 2019 foi o pior em incidência de vento dos últimos 6 anos de medição nos parques eólicos da CPFL Renováveis que estão localizados no nordeste, em função principalmente da combinação dos fenômenos climáticos

Resultados 1T19

típicos de verão aliados ao deslocamento da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), que está posicionada sobre o litoral norte nordestino. 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% | 24,0% | 68,7% |
| Complexo Eólico Bons Ventos ⁽²⁾ | CE | 38,5% | 27,6% | 71,8% |
| Complexo Eólico Rosa dos Ventos | CE | 45,2% | 20,6% | 45,6% |
| Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾ | RN | 40,2% | 30,3% | 75,4% |
| Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾ | RN | 43,3% | 36,4% | 84,0% |
| Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾ | RS | 43,2% | 39,2% | 90,8% |
| Complexo Eólico Macacos I ⁽⁶⁾ | RN | 49,1% | 43,9% | 89,4% |
| Campo dos Ventos II | RN | 46,7% | 38,2% | 81,7% |
| Complexo Eólico Eurus ⁽⁷⁾ | RN | 44,4% | 40,4% | 90,9% |
| Morro dos Ventos II | RN | 53,9% | 43,7% | 81,1% |
| Complexos Campo dos Ventos e São Benedito ⁽⁸⁾ | RN | 58,2% | 51,1% | 87,8% |
| Complexo Pedra Cheirosa ⁽⁹⁾ | CE | 60,9% | 42,2% | 69,4% |
| Total | | 45,0% | 36,2% | 79,7% |

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% | 25,7% | 73,6% |
| Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾ | CE | 38,5% | 25,5% | 66,4% |
| Complexo Rosa dos Ventos | CE | 45,2% | 28,2% | 62,4% |
| Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾ | RN | 40,2% | 31,7% | 78,7% |
| Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾ | RN | 43,3% | 37,0% | 85,4% |
| Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾ | RS | 43,2% | 40,5% | 93,7% |
| Complexo Eólico Macacos I ⁽⁶⁾ | RN | 49,1% | 44,3% | 90,1% |
| Campo dos Ventos II | RN | 46,7% | 39,1% | 83,6% |
| Complexo Eólico Eurus ⁽⁷⁾ | RN | 44,4% | 40,6% | 91,4% |
| Morro dos Ventos II | RN | 53,9% | 43,7% | 81,0% |

Resultados 1T19

| | | | | |
|--|----|--------------|--------------|--------------|
| Complexos Campo dos Ventos e São Benedito ⁽⁸⁾ | RN | 58,2% | 52,3% | 89,9% |
| Total | | 44,4% | 36,8% | 81,9% |

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% | 28,6% | 81,6% |
| Complexo Eólico - Bons Ventos ⁽²⁾ | CE | 38,5% | 29,9% | 77,8% |
| Complexo Rosa dos Ventos | CE | 45,2% | 33,7% | 74,6% |
| Complexo Eólico Santa Clara ⁽³⁾ | RN | 40,2% | 33,7% | 83,7% |
| Complexo Eólico Morro dos Ventos ⁽⁴⁾ | RN | 43,3% | 38,2% | 88,3% |
| Complexo Eólico Atlântica ⁽⁵⁾ | RS | 43,2% | 39,5% | 91,4% |
| Complexo Eólico Macacos I ⁽⁶⁾ | RN | 49,1% | 45,7% | 93,1% |
| Campo dos Ventos II | RN | 46,7% | 40,5% | 86,7% |
| Complexo Eólico Eurus ⁽⁷⁾ | RN | 44,4% | 41,9% | 94,4% |
| Morro dos Ventos II | RN | 53,9% | 46,2% | 85,7% |
| Total | | 41,3% | 35,3% | 85,3% |

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

² Complexo BVP Geradora é formado pelos parques eólicos Enacel, Bons Ventos, Taíba Albatroz e Canoá 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 1,8% (+8,8 GWh) no 1T19 em relação à do 1T18. Esse resultado é explicado pelos seguintes fatores: i) maior disponibilidade das usinas; ii) entrada em operação da PCH Boa Vista 2 em novembro de 2018; e iii) melhor afluência na região Sul e no estado de Mato Grosso que compensaram a menor afluência nos estados de Minas Gerais e São Paulo.

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 1T18 e no 1T19, 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

Resultados 1T19

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 queda de 24,1% (-17,2 GWh) no 1T19 em relação a do 1T18. Esse resultado é explicado principalmente pela antecipação da safra que impactou a geração no 1T18 e que não se repetiu nesse trimestre.

Resultados 1T19

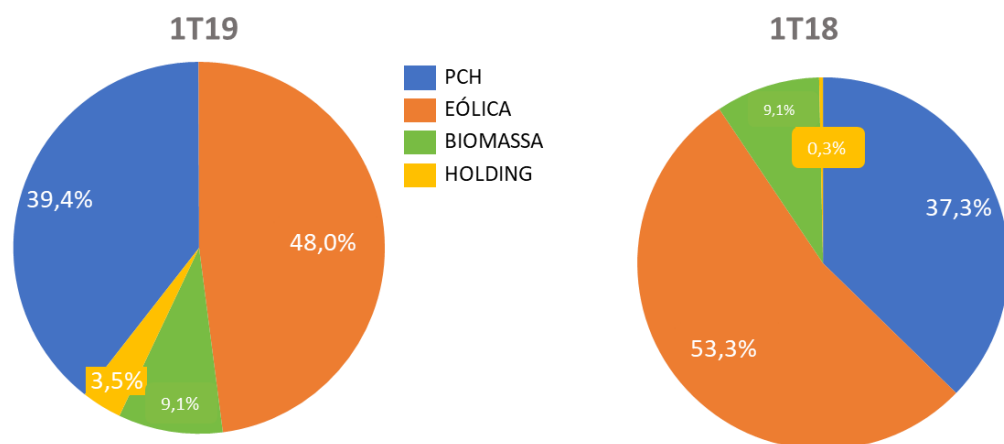
Desempenho econômico e financeiro

Demonstração de resultado

| (R\$ mil) | 1T19 | 1T18 | 1T19 vs 1T18 |
|--------------------------------------|-----------------|-----------------|---------------|
| Receita Líquida | 334.188 | 383.548 | -12,9% |
| Custo de geração de energia elétrica | (107.754) | (127.098) | -15,2% |
| Depreciação e amortização | (119.167) | (116.733) | 2,1% |
| Lucro Bruto | 107.267 | 139.717 | -23,2% |
| Despesas gerais e administrativas | (34.393) | (28.663) | 20,0% |
| Amortização do direito de exploração | (39.807) | (39.206) | 1,5% |
| Depreciação & amortização | (1.607) | (1.748) | -8,1% |
| Lucro operacional | 31.460 | 70.100 | -55,1% |
| Resultado Financeiro | (111.706) | (129.215) | -13,6% |
| IR e CS | (12.777) | (13.406) | -4,7% |
| Resultado líquido | (93.023) | (72.521) | 28,3% |
| Ebitda | 192.041 | 227.787 | -15,7% |
| Margem Ebitda | 57,5% | 59,4% | -1,9 p.p |

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte¹



¹ A participação da fonte solar foi de 0,03% no 1T19 e 0,02% 1T18.

A receita líquida total atingiu R\$ 334,2 milhões no 1T19, 12,9% inferior à receita do 1T18 (-R\$ 49,4 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Redução de R\$ 44,1 milhões na receita das eólicas devido principalmente: a) a diferença de preço da energia vendida no leilão de energia nova por meio do

Resultados 1T19

- Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que a energia descontratada no 1T18 foi vendida no mercado livre a um preço superior ao preço do contrato no mercado regulado no 1T19; e b) a menor geração dos complexos eólicos.
- (i) Redução de R\$ 11,3 milhões na receita das PCHs devido principalmente à diferente estratégia de sazonalização da garantia física dos contratos entre os períodos (-R\$ 42,3 milhões), parcialmente compensada pela energia secundária do MRE no valor de R\$ 26,3 milhões e outros efeitos de liquidação financeira no valor de R\$ 4,7 milhões na CCEE.
 - (ii) Redução de R\$ 4,4 milhões na receita das biomassas devido à estratégia de sazonalização dos contratos e à menor geração de algumas usinas.
 - (iii) Aumento de R\$ 10,5 milhões na receita da Holding devido às operações intercompany com a PCH Boa Vista 2 que entrou em operação comercial em novembro de 2018 e com as eólicas. Adicionalmente, na rubrica de outras receitas, houve a venda de um projeto com impacto positivo de R\$ 2,4 milhões no 1T19.

| Receita líquida | 1T19 | 1T18 | 1T19 vs 1T18 |
|-----------------|----------------|----------------|---------------|
| PCH | 131.627 | 142.921 | -7,9% |
| EOL | 160.310 | 204.451 | -21,6% |
| Biomassa | 30.400 | 34.793 | -12,6% |
| Holding | 11.759 | 1.297 | 806,8% |
| Solar | 92 | 85 | 8,5% |
| Total | 334.188 | 383.548 | -12,9% |

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) | 1T19 | 1T18 | 1T19 vs 1T18 |
|---|------------------|------------------|---------------|
| Custo de compra de energia | (29.243) | (45.760) | -36,1% |
| Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF | (976) | (590) | 65,4% |
| Encargos de uso de sistema | (24.027) | (24.700) | -2,7% |
| PMSO ⁽¹⁾ | (53.508) | (56.048) | -4,5% |
| Custo de geração de energia elétrica | (107.754) | (127.098) | -15,2% |
| Depreciação e amortização | (119.167) | (116.733) | 2,1% |
| Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização | (226.921) | (243.831) | -6,9% |

¹ Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

Resultados 1T19

No 1T19, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 107,8 milhões, redução de 15,2% em relação ao 1T18 (-R\$ 19,3 milhões).

Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R\$ 29,2 milhões no 1T19, montante 36,1% inferior ao registrado no 1T18 (-R\$ 16,5 milhões). Esse resultado foi influenciado principalmente pelo menor volume de compras de energia para atender à exposição no mercado de curto prazo e hedge.

Encargos de uso de sistema

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R\$ 24,0 milhões no 1T19, redução de 2,7% em relação ao 1T18 (-R\$ 673 mil). Esse desempenho deve-se, principalmente, ao efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Cofins, parcialmente compensado pelo reajuste de preço 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\$ 53,5 milhões no 1T19, queda de 4,5% (-R\$ 2,5 milhões) em relação ao custo do 1T18. A variação deve-se principalmente aos menores custos com a) arrendamento por conta da menor geração, uma vez que parte desse pagamento está atrelado à receita da Companhia que foi impactada pela menor incidência de ventos; e b) recuperação de créditos de PIS e Cofins.

Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização totalizou R\$ 119,2 milhões no 1T19, aumento de 2,1% em relação ao 1T18 (+R\$ 2,4 milhões) Tal fator deve-se à entrada em operação da PCH Boa Vista 2 em novembro de 2018.

Despesas gerais e administrativas

| (R\$ mil) | 1T19 | 1T18 | 1T19 vs 1T18 |
|--|-----------------|-----------------|--------------|
| Despesas com pessoal | (19.527) | (17.208) | 13,5% |
| Serviços de terceiros ⁽¹⁾ | (12.134) | (15.471) | -21,6% |
| Outros | (2.732) | 4.016 | -168,0% |
| Despesas gerais e administrativas | (34.393) | (28.663) | 20,0% |
| Depreciação & Amortização | (1.607) | (1.748) | -8,1% |
| Amortização do direito de exploração | (39.807) | (39.206) | 1,5% |
| Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização | (75.807) | (69.617) | 8,9% |

¹ Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais.

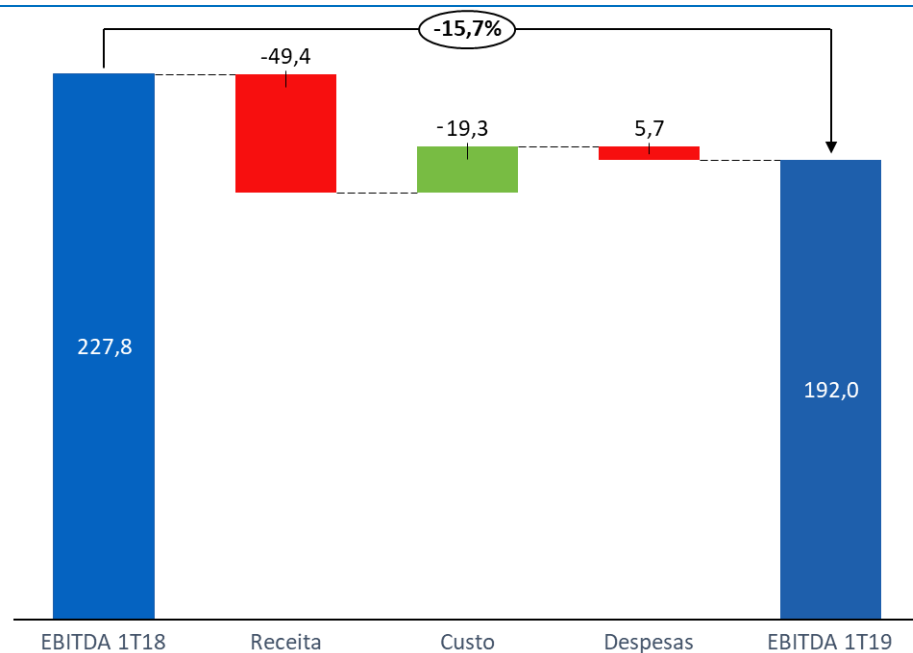
Resultados 1T19

As despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 34,4 milhões no 1T19, aumento de 20% (R\$ 5,7 milhões) em relação às do 1T18. Esse resultado é explicado principalmente pela reversão de provisão de impairment ocorrida no 1T18 no valor de R\$ 5,8 milhões, que não se repetiu.

Ebitda

No 1T19, o Ebitda totalizou R\$ 192,0 milhões, 15,7% inferior ao do 1T18 (-R\$ 35,7 milhões). A margem Ebitda atingiu 57,5% no 1T19, -1,9 p.p. inferior à do 1T18. Esse resultado deve-se principalmente à (i) menor receita líquida; (ii) reversão de provisão de impairment ocorrida no 1T18. Tais itens foram parcialmente compensados pelo menor custo com compra de energia.

Evolução do Ebitda – 1T19 versus 1T18 (R\$ milhões)



Resultado Financeiro

| (R\$ mil) | 1T19 | 1T18 | 1T19 vs 1T18 |
|-----------------------------|------------------|------------------|---------------|
| Receitas Financeiras | 48.590 | 30.139 | 61,2% |
| Despesas Financeiras | (160.296) | (159.354) | 0,6% |
| Resultado Financeiro | (111.706) | (129.215) | -13,6% |

A CPFL Renováveis registrou o resultado financeiro líquido negativo de R\$ 111,7 milhões no 1T19, 13,6% inferior ao do 1T18 (-R\$ 17,5 milhões).

Resultados 1T19

Receitas financeiras

Em 31 de março de 2019, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R\$ 1.378,4 milhões ante R\$ 1.457,6 milhões em 31 de março de 2018.

No 1T19, as receitas financeiras totalizaram R\$ 48,6 milhões, 61,2% superior as do 1T18 (R\$ 18,5 milhões). Essa variação é decorrente da maior receita com atualização de valores a receber de liquidações na CCEE (+R\$ 22,0 milhões), parcialmente compensada pela menor taxa média do CDI nos períodos (6,40% no 1T19 vs 6,73% no 1T18).

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 160,3 milhões no 1T19, estável em relação ao 1T18 (R\$ 159,4 milhões). Essa variação é explicada 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 Boa Vista 2, Pedra Cheirosa I e II, Desa Morro dos Ventos II, Mata Velha e Solar 1 que adotam o regime de tributação com base no lucro real. Com o objetivo de buscar maior eficiência operacional e simplificação da estrutura organizacional, em agosto de 2018 houve a aprovação da incorporação pela Companhia da controlada direta: SIIF Energies do Brasil Ltda. e das controladas indiretas: SIIF Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Ltda.; Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A. e Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A. Adicionalmente, em novembro de 2018 houve a aprovação da incorporação pela Companhia da controlada direta: T-15 Energia S.A.; e das controladas indiretas: PCH Participações S.A.; BVP S.A. e BVP Geradora de Energia S.A.

A rubrica de imposto de renda e contribuição social totalizou uma despesa R\$ 12,8 milhões no 1T19 ante uma despesa R\$ 13,4 milhões no 1T18. Esse resultado é explicado pela redução 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%, parcialmente compensado pelo estorno de impostos diferidos sobre a provisão de impairment ocorrido no 1T18.

Resultado líquido

No 1T19, a Companhia registrou prejuízo líquido de R\$ 93,0 milhões ante ao prejuízo líquido de R\$ 72,5 milhões no 1T18 (-R\$ 20,5 milhões). Esse desempenho reflete principalmente a piora do Ebitda.

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R\$ 29,5 milhões no 1T19, direcionados, basicamente, as manutenções dos ativos.

Resultados 1T19

Balanço Patrimonial

| Balanço Patrimonial | | | | | |
|--|-------------------|-------------------|--|-------------------|-------------------|
| | 31/03/2019 | 31/12/2018 | | 31/03/2019 | 31/12/2018 |
| Ativo | | | Passivo | | |
| Circulante e Realizável a longo prazo | | | Circulante e Exigível a longo prazo | | |
| Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações Financeiras | 1.378.386 | 1.457.625 | Fornecedores | 170.432 | 189.171 |
| Contas a receber (Clientes) | 379.731 | 391.346 | Obrigações trabalhistas | 9.158 | 8.865 |
| Tributos a Recuperar | 109.466 | 115.146 | Empréstimos com controladas e controladora | 406.182 | 407.729 |
| Tributos diferidos | - | - | Dividendos propostos e a pagar | 4.198 | 3.994 |
| Empréstimos a receber | 10.343 | 10.223 | Empréstimos e financiamentos e Debêntures | 5.419.944 | 5.558.834 |
| Outros | 116.466 | 103.974 | Outros | 1.814.911 | 1.756.092 |
| Imobilizado | 7.378.351 | 7.454.584 | Patrimônio Líquido | 4.154.242 | 4.251.171 |
| Intangível | 2.606.324 | 2.642.958 | Capital social | 3.398.048 | 3.398.048 |
| Total do ativo | 11.979.067 | 12.175.856 | Reservas de capital | 592.347 | 592.347 |
| | | | Reservas de lucro | 124.646 | 124.646 |
| | | | Ajuste de avaliação patrimonial | 31.835 | 32.753 |
| | | | Lucros/prejuízos acumulados | - | 94.946 |
| | | | Participação de acionistas não controladores | 102.312 | 103.377 |
| | | | Total do passivo | 11.979.067 | 12.175.856 |

Principais variações do ativo

O ativo circulante e realizável a longo prazo da Companhia encerrou o 1T19 em R\$ 2,0 bilhões, queda de 4,0% (-R\$ 83,9 milhões) em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2018.

As disponibilidades – caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas – encerraram o 1T19 com R\$ 1,4 bilhões, queda de 5,4% comparadas às de 31 de dezembro de 2018. Essa queda deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) amortizações dos empréstimos, (ii) investimentos em novos ativos; (iii) pagamento de impostos principalmente com IR e CS. Esses valores foram parcialmente compensados (iv) pela maior geração de caixa dos projetos.

A rubrica contas a receber (Clientes) teve uma variação negativa de 3,0% quando comparada ao encerramento de 2018, decorrente da menor geração ocorrida no 1T19.

A variação do imobilizado (-1,0%) foi decorrente principalmente da depreciação dos ativos ocorrida no período parcialmente compensado por aquisições diversas.

Principais variações do passivo

O passivo circulante e exigível a longo prazo encerrou o 1T19 com montante de R\$ 7,8 bilhões, inferior 1,3% (-R\$ 99,9 milhões) ao saldo de 31 de dezembro de 2018, sendo influenciado basicamente pela redução na linha de empréstimos e pelos pagamentos dos fornecedores.

O patrimônio líquido foi de R\$ 4,2 bilhões no encerramento do 1T19, queda de 2,3% em relação ao saldo em 31 de dezembro de 2018.

Endividamento bancário

A Companhia encerrou o 1T19 com endividamento bancário total de R\$ 5.419,9 milhões, montante 10% inferior ao endividamento registrado ao final do 1T18 (R\$ 6.377,9 milhões). Considerando os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da

Resultados 1T19

Companhia possuem prazo médio de 4,85 anos e custo médio nominal de 8,66% a.a. (135,37% do CDI de 31 de março de 2019).

Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos três meses:

- (i) R\$ 60,0 milhões referentes à amortização da 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
- (ii) R\$ 7 milhões referentes à amortização das ações preferenciais resgatáveis da Alto Irani;
- (iii) R\$ 5 milhões referentes à amortização das ações preferenciais resgatáveis da Plano Alto.

Endividamento com partes relacionadas

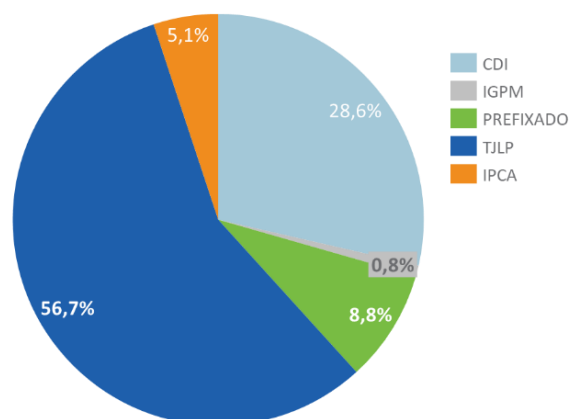
Em 26 de março de 2018, a Companhia celebrou com sua controladora CPFL Geração um contrato de mútuo com vencimento em 13 de julho de 2018, no valor global total de R\$ 600 milhões, à taxa de juros de 107% do CDI, com desembolsos realizados no valor total de R\$ 394,4 milhões (atualizado até 31 de março de 2019 no montante de R\$ 406,1 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 31 de março de 2019.

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.

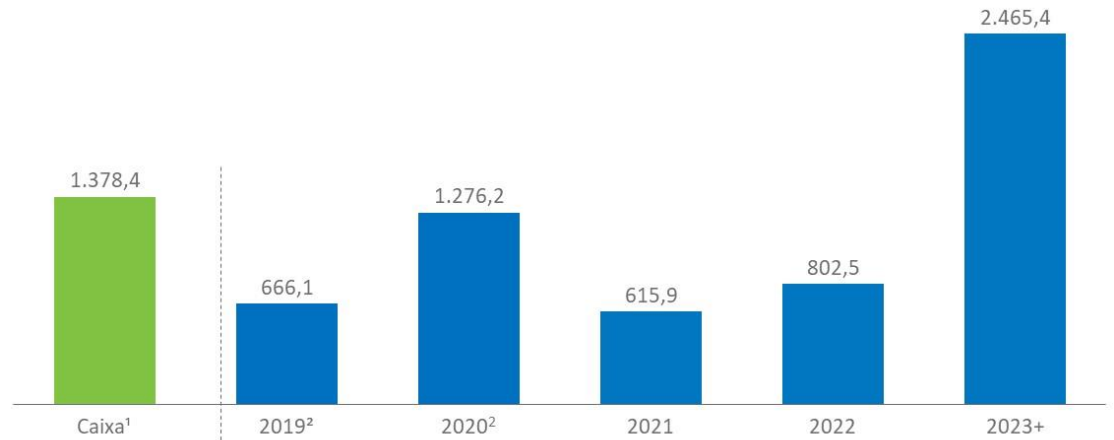
Em 26 de março de 2019 as partes decidiram ampliar por 12 meses adicionais (novo vencimento para março de 2020) uma das parcelas desembolsadas referente ao primeiro contrato de mútuo, no valor original de R\$ 99,6 milhões, mediante o pagamento do saldo de juros de R\$ 6.823 milhões.

Dívida por indexador – março de 2019



Resultados 1T19

Cronograma de amortização da dívida (R\$ milhões) – março de 2019³



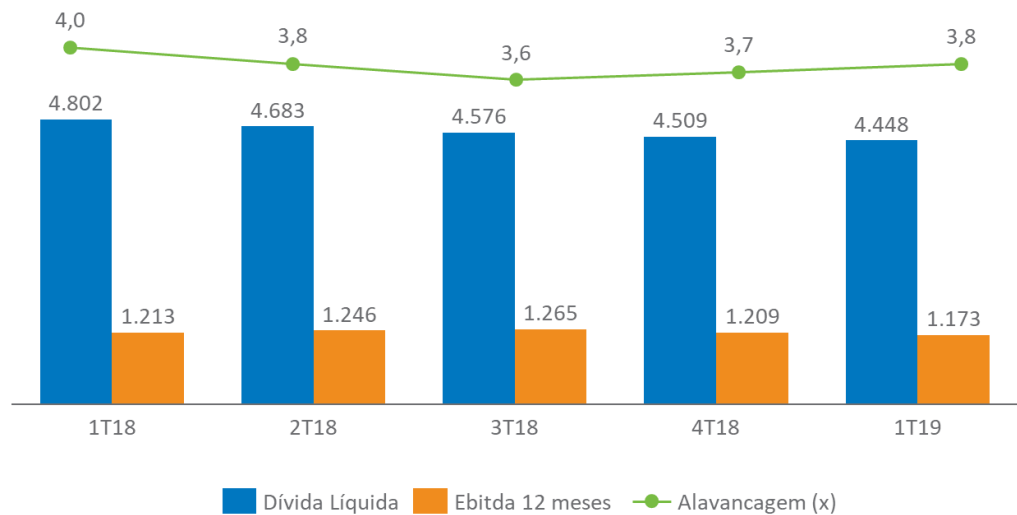
¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 530,5 milhões no encerramento do 1T19 (R\$ 613 milhões no encerramento do 1T18);

² Considera encargos financeiros no valor de R\$ 35,4 milhões em 2019 e R\$ 1,3 milhões em 2020;

³ Considera o contrato de mútuo com a CPFL Geração como dívida (partes relacionadas).

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.

Dívida líquida/Ebitda (R\$ milhões)^{1 2}



¹ O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R\$ 530,5 milhões no encerramento do 1T19 (R\$ 613 milhões no encerramento do 1T18);

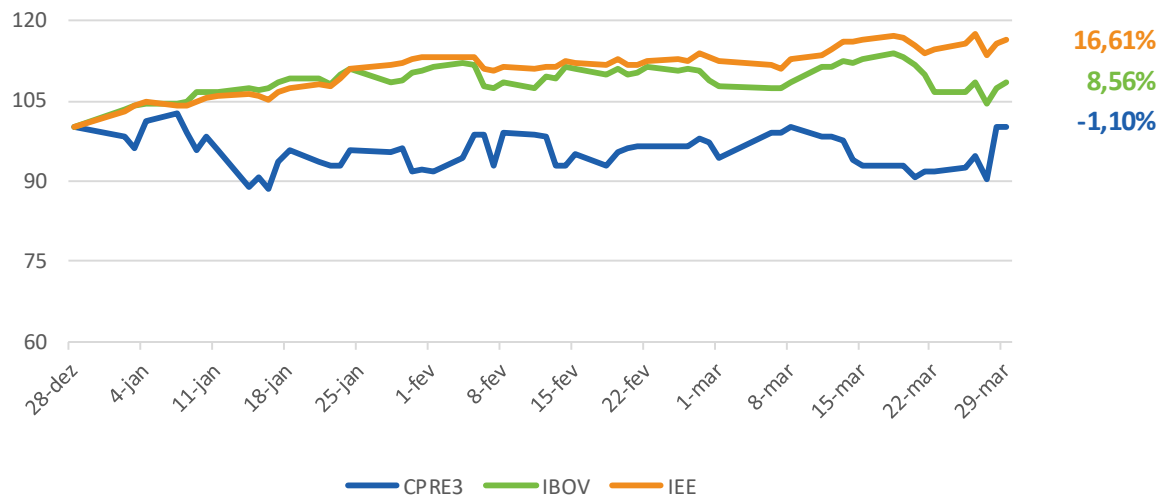
² Considera o contrato de mútuo com a CPFL Geração como dívida (partes relacionadas).

Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 1T19 cotadas a R\$ 15,97, o que representa queda de 2,6% em relação à cotação ao final do 1T18. No mesmo intervalo de comparação, o Índice Bovespa (IBOV) apresentou variação positiva de 11,8% enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) teve valorização de 38,6%.

Resultados 1T19

Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 01/01/2019 a 31/03/2019



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 pode ser assessorado por Comitês de Assessoramento, 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 sete conselheiros, sendo um conselheiro independente, 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, por iniciativa própria ou mediante provocação de qualquer membro.

A CPFL Renováveis também possui um 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.

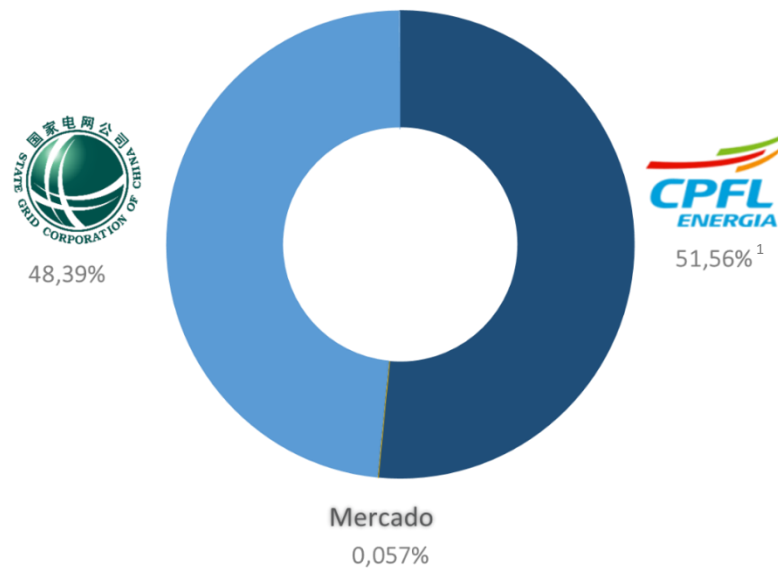
Resultados 1T19

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.cpflorenewaveis.com.br/ri.

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



¹ Via CPFL Geração

Resultados 1T19



| 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 Homs Galesi Analista de Relações com Investidores</p> <p>E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: (+55) 11 3157-9312</p> <p>Assessoria de Imprensa RP1 Comunicação Empresarial Telefone: (+55) 11 5501-4655</p> | <p>Teleconferência / Webcast</p> <p>Data: 07 de maio de 2019</p> <p>Horário: 10h00 (Horário de Brasília) 09h00 (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 localidades: +1-646-828-8246</p> <p>Senha: CPFL Renováveis</p> | <p>Cotação de fechamento em 31/03/2019: R\$ 15,97</p> <p>Valor de Mercado: Reais: R\$ 6,49 bilhões Dolar: USD 1,65 bilhões</p>  |

Resultados 1T19

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 1T19

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 1T19

Anexos

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 1T19

Anexos – ativos em operação

| | Projetos | Município | UF | Capacidade (MW) | Garantia Física (MWm) | Energia Contratada 2019 (MWm) | Preço (R\$/MWh) Mar/19 | Tipo de contrato |
|----------------------------------|------------------------|-------------------------|----|-----------------|-----------------------|-------------------------------|------------------------|------------------|
| Eólico | | | | | | | | |
| Complexo eólico Atlântica | Atlântica I | Palmares do Sul | RS | 30.0 | 13.10 | 13.10 | 222.44 | LFA 2010 |
| | Atlântica II | Palmares do Sul | RS | 30.0 | 12.90 | 12.90 | 222.44 | LFA 2010 |
| | Atlântica IV | Palmares do Sul | RS | 30.0 | 13.00 | 13.00 | 222.44 | LFA 2010 |
| | Atlântica V | Palmares do Sul | RS | 30.0 | 12.30 | 13.70 | 222.44 | LFA 2010 |
| Complexo eólico SIF | Foz do Rio Choró | Beberibe | CE | 25.2 | 7.37 | 7.37 | 476.01 | Proinfa |
| | Icaraizinho | Amontada | CE | 54.6 | 22.08 | 21.51 | 436.34 | Proinfa |
| | Paracuru | Paracuru | CE | 25.2 | 12.58 | 11.78 | 429.98 | Proinfa |
| | Praia Formosa | Camocim | CE | 105.0 | 28.83 | 28.09 | 485.06 | 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 | 224.11 | LFA 2010 |
| | Juremas | João Camara | RN | 16.1 | 7.60 | 7.50 | 224.11 | LFA 2010 |
| | Pedra Preta | João Camara | RN | 20.7 | 10.30 | 10.10 | 214.91 | LFA 2010 |
| | Costa Branca | João Camara | RN | 20.7 | 9.80 | 9.80 | 214.91 | LFA 2010 |
| Complexo eólico Bons Ventos | Bons Ventos | Aracati | CE | 50.0 | 16.37 | 15.94 | 485.66 | Proinfa |
| | Taíba Albatroz | São Gonçalo do Amarante | CE | 16.5 | 6.71 | 6.58 | 442.59 | Proinfa |
| | Canoa Quebrada - BV | Aracati | CE | 57.0 | 24.08 | 22.93 | 413.72 | Proinfa |
| | Enacel | Aracati | CE | 31.5 | 10.23 | 9.97 | 464.61 | Proinfa |
| Complexo eólico Rosa dos Ventos | 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 | 487.65 | Proinfa |
| Complexo eólico Morro dos Ventos | Lagoa do Mato - RV | Aracati | CE | 3.2 | 1.43 | 1.43 | 429.98 | 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 |
| | 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 | 167.30 | LEN 2011 |
| Complexo Eólico Campo dos Ventos | Campo dos Ventos I | João Câmara | RN | 25.2 | 13.60 | | 192.15 | ACL |
| | Campo dos Ventos III | João Camara | RN | 25.2 | 13.40 | | 192.15 | ACL |
| | Campo dos Ventos V | Parazinho | RN | 25.2 | 13.10 | 64.60 | 192.15 | ACL |
| | São Domingos | São Miguel do Gostoso | RN | 25.2 | | | 192.15 | ACL |
| | Ventos de São Martinho | Touros | RN | 14.7 | | | 192.15 | ACL |
| Complexo Eólico São Benedito | Ventos de São Benedito | São Miguel do Gostoso | RN | 29.4 | | | 192.15 | ACL |
| | Ventos de Santo Dimas | São Miguel do Gostoso | RN | 29.4 | | 60.60 | 192.15 | ACL |
| | Ventos de Santa Mônica | Touros | RN | 29.4 | | | 192.15 | ACL |
| | Ventos de Santa Úrsula | Touros | RN | 27.3 | | | 192.15 | ACL |
| Complexo Eólico Pedra Cheirosa | Pedra Cheirosa I | Itarema | CE | 25.2 | 14.5 | 13.60 | 166.83 | LEN 2013 |
| | Pedra Cheirosa II | Itarema | CE | 23.1 | 13.0 | 12.50 | 167.49 | LEN 2011 |
| Subtotal Eólico | | | | 1,308.6 | 499.2 | 558.67 | 270.41 | |

Resultados 1T19

| Projetos | Município | UF | Capacidade (MW) | Garantia Física (MWm) | Energia Contratada 2019 (MWm) | Preço (R\$/MWh) Mar/19 | Tipo de contrato |
|--------------------------|--------------------|----|-----------------|-----------------------|-------------------------------|------------------------|------------------|
| Biomassa | | | | | | | |
| Alvorada | Araporã | MG | 50.0 | 18.7 | 18.03 | 202.30 | ACL |
| Baía Formosa | Baía Formosa | RN | 40.0 | 2.3 | 11.00 | 277.05 | LEN 2006 |
| Bio Buriti | Buritizal | SP | 50.0 | 10.78 | 10.78 | 256.95 | ACL |
| Bio Energia | Pirassununga | SP | 45.0 | 5.20 | 5.20 | 258.10 | ACL |
| Bio Ipê | Nova Independência | SP | 25.0 | 4.31 | 4.31 | 256.95 | ACL |
| Bio Pedra | Serrana | SP | 70.0 | 23.9 | 24.40 | 240.33 | LER 2010 |
| Coopcana | São Carlos do Ivaí | PR | 50.0 | 18.0 | 18.04 | 202.30 | ACL |
| Ester | Cosmópolis | SP | 40.0 | 11.3 | 16.43 | 208.47 | LFA 2007 / ACL |
| Subtotal Biomassa | | | 370.0 | 94.5 | 108.2 | 229.72 | |

Resultados 1T19

| Projetos | Município | UF | Capacidade (MW) | Garantia Física (MWm) | Energia Contratada 2019 (MWm) | Preço (R\$/MWh) Mar/19 | 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 | 270.08 | ACL |
| Andorinhas | Bozano | RS | 0.5 | 0.4 | 0.42 | 264.47 | ACL |
| Arvoredo | Arvoredo | SC | 13.0 | 7.4 | 7.00 | 254.14 | LFA |
| Barra da Paciência | Gonzaga | MG | 23.0 | 14.9 | 14.76 | 267.51 | ACL |
| Buritis | Buritizal | SP | 0.8 | 0.4 | 0.35 | 270.08 | ACL |
| Boa Vista II | Varginha | MG | 29.9 | 15.5 | | 249.48 | ACL |
| Capão Preto | São Carlos | SP | 4.3 | 2.2 | 2.17 | 270.08 | ACL |
| Chibarro | Araraquara | SP | 2.6 | 1.5 | 1.53 | 270.08 | 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 | 267.51 | ACL |
| Diamante | Nortelândia | MT | 4.2 | 1.6 | 1.60 | 245.63 | ACL |
| Dourados | Nuporanga | SP | 10.8 | 5.7 | 5.69 | 270.08 | ACL |
| Eloy Chaves | Espirito Santo do Pinhal | SP | 19.0 | 11.0 | 11.01 | 270.08 | ACL |
| Esmeril | Patrocínio Paulista | SP | 5.0 | 2.9 | 2.88 | 270.08 | ACL |
| Figueirópolis | Indiavaí | MT | 19.4 | 12.6 | 12.54 | 279.26 | Proinfa |
| Gavião Peixoto | Gavião Peixoto | SP | 4.8 | 3.6 | 3.63 | 270.08 | ACL |
| Guaporé | Guaporé | RS | 0.7 | 0.4 | 0.40 | 264.47 | ACL |
| Jaguari | Pedreira | SP | 11.8 | 4.5 | 4.50 | 270.08 | ACL |
| Lençóis | Macatuba | SP | 1.7 | 1.0 | 1.04 | 270.08 | ACL |
| Ludesa | Ipuaçu | SC | 30.0 | 21.2 | 16.70 | 266.28 | Proinfa |
| Mata Velha | Unai | MG | 24.0 | 13.1 | 12.70 | 176.58 | LEN |
| 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 | 267.51 | ACL |
| Novo Horizonte | Campina Grande do Sul | PR | 23.0 | 10.4 | 10.00 | 188.85 | ACL |
| Paiol | Frei Inocêncio | MG | 20.0 | 10.5 | 10.93 | 267.47 | ACL |
| Pinhal | Espirito Santo do Pinhal | SP | 6.8 | 3.7 | 3.70 | 270.08 | ACL |
| Pirapó | Roque Gonzales | RS | 0.8 | 0.6 | 0.58 | 264.47 | ACL |
| Plano Alto | Xavantina | SC | 16.0 | 9.3 | 9.25 | 266.28 | Proinfa |
| Saltinho | Muitos Capões | RS | 0.8 | 0.7 | 0.73 | 264.47 | ACL |
| Salto Góes | Tangará | SC | 20.0 | 11.1 | 11.10 | 239.77 | LFA |
| Salto Grande | Campinas | SP | 4.6 | 2.6 | 2.58 | 270.08 | ACL |
| Santa Luzia | São Domingos | SC | 28.5 | 18.4 | 18.00 | 254.14 | LFA 2007 / ACL |
| Santana | São Carlos | SP | 4.3 | 2.6 | 2.61 | 270.08 | ACL |
| São Gonçalo | São Gonçalo do Rio Abaixo | MG | 11.0 | 7.2 | 6.44 | 267.51 | ACL |
| São Joaquim | Guará | SP | 8.1 | 5.1 | 5.07 | 270.08 | ACL |
| Socorro | Socorro | SP | 1.0 | 0.3 | 0.31 | 270.08 | ACL |
| Três Saltos | Torrinha | SP | 0.6 | 0.4 | 0.43 | 270.08 | ACL |
| Varginha | Chalé | MG | 9.0 | 5.4 | 4.00 | 254.14 | LFA 2007 |
| Várzea Alegre | Chalé | MG | 7.5 | 4.9 | 4.79 | 267.51 | ACL |
| Subtotal PCH | | | 453.1 | 251.1 | 225.28 | 256.56 | |

Observação: PCH Boa Vista considera o preço do contrato de venda de energia no Leilão A-5 2015. Até o início do contrato, a energia gerada está sendo vendida no mercado livre.

Resultados 1T19

| Projetos | Município | UF | Capacidade (MW) | Garantia Física (MWm) | Energia Contratada 2019 (MWm) | Preço (R\$/MWh) Mar/19 | Tipo de contrato |
|-----------------------|-----------|----|-----------------|-----------------------|-------------------------------|------------------------|------------------|
| Solar | | | | | | | |
| Tanquinho | Campinas | SP | 1.1 | 0.2 | 0.19 | 244.55 | ACL |
| Subtotal Solar | | | 1.1 | 0.2 | 0.19 | 244.55 | |
| TOTAL | | | 2,132.8 | 844.9 | 892.3 | 261.97 | |

Resultados 1T19

Anexos – ativos em construção

| Projeto | UF | Capacidade (MW) | Garantia Física (MWm) | Energia Contratada (MWm) | Preço (R\$/MWh) Mar/19 | Tipo de contrato |
|------------------------|----|-----------------|-----------------------|--------------------------|------------------------|--------------------|
| PCH | | | | | | |
| Cherobim | PR | 28.0 | 16.6 | 16.5 | 189.95 | 28º LEN 2018 (A-6) |
| Subtotal PCH | | 28.0 | 16.6 | 16.5 | 189.95 | |
| Projeto | UF | Capacidade (MW) | Garantia Física (MWm) | Energia Contratada (MWm) | Preço (R\$/MWh) Mar/19 | Tipo de contrato |
| Eólico | | | | | | |
| Costa das Dunas | RN | 23.1 | 13.3 | 4.0 | 89.89 | 28º LEN 2018 (A-6) |
| Figueira Branca | RN | 10.5 | 5.9 | 1.8 | 89.89 | 28º LEN 2018 (A-6) |
| Farol de Touros | RN | 21.0 | 11.7 | 3.6 | 89.89 | 28º LEN 2018 (A-6) |
| Gameleira | RN | 14.7 | 8.5 | 2.6 | 89.89 | 28º LEN 2018 (A-6) |
| Subtotal Eólico | | 69.3 | 39.4 | 12.0 | 89.89 | |
| TOTAL | | 97.3 | 56.0 | 28.5 | 147.82 | |

*Energia contratada a partir de janeiro/2024 para demais usinas em construção do 28º LEN 2018 (A-6)