

A large background image showing a wide, blue river or reservoir winding through a hilly, green landscape under a clear sky. The water reflects the surrounding terrain. On the left side, there is a vertical red bar with a geometric, faceted pattern.

RESULTADOS 2T19

Teleconferência

8 de agosto de 2019

(Em Português com tradução simultânea para Inglês)

11h00 (horário de Brasília)

10h00 (horário NY - EDT)

15h00 (horário de Londres)

Tel: + 55 (11) 3181-8565

Participantes Internacionais:

Tel: + 1 (412) 717-9627 | + 1 (844) 204-8942

RESULTADOS 2T19

EBITDA AJUSTADO 114% MAIOR

E CUSTOS E DESPESAS AJUSTADOS 29% MENOR EM RELAÇÃO AO 2T18.

Destaques Operacionais e Financeiros - R\$ mil	2T19	2T18	Var. (%)	6M19	6M18	Var. (%)
Receita operacional bruta	435.104	459.465	-5%	857.265	920.848	-7%
Receita operacional líquida	368.377	391.222	-6%	723.995	785.395	-8%
Lucro operacional bruto	156.630	93.241	68%	162.366	365.980	-56%
Custos e despesas	(268.253)	25.907	n.m.	(726.981)	(234.778)	n.m.
EBITDA	192.745	496.260	-61%	168.145	708.853	-76%
EBITDA ajustado	218.592	102.352	114%	260.189	413.166	-37%
Margem EBITDA ajustado	59%	26%	33 p.p.	36%	53%	-17 p.p.
Lucro (prejuízo) líquido	(4.002)	340.989	n.m.	(162.245)	337.260	n.m.
Dívida líquida (caixa líq.)	1.405.235	(173.254)	n.m.	1.405.235	(173.254)	n.m.
Dívida líquida (caixa líq.)/EBITDA UDM	5,1x	-0,5x	5,6x	5,1x	-0,5x	5,6x
Dívida líquida (caixa líq.)/EBITDA aj. UDM	4,0x	-0,5x	4,5x	4,0x	-0,5x	4,5x

DESTAQUES DO 2T19

- Geração de 949 MW médios de energia, em linha com a garantia física.
- EBITDA ajustado de R\$219 milhões com crescimento de 114% em relação ao 2T18
- Margem EBITDA ajustada de 59%, aumento de 33 p.p. em relação ao 2T18.
- Celebração de acordos judiciais no total de aproximadamente R\$130 milhões.
- Aprovação de Política de Comercialização de Energia e Gestão de Riscos. Avanços nos estudos para a criação de uma comercializadora, promovendo uma participação mais ativa da Companhia no mercado de energia.
- Aprovação de Política de Incentivo de Longo Prazo - ILP alinhando a remuneração da alta gestão a critérios de desempenho, resultado e geração de valor.
- Conclusão do segundo programa de demissão voluntária - PDV ocorrido em jul/19 com adesão de 20 funcionários e despesa não recorrente de R\$6 milhões impactando o 3T19.
- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da Usina Porto Primavera foi recalculada estabelecendo uma tarifa de R\$7.693/kW, aumento de 17,6% em relação a tarifa anterior, com vigência a partir de 1º de julho de 2019.
- Manifestação do não interesse na renovação da Usina Jaguari, concentrando os esforços da Companhia em ativos que gerem mais valor aos acionistas.
- Em 29 de julho de 2019, a CCEE operacionalizou a decisão judicial decorrente de efeito suspensivo da liminar obtida pela Companhia em setembro de 2017 questionando a atualização dos parâmetros de aversão a risco nos modelos computacionais que tem impacto direto na fixação de preços e exposição ao mercado de curto prazo. O valor atualizado pelo IGP-M é de R\$97 milhões. A Companhia, no período findo em 30 de junho de 2019, manteve contabilizada a provisão de R\$96 milhões. O valor total pago em 05 de agosto de 2019 foi de R\$69 milhões, resultado do valor atualizado somado ao saldo acumulado a receber da CCEE de R\$28 milhões.

 **ÍNDICE**

Mensagem da administração	4
Perfil da companhia	6
Parque gerador	6
Produção de energia elétrica	7
Disponibilidade	7
Estratégia de comercialização	8
Clientes	10
Receita operacional	12
Custos e despesas operacionais	13
EBITDA	15
Resultado financeiro	15
Resultado líquido	16
Endividamento	17
Alavancagem	18
Fluxo de caixa livre	19
Investimentos	19
Contingências	20
Pessoas	22
Mercado de capitais	23
Anexos	25



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Completamos em junho de 2019 mais um trimestre de intensa transformação da CESP em gestão da operação e resultados, pessoas, incentivos e remuneração, gastos, em particular em custos e despesas, contencioso e reformulação da área de Comercialização de Energia.

Neste trimestre geramos 949 MW médios de energia, com um índice de disponibilidade de 93,9%, consistentemente acima dos valores de referência estabelecidos pela ANEEL e em linha com a garantia física da Companhia.

O EBITDA Ajustado de R\$219 milhões deste 2T19 representa um valor 114% superior ao resultado do mesmo trimestre do ano passado, gerando uma Margem EBITDA Ajustado de 59%, maior que o dobro do mesmo período de 2018. Este resultado foi alcançado por uma combinação de fatores, com destaque para um decréscimo de R\$109 milhões na energia comprada em relação ao 2T18, conforme a nova estratégia de sazonalização e comercialização de energia, aliada a uma diminuição consistente de várias despesas recorrentes como Pessoal (excetuando-se gastos com PDV), Materiais, Serviços de Terceiros e Aluguéis que passaram por reduções respectivamente de 35%, 18%, 18% e 39% neste 2T19 quando comparadas ao mesmo trimestre do ano anterior.

Conforme antecipado, aprovamos nas devidas instâncias e avançamos na implantação do SAP como novo ERP da CESP, o qual nos trará maior capacidade de controle, compilação de dados, análise e agilidade de decisão. Adicionalmente estamos nos preparando para a transição de parte de nossas atividades recorrentes para um centro de serviços compartilhados – CSC que permitirá aumentar o escopo, agilidade e qualidade de tarefas programadas com redução de gastos. Estas iniciativas, aliadas a um esforço contínuo e intenso de revisão de estrutura, rotinas, processos e sistemas, tem proporcionado à CESP ganhos significativos em produtividade e redução de gastos.

Quanto à Gestão de Pessoas, concluímos em julho de 2019 uma segunda rodada do programa de demissão voluntária – PDV com a adesão de 20 funcionários adicionais ao custo de R\$6 milhões. Concluímos o mês de julho de 2019 com 254 funcionários, já considerando a recomposição de várias posições com profissionais de mercado, alinhados ao perfil, capacitações e incentivos necessários à nova CESP. Desde a privatização, já reduzimos a idade média de nossa equipe de 53 para 45 anos. Atualmente 34% de nosso quadro profissional possui idade inferior a 40 anos, comparado à 10% em dezembro de 2018.

Esta mudança drástica do perfil profissional foi acompanhada de um novo sistema de metas de desempenho, a criação de um ambiente transparente, acessível e ágil em nossa nova sede administrativa e uma estratégia de comunicação direta e integradora deste corpo funcional. Complementarmente ao sistema de remuneração fixo e variável, vale destacar que nosso Conselho de Administração aprovou neste trimestre a política de Incentivo de Longo Prazo – ILP, alinhando a remuneração da alta gestão a critérios de desempenho, resultados e geração de valor.

Neste trimestre avançamos na análise e priorização do contencioso passivo, com a realização de alguns acordos judiciais e extrajudiciais em linha com nosso foco em uma abordagem cada vez mais assertiva na redução deste risco da CESP.

Quanto à UHE Jaguari, que representou menos de 1% da energia produzida pela CESP no primeiro semestre deste ano, em consonância com a manifestação de intenção do Estado de São Paulo de pleitear junto à União a exploração da referida UHE após término da atual concessão da usina, conforme descrito no item 2.8 do Edital nº SF 001/2018 – Alienação das Ações do Capital Social da Companhia (Edital da Privatização), nosso Conselho de Administração deliberou sobre o não interesse na renovação da concessão desta UHE que tem seu vencimento atualmente previsto para maio de 2020.

Nos últimos meses definimos e estruturamos as bases de atuação da Área de Comercialização de Energia da Companhia com a contratação em mercado de lideranças da área, a definição e aprovação da política de Comercialização de Energia da Companhia, bem como das normas de Risco de Mercado, Risco Hidrológico e Risco de Crédito que amparam as melhores práticas neste segmento. Definimos também as bases para o funcionamento da Comissão de Comercialização de Energia da CESP, consoante às melhores práticas de governança corporativa e visando a formação de sólido ambiente, equipe e prática de atuação em mercado.

Reiteramos nosso entusiasmo com o ambiente colaborativo, com as oportunidades identificadas e com o processo de transformação em curso. Nestes próximos trimestres estaremos focados na continuidade de nossa gestão criteriosa do contencioso jurídico, na maturidade de nossa inteligência e operação de comercialização de energia, na otimização de nossa gestão do passivo financeiro e consolidação da cultura de alto desempenho, motivação e resultados.

CESP, uma empresa de energia!

Fábio Rogério Zanfelice

Diretor Presidente

Mario Bertoncini

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

PERFIL DA COMPANHIA

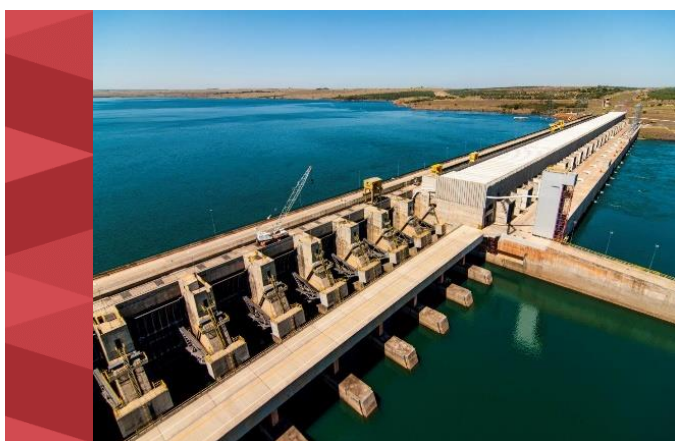
A CESP foi constituída em 1966 pelo Governo do Estado de São Paulo e o ano de 2018 foi emblemático, pois marcou seu processo de privatização. A partir de 11 de dezembro de 2018 passou a ser uma empresa de controle privado, resultado da parceria entre o grupo Votorantim e o fundo canadense Canada Pension Plan Investment Board (CPPIB).

PARQUE GERADOR

A CESP detém a concessão de três usinas de geração hidrelétrica que operam no regime de preço, com um total de 18 unidades geradoras, 1.655 MW de potência e 948 MW médios de garantia física de energia.

As usinas estão instaladas nas bacias hidrográficas do Rio Paraná, no oeste do Estado de São Paulo, e do Rio Paraíba do Sul, no leste do Estado e compõem o seguinte parque gerador:

Ativos Operacionais



Porto Primavera

Potência: 1.540 MW
Garantia física: 887 MW médios
Concessão até abr/49
Município: Rosana
Área do reservatório: 2.250 km²
Extensão da barragem: 10,2 km
Unidades geradoras: 14
Entrada em operação: 1999



Paraibuna

Potência: 87 MW
Garantia física: 48 MW médios
Concessão até mar/21
Município: Paraibuna
Área do reservatório: 177 km²
Extensão da barragem: 0,5 km
Unidades geradoras: 2
Entrada em operação: 1978



Jaguari

Potência: 28 MW
 Garantia física: 13 MW médios
 Concessão até mai/20
 Município: São José dos Campos
 Área do reservatório: 56 km²
 Extensão da barragem: 1,0 km
 Unidades geradoras: 2
 Entrada em operação: 1972

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Geração (MW médios)

Usinas Hidrelétricas	2T19	2T18	Var. (%)	6M19	6M18	Var. (%)
Porto Primavera	920	938	-2%	993	1.033	-4%
Paraibuna	26	38	-33%	18	31	-40%
Jaguari	3	9	-62%	2	6	-60%
Total	949	985	-4%	1.013	1.070	-5%

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela CESP atingiu 949 MW médios no 2T19, 4% inferior ao 2T18.

A redução na produção ocorreu devido a fatores sistêmicos ligados à política de despacho praticada pelo ONS para o Sistema Interligado Nacional. A ocorrência de chuvas na região Sul e no trecho de Itaipu, juntamente com a característica do consumo do 2T19, menor em relação ao 2T18, contribuiu para a ONS implementar a política de preservação de água nos reservatórios das usinas a montante da bacia do Rio Paraná, ocasionando uma menor geração na usina de Porto Primavera.

Ainda que tenha sido verificada uma menor produção de energia elétrica durante o 2T19 em comparação ao 2T18 por deliberação da ONS, a produção da CESP foi em linha com sua garantia física vigente neste trimestre.

DISPONIBILIDADE

A CESP garante o atendimento de seus compromissos comerciais conciliando-os com as exigências regulatórias de disponibilidade e sistêmicas (necessidades de geração para atendimento à demanda sistêmica), dentro de princípios de economicidade.

No 2T19 as usinas operadas pela CESP atingiram o índice de disponibilidade médio de 93,9%, um ligeiro aumento em relação ao 2T18, quando atingiu o nível de 93,8%, devido à boa gestão da manutenção e, conseqüentemente, maior eficiência nas paradas programadas que foram realizadas em menor tempo no 2T19.

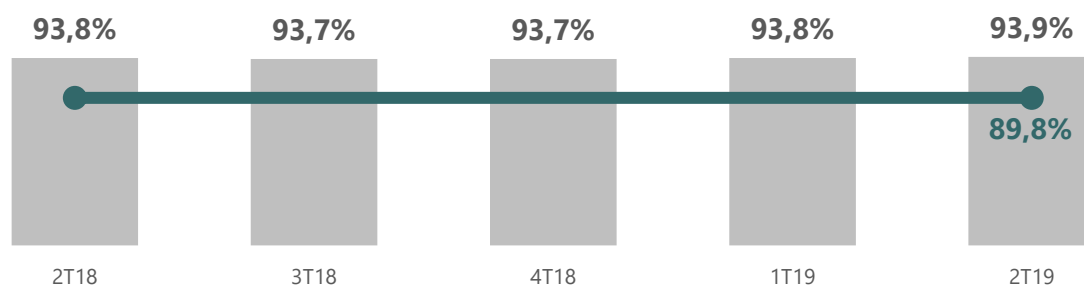
Segundo a Resolução ANEEL nº 614/2014, caso o índice de disponibilidade de uma usina hidrelétrica participante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) seja inferior ao índice de disponibilidade de referência considerado no cálculo da respectiva garantia física, a usina estará sujeita à aplicação de mecanismo de redução da garantia física. Com essas premissas, este indicador torna-se o principal balizador para avaliar o desempenho das usinas hidrelétricas e principal ferramenta de acompanhamento para mitigação de riscos de impactos operacionais aos compromissos comerciais.

O índice de disponibilidade das usinas da CESP é consistentemente superior aos valores de referência estabelecidos pela ANEEL devido a eficiência na gestão da operação das usinas.

Índice de Disponibilidade⁽¹⁾

Média móvel 60 meses (%)

■ CESP ● ANEEL



(1) Índice de disponibilidade é determinado com base na garantia física e calculado por meio da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa) e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP), definidas pela ANEEL.

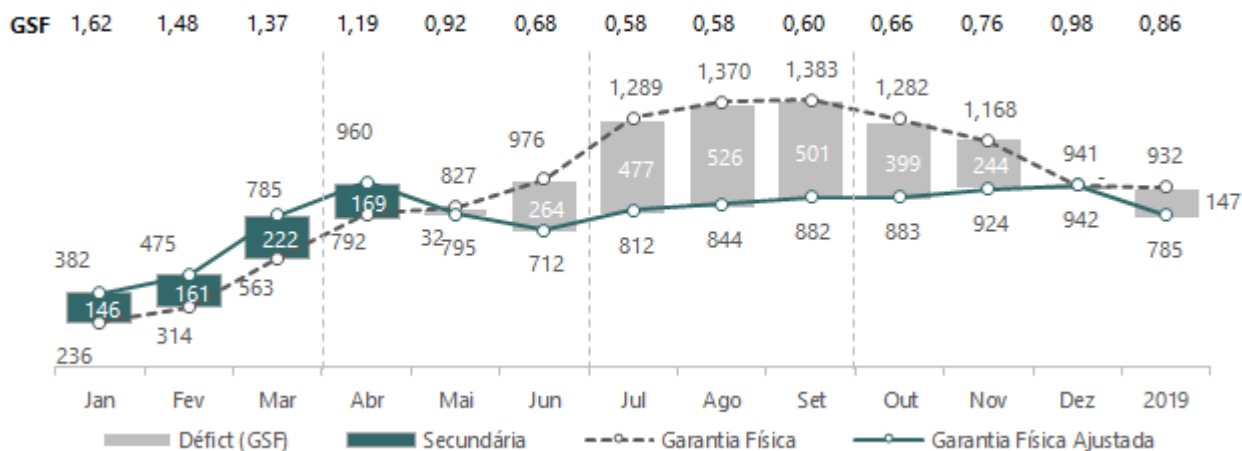
ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO

A estratégia da Companhia para comercialização de energia está pautada por um planejamento minucioso e gestão proativa da comercialização de energia e do balanço energético, atenta ao mercado, buscando gerar valor e mitigar o risco hidrológico.

Em 2019 a estratégia de sazonalização da CESP passou a buscar a otimização dos resultados através da análise de afluência e preços esperados para os períodos do ano.

No gráfico abaixo mostramos nossa curva de sazonalização da garantia física para 2019 e a curva de sazonalização ajustada pelas premissas do GSF conforme projeção da CCEE.

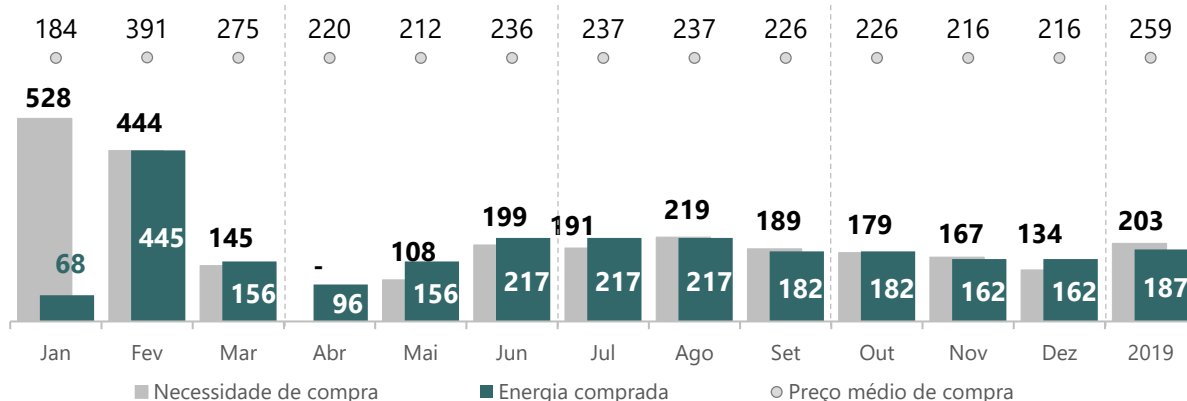
Garantia Física Bruta e Garantia Física Ajustada ⁽¹⁾ (MW med.)



Em decorrência das revisões de garantia física e influenciado pelo efeito do GSF, a CESP apresentava um balanço energético deficitário para o ano de 2019. Assim sendo, desde 11 de dezembro de 2018, data que a nova administração assumiu a gestão da Companhia, foi implementada a estratégia de otimizar o resultado e reduzir a exposição ao risco hidrológico.

Até o final do 2T19, foram adquiridos 187 MW médios de energia para o ano de 2019 com o preço médio de R\$259/MWh, comparado à uma compra de 240 MW médios à um preço médio de R\$ 353/MWh para o ano de 2018.

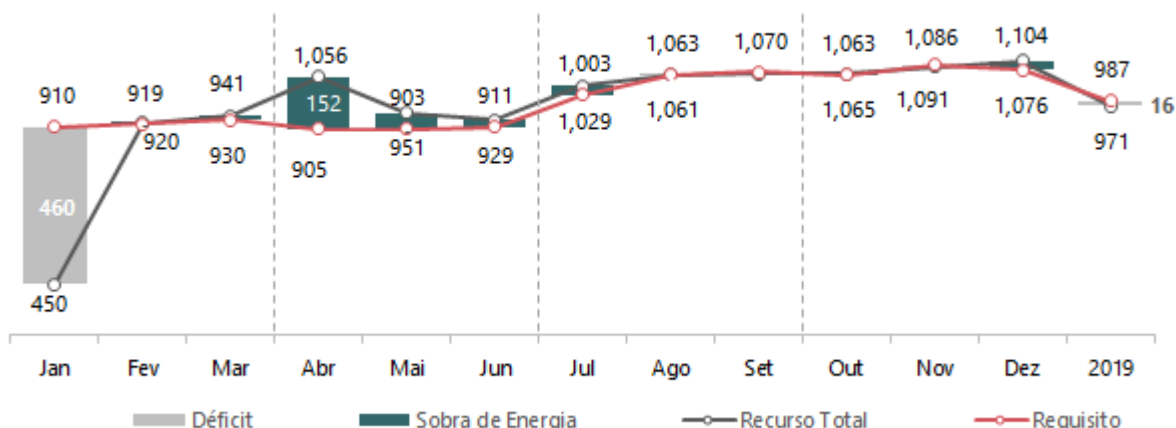
Déficit de energia versus compra de energia (MW med.)



Vale ressaltar que no 1T19 a Companhia liquidou seu saldo a receber na CCEE com o déficit gerado em jan/19, totalizando uma energia comprada de R\$75 milhões vide nota explicativa 23.1 do ITR do 1T19. No 2T19 as compras de energia na CCEE totalizaram R\$3 milhões. Dessa forma, com base nas estimativas atuais o 2T19 e o 6M19 concentraram 16% e 62% do total de energia comprada no ano, respectivamente.

Como resultado da nova estratégia de gestão, o balanço energético para 2019 da CESP está ilustrado abaixo e demonstra a equalização do déficit para 2019.

Balanço Energético 2019 – Pós Compra de Energia (MW med)



A CESP está trabalhando para concluir a equalização do déficit existente nos anos de 2020 a 2022 dentro das janelas de oportunidade que se apresentam.

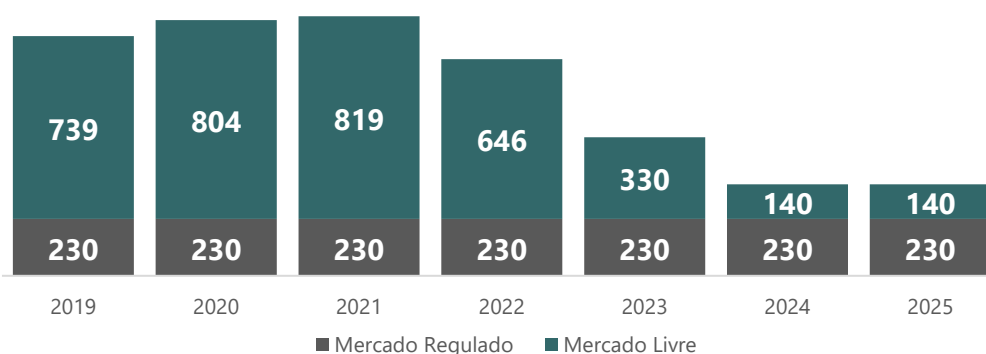
CLIENTES

Os contratos de venda da CESP no mercado livre foram realizados, em sua maioria, entre os anos de 2003 e 2015 e são corrigidos pela inflação (~70%) e dólar (~30%). No 2T19 o preço médio corrigido dos contratos no mercado livre foi de R\$197/MWh. A partir de 2023 o volume de energia vendida é substancialmente menor sendo que não temos vendas no mercado livre a partir de 2026.

Os contratos no mercado regulado tiveram início em 2009 e 2010 vencendo em 2038 e 2039 com volume de 230 MWm. No 2T19 o preço médio corrigido dos contratos no mercado regulado foi de R\$235/MWh.

Apresentamos abaixo o perfil dos contratos de venda de energia da CESP.

Portfólio de Clientes (MW médios)



Preços Médios no Mercado Regulado

Data Início	Data Fim	Volume (MW médio)	Preço Bruto Início (R\$/MWh)	Preço Bruto Fim (R\$/MWh) ⁽¹⁾
01/01/2009	31/12/2038	82	125 ⁽³⁾	239
01/01/2010	31/12/2039	148	116 ⁽²⁾	232
Total		230	119	235

(1) Preços corrigidos pelo IPCA. | (2) Data base de início 16/12/2005 | (3) Data base de início 29/06/2006.

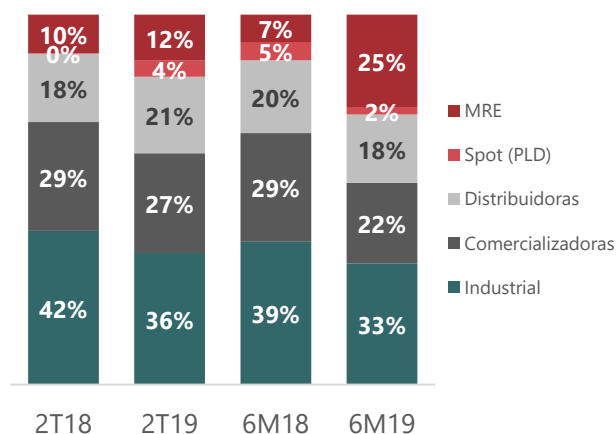
Vale ressaltar que a CESP, como forma de mitigar sua exposição ao risco hidrológico, repactuou em 2016 o montante de 230 MW médio contratados até 2028 referente aos contratos no mercado regulado. Desta forma, esta parcela da sua garantia física está 100% protegida das oscilações do GSF.

No 2T19 a Companhia atendeu aos compromissos assumidos com os clientes dos mercados livre e regulado. Os clientes livres (industrial e comercializadoras) representaram 63% do volume de vendas e 68% da receita, sendo que no 2T18 representaram 71% e 75%, respectivamente.

A menor participação dos clientes livres no volume de vendas advém da redução dos contratos com comercializadoras, em linha com a estratégia de equacionamento do balanço energético da Companhia, que estava deficitário, e perfil de consumo dos clientes industriais no 2T19, que exerceram opções contratuais de volume (flexibilidade).

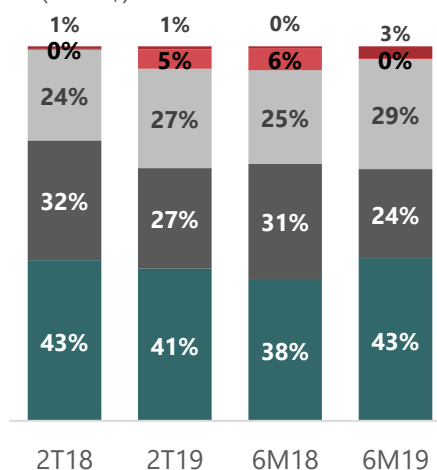
Perfil dos Clientes nas Vendas (%)

(Em MWh)



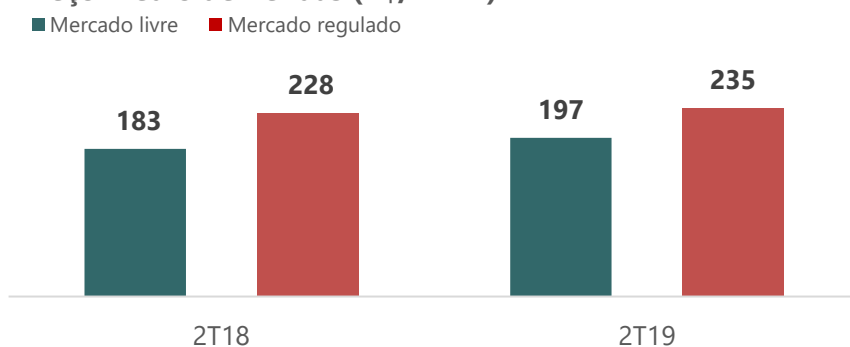
Perfil dos Clientes na Receita (%)

(Em R\$)



O preço médio de venda de energia no 2T19 para o mercado livre (industrial e comercializadoras) foi de R\$197/MWh, um aumento de 7% em relação ao 2T18, principalmente devido a reajuste de preços dos contratos indexados à inflação e dólar. O preço médio no mercado regulado (distribuidoras) no 2T19 ficou em R\$235/MWh, um aumento de 3% em relação ao 2T18 devido principalmente a reajustes de preços com a inflação (IPCA).

Preço Médio de Vendas (R\$/MWh)



RECEITA OPERACIONAL

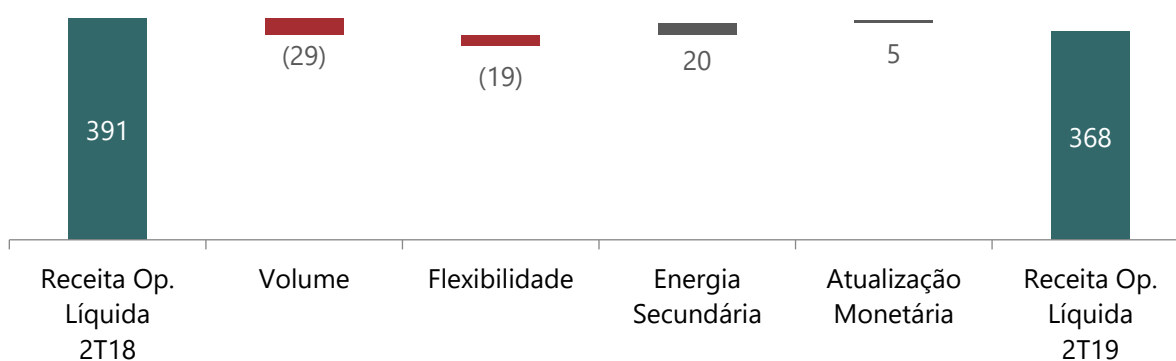
A Receita Operacional Líquida no 2T19 totalizou R\$368 milhões, redução de R\$23 milhões (-6%) em relação ao valor do 2T18, majoritariamente decorrente de:

- **Venda de energia – Volume:** Redução de R\$29 milhões do volume em contratos de venda com comercializadoras, alinhado com a estratégia de equacionamento do balanço energético da Companhia, que estava deficitário, e mecanismo de proteção da exposição ao risco hidrológico (GSF) e;
- **Venda de energia - Flexibilidade:** Redução de R\$19 milhões do volume de venda para indústria (mercado livre) decorrente de condições contratuais previamente acordadas (flexibilidade).

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- **Energia de curto prazo – Sobra de Energia:** Aumento de R\$20 milhões devido a nova estratégia de gestão do balanço energético da Companhia ocorrendo sobra de energia no 2T19e;
- **Venda de Energia – Atualização Monetária:** Aumento de R\$5 milhões decorrente de cláusula de reajuste dos contratos com distribuidoras (mercado regulado).

Receita Operacional 2T18 vs. 2T19 (R\$ milhões)



Vale ressaltar que em decorrência do novo contrato de concessão da usina de Porto Primavera houve a mudança de regime de concessão da usina, passando de serviço público para produtor independente sendo que a partir de jun/19 a CESP deixou de incorrer a Reserva Global de Reversão (RGR) de aproximadamente 2,6% sob a Receita Bruta para todo o prazo da concessão e passará a incorrer a tarifa de Uso do Bem Público (UBP) de 2,5% sob a Receita Bruta apenas pelos próximos 5 anos. Vale ressaltar que o reconhecimento do saldo total de UBP a ser pago será amortizado pelos 30 anos de concessão da usina, conforme detalhado na nota explicativa 18 do ITR 2T19.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os Custos e as Despesas Operacionais no 2T19 totalizaram R\$268 milhões comparado a reversão de R\$26 milhões no 2T18.

No 2T18 tivemos alguns efeitos não recorrentes, descritos abaixo:

- **Provisão para litígios:** No 2T18 ocorreu a reversão da provisão no montante de R\$293 milhões decorrente do acordo judicial com o Ministério Público do Mato Grosso do Sul.
- **Provisão para compromissos socioambientais:** No 2T18 houve a reversão de R\$28 milhões considerando que o acordo com o Mato Grosso do Sul resultou na liquidação dessa obrigação.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

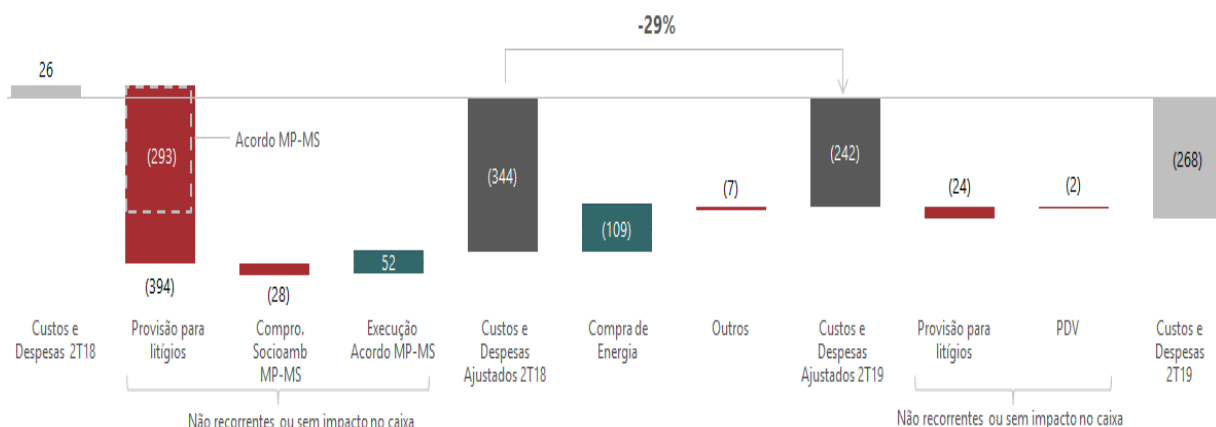
- **Execução do acordo extrajudicial Estado do MS:** No 2T18 foram provisionados R\$52 milhões referentes ao acordo, sendo o pagamento de R\$2 milhões à prefeitura de Bataguassu e R\$50 milhões ao Estado do Mato Grosso do Sul, em 10 parcelas anuais e sucessivas.
- Adicionalmente, no 2T19 houve a **reclassificação** das despesas com atualização monetária sobre provisão para litígios do grupo de custos e despesas para despesas financeiras. Os detalhes da reclassificação estão na nota explicativa 3.1 do ITR 2T19.

Excluindo os itens não recorrentes ou não caixa, o total de custos e despesas no 2T19 foi de R\$242 milhões, uma redução de 29% em relação ao 2T18 principalmente devido a:

- **Energia comprada:** Redução de R\$109 milhões em relação ao 2T18, em linha com a nova estratégia de sazonalização e comercialização adotada pela Companhia.

Vale destacar que diversas frentes de iniciativas para ganhos de eficiência operacional e racionalização de custos e despesas foram tomadas pela Companhia. No 2T19 verificamos reduções importantes em relação ao 2T18, especialmente nos custos e despesas de: pessoal (-35%), materiais (-18%), serviços de terceiros (-18%) e aluguéis (-39%). Mais detalhes sobre os custos e despesas estão disponíveis na tabela da página 27.

Custos e Despesas 2T18 vs. 2T19 (R\$ milhões)



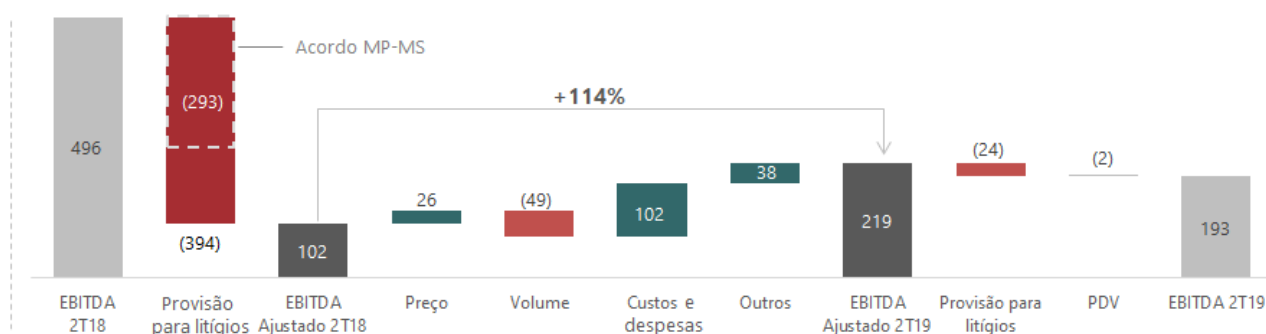
Vale ressaltar que, em decorrência do novo contrato de concessão de Porto Primavera, a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) de Porto Primavera foi recalculada estabelecendo uma tarifa de R\$7.693/kW, aumento de 17,6% em relação a tarifa anterior, com vigência a partir de 1º de julho de 2019.

EBITDA

EBIT / EBITDA - R\$ mil	2T19	2T18	Var. (%)	6M19	6M18	Var. (%)
Lucro líquido	(4.002)	340.989	n.m.	(162.245)	337.260	n.m.
IR e Contr. social líquidos	4.152	(67.327)	n.m.	7.623	(18.903)	n.m.
Resultado financeiro	99.974	143.467	-30%	151.636	232.260	-35%
= EBIT	100.124	417.129	-76%	(2.986)	550.617	n.m.
Depreciação / amortização	92.621	79.131	17%	171.131	158.236	8%
EBITDA	192.745	496.260	-61%	168.145	708.853	-76%
Programa de demissão voluntária	2.287	-	n.m.	104.791	-	n.m.
Provisões para litígios	23.560	(393.908)	n.m.	(12.747)	(295.687)	-96%
EBITDA AJUSTADO	218.592	102.352	114%	260.189	413.166	-37%
Margem EBITDA ajustado	59%	26%	33 p.p.	36%	53%	-17 p.p.

O EBITDA Ajustado totalizou R\$219 milhões (+114%) no 2T19 com margem de 59% (+33 p.p.). O aumento de 114% em relação ao 2T18, principalmente devido à redução em custos com energia comprada (-R\$109 milhões) parcialmente compensada pela redução na receita advinda dos clientes do mercado livre decorrente de: (i) menor volume vendido, em linha com a estratégia de redução da exposição ao risco hidrológico e (ii) flexibilidade contratuais exercidas pelos clientes.

EBITDA 2T18 vs. 2T19 (R\$ milhões)



RESULTADO FINANCEIRO

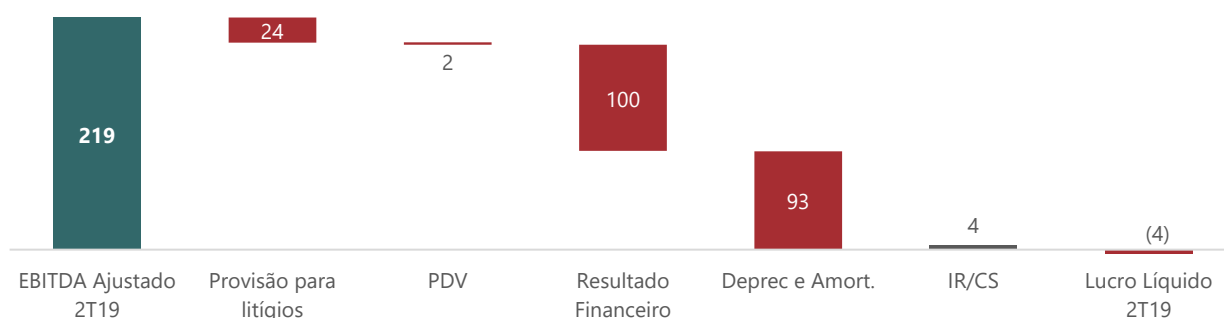
Resultado Financeiro – R\$ mil	2T19	2T18	Var. (%)	6M19	6M18	Var. (%)
Receitas financeiras	26.567	15.271	74%	72.048	54.038	33%
Despesas financeiras	(126.541)	(158.738)	-20%	(223.684)	(286.298)	-22%
Encargos de dívidas	(39.179)	(6.388)	n.m.	(74.566)	(12.953)	n.m.
Outras despesas financeiras	(84.041)	(101.739)	-17%	(134.098)	(203.997)	-34%
Variações cambiais	(3.321)	(50.611)	-93%	(15.020)	(69.348)	-78%
Resultado financeiro	(99.974)	(143.467)	-30%	(151.636)	(232.260)	-35%

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 2T19 foi uma despesa de R\$100 milhões comparado a R\$143 milhões no 2T18. Impactado principalmente por:

- **Variação cambial:** Redução de R\$47 milhões em variação cambial decorrente dos pagamentos de principal da dívida com o BNDES indexada a variação cambial (cesta de moedas) realizados no curso normal de amortização da dívida.
- **Encargos de dívidas:** Aumento de R\$33 milhões decorrente principalmente do reconhecimento das obrigações da 11ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações no montante de R\$1,8 bilhão desembolsada em jan/19.
- **Outras despesas financeiras:** Redução de R\$18 milhões, impactado pela redução em atualização do saldo de provisão para litígios. Cabe ressaltar que neste trimestre houve a reclassificação das despesas com correção monetária sobre provisão para litígios de custos e despesas para despesas financeiras. Os detalhes da reclassificação estão na nota explicativa 3.1 do ITR 2T19.
- **Receitas financeiras:** Crescimento de R\$11 milhões devido ao maior caixa entre 01/abr e 03/mai, quando foi realizado o pagamento da outorga de Porto Primavera.

RESULTADO LÍQUIDO

No 2T19 o prejuízo líquido foi de R\$4 milhões, contra um lucro líquido de R\$341 milhões no 2T18. Desconsiderando os efeitos do acordo com MP-MS no 2T18 (R\$293 milhões), o principal impacto no lucro líquido, foi a atualização do saldo de provisão para litígios. Excluindo os efeitos das provisões para litígios, os principais impactos foram: (i) redução na receita operacional bruta devido ao menor volume de vendas no mercado livre e (ii) redução na rubrica de custos e despesas advindo do menor volume de energia comprada. Ambos os efeitos estão em linha com a nova estratégia de sazonalização, comercialização e redução da exposição ao risco hidrológico adotada pela Companhia. O gráfico a seguir apresenta os principais fatores que influenciaram o resultado líquido do 2T19, a partir do EBITDA ajustado do mesmo período:

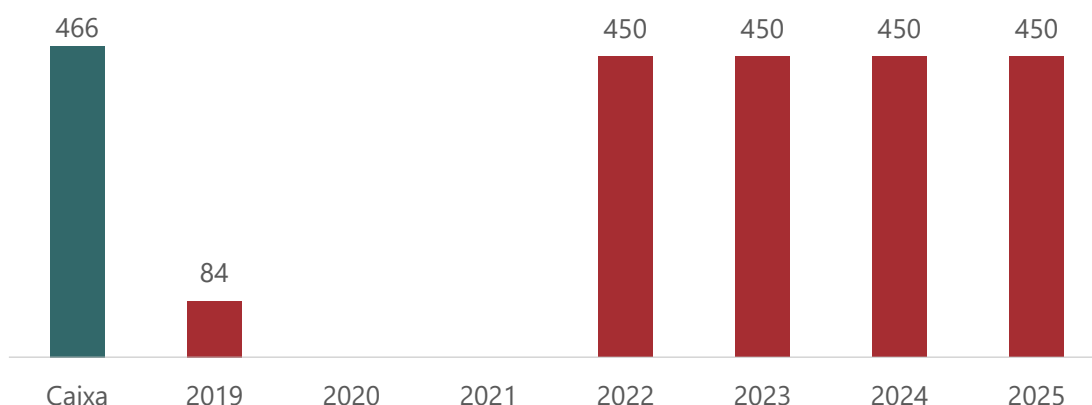


ENDIVIDAMENTO

O endividamento bruto em 30 junho de 2019 era de R\$1.871 milhões contra R\$335 milhões em 30 de junho de 2018. O aumento no endividamento refere-se à emissão da 11ª escritura de debêntures simples, não conversíveis em ações, com o objetivo de pagar a outorga para a renovação da UHE Porto Primavera e com remuneração correspondente a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, acrescida de sobretaxa de 1,64% ao ano, sendo que o pagamento da remuneração será realizado semestralmente e o principal terá prazo de vencimento em 7 anos e carência de 3 anos.

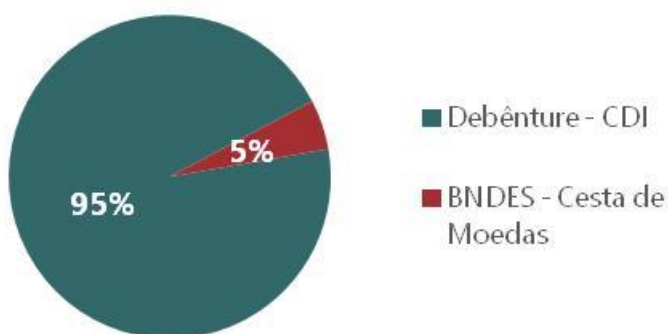
Em 30 de junho de 2019 o prazo médio da dívida era de 4,7 anos. A dívida bruta está alocada majoritariamente em moeda nacional e indexada ao CDI.

Cronograma de Amortização (R\$ milhões) ⁽¹⁾



(1) Contratos de dívida com a Fundação Cesp que, com base na avaliação atuarial realizada por atuário independente, seguindo os critérios determinados pelo CPC 33, apresentaram saldo zero no passivo circulante e não circulante em 31/06/2019 e 31/06/2018. Não considera dívida com Eletrobrás no montante de R\$ 2,2 milhões e Eletropaulo no montante de R\$ 1,1 milhão

Endividamento bruto por indexador



A posição de caixa e equivalentes de caixa no dia 30 de junho de 2019 era R\$466 milhões contra R\$508 milhões em 30 de junho de 2018. Enquanto a dívida líquida totalizou R\$1.405 milhões contra uma posição de caixa líquido de R\$173 milhões no 2T18, impactado pela emissão realizada no 1T19 da 11ª escritura de debêntures simples, não conversíveis em ações, mantida em caixa com o objetivo de pagar sobretudo a outorga de renovação da usina de Porto Primavera (R\$1,4 bilhão) e dividendos (R\$297 milhões).

Rating

Em jul/19 a S&P revisou e reiterou o rating global e local da CESP, mantendo conforme detalhado abaixo:



Rating

BB- | br.AAA

Outlook

Estável

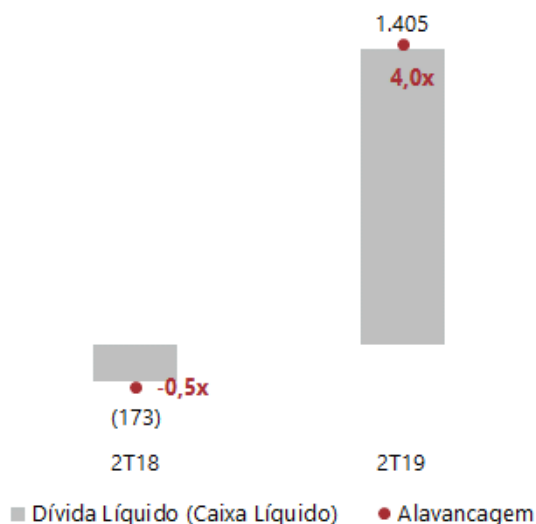
Revisão

jul/2019

ALAVANCAGEM

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA ajustado, ficou em 4,0x no 2T19, aumento em relação ao 2T18, quando a Companhia tinha um perfil de caixa líquido.

Dívida Líquida (R\$ milhões) e Alavancagem ⁽¹⁾ (x)



(1) Alavancagem medida pelo ratio Dívida líquida/ EBITDA ajustado UDM.

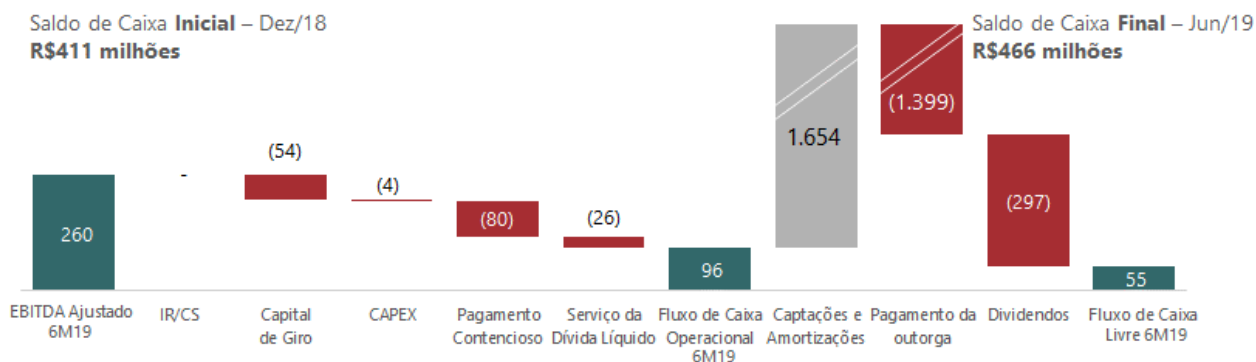
FLUXO DE CAIXA LIVRE

Fluxo de Caixa - R\$ mil	2T19	2T18	Var. (%)	6M19	6M18	Var. (%)
EBITDA ajustado	218.592	102.352	114%	260.189	413.166	-37%
IR/CS caixa	-	28.393	n.m.	-	-	n.m.
Capital de giro	(20.724)	63.683	n.m.	(53.611)	(21.250)	152%
CAPEX	(3.046)	(1.319)	131%	(3.629)	(6.208)	-42%
Pagamento contencioso	(57.561)	(8.176)	n.m.	(80.380)	(56.595)	42%
Serviço da dívida líquido	(51.699)	(1.899)	n.m.	(26.072)	(764)	n.m.
Fluxo de caixa operacional	85.562	183.034	-53%	96.497	328.349	-71%
Captações	-	-	n.m.	1.778.766	-	n.m.
Pagamento da outorga	(1.398.703)	-	n.m.	(1.398.703)	-	n.m.
Amortizações	(84.413)	(72.212)	17%	(124.576)	(104.599)	19%
Dividendos	(297.164)	(25.573)	n.m.	(297.164)	(25.573)	n.m.
Fluxo de caixa livre	(1.694.718)	85.249	n.m.	54.820	198.177	-72%
Saldo de caixa inicial	2.160.424	423.464	n.m.	410.886	310.536	32%
Saldo de caixa final	465.706	508.713	-8%	465.706	508.713	-8%

⁽¹⁾ Considera a dedução referente aos custos de captação.

O Fluxo de Caixa Livre no 6M19 foi de R\$55 milhões, inferior ao 6M18 principalmente pela: (i) redução no capital de giro decorrente de aumento do volume de energia comprada; (ii) crescimento no serviço da dívida em função da captação R\$1.800 milhões de debêntures realizada no 1T19; (iii) pagamento de contencioso; (iv) pagamento da outorga de Porto Primavera e (v) dividendos pagos.

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)



INVESTIMENTOS

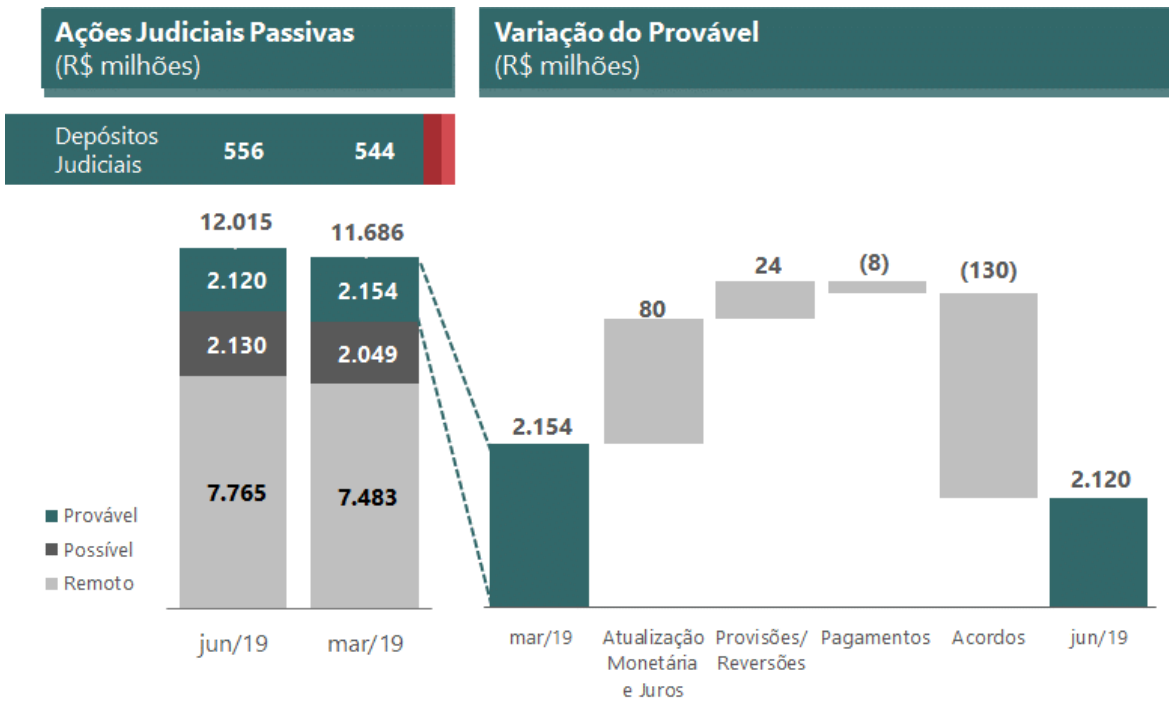
No 2T19 os investimentos da CESP foram de R\$3 milhões, destinados majoritariamente para a manutenção de suas usinas hidroelétricas.

CONTINGÊNCIAS

Ações Judiciais Passivas

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva total de R\$12 bilhões. O aumento de R\$329 milhões em relação ao 1T19 é decorrente em sua maior parte da atualização monetária e dos juros incidentes sobre os valores em discussão.

No gráfico abaixo demonstramos a movimentação em relação ao 1T19 da contingência total e mais detalhes da movimentação da contingência classificada como provável. A variação mais expressiva é decorrente de acordos judiciais firmados pela CESP em abril de 2019 no total de R\$130 milhões.



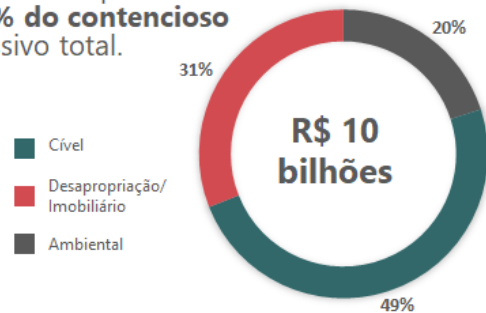
Conforme estratégia de gestão de sua carteira passiva, a Companhia revisa constantemente os prognósticos de risco dos processos judiciais, bem como os valores em discussão. Adicionalmente, buscando otimizar a gestão e a redução da contingência judicial passiva, a Companhia qualifica, de forma criteriosa, determinadas ações como “estratégicas”, as quais estão sujeitas a um monitoramento próprio e são conduzidas por escritórios externos de elevado nível técnico. A classificação de determinada ação como “estratégica” considera, sobretudo: (i) o valor da contingência; (ii) o prognóstico de risco; e (iii) a sensibilidade da matéria objeto da discussão judicial.

Atualmente, o grupo de ações estratégicas abrange 45 processos, que representam, aproximadamente, 87% do contencioso passivo judicial da Companhia e têm o perfil detalhado abaixo:

Perfil do Contencioso Passivo



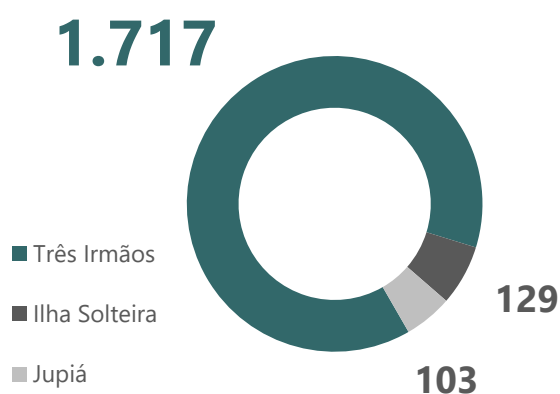
45 casos representam 87% do contencioso passivo total.



Ações Judiciais Ativas

A Companhia também é parte em processos judiciais que representam contingências ativas. Atualmente, em relação às demandas ativas, há um ativo líquido sujeito à indenização no valor de R\$1.949 milhões, que se concentra basicamente nas ações que discutem as indenizações pela reversibilidade das usinas hidrelétricas de Três Irmãos, Jupιά e Ilha Solteira. O gráfico abaixo traz informações mais detalhadas a respeito do contencioso judicial ativo envolvendo a Companhia.

Ações Judiciais Ativas Liquidadas Disponíveis para Reversão (R\$ milhões)



O processo de indenização de Três Irmãos (processo nº 45939-32.2014.4.01.3400) ainda está em fase inicial, com discussões a respeito do laudo judicial produzido no caso, que avaliou os ativos reversíveis em **R\$4,7 bi** (a valores históricos de jun/12). O valor avaliado é composto de: Usina: **R\$1,9 bi** | Eclusas e Canal: **R\$1,0 bi** | Terrenos: **R\$1,8 bi**.

As análises e manifestações relacionadas ao laudo judicial deverão ocorrer no segundo semestre de 2019. Então, finalizado o prazo de alegações finais abrirá o período para sentença judicial.

Em paralelo à tramitação do caso em 1ª instância, há recurso pendente de julgamento (recurso especial nº 1.643.760/SP) no âmbito do Superior Tribunal de Justiça (STJ), interposto pela CESP em dez/16 visando o pagamento imediato, pela União do valor incontroverso de **R\$1,7 bi** (a valores históricos de jun/12). Atualmente, aguarda-se pela inclusão do recurso em pauta de julgamentos do STJ.

Em relação ao processo envolvendo a reversibilidade dos ativos de Ilha Solteira e Jupιά, em primeira instância foi proferida sentença que julgou a demanda parcialmente procedente, apenas para determinar que a União pague o valor de indenização em parcela única. Não houve acolhimento do pedido da Companhia para majoração do valor de indenização fixado pela União (Usina de Ilha Solteira: R\$2 milhões (valor histórico de jun/15) e Usina de Jupιά: a União entendeu que não haveria qualquer valor devido).

Após interposição de recurso por ambas as partes, os autos foram remetidos à segunda instância e, atualmente, aguardam por julgamento.

PESSOAS

Em dez/18 a CESP tinha 519 funcionários e após a conclusão dos já anunciados planos de demissão voluntária de fevereiro e julho de 2019 e passou a contar com 254 funcionários já com uma recomposição do quadro em um novo sistema de remuneração alinhado à critérios bem definidos de desempenho, resultados e geração de valor.

Em fev/19 a CESP realizou PDV I com adesão de 327 funcionários, e custo de R\$118 milhões (1T19: R\$103 milhões, 2T19: R\$2 milhões). Em jul/19 foi realizado o PDV II com adesão de 20 pessoas e custo de R\$6 milhões impactando o 3T19.

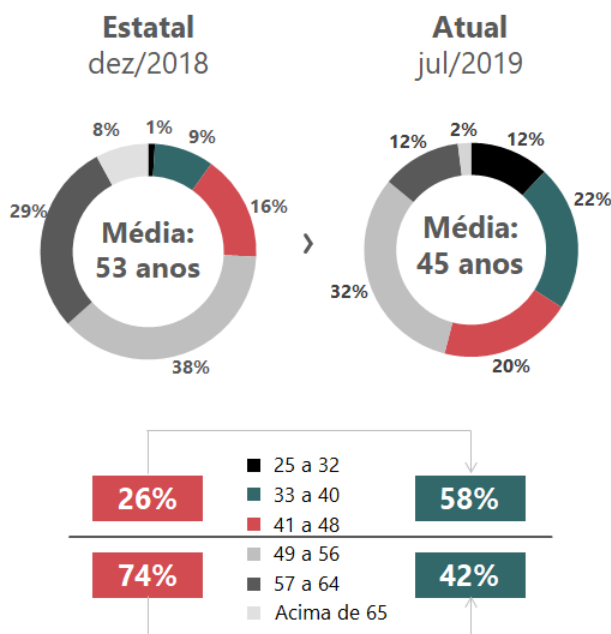
O custo total dos PDVs será de R\$124 milhões, sendo que R\$103 milhões impactaram os resultados do 1T19, R\$2 milhões no 2T19 e o montante remanescente impactará no 3T19.

A idade média dos funcionários da CESP em dezembro de 2018 era de 53 anos e passou a ser 45 anos. Detalhamos abaixo a distribuição de funcionários por faixa etária:

Número de Funcionários



Faixa Etária

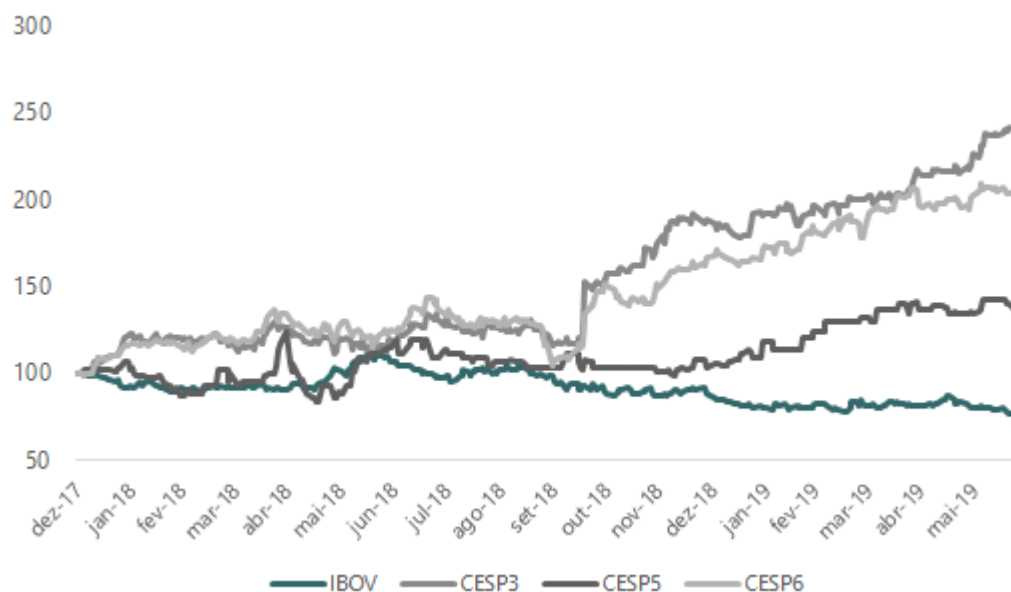


(1) Já considerando a recomposição de várias posições com profissionais de mercado.

MERCADO DE CAPITAIS

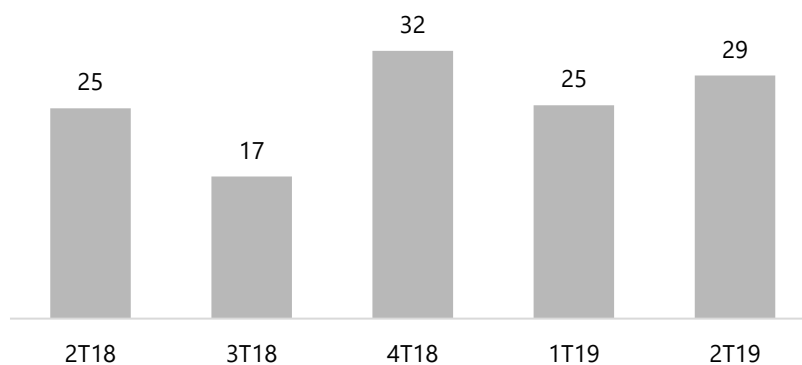
Em 30 de junho de 2019 as ações Preferenciais Classe B (CESP6), que representam 64,4% do capital total da Companhia, estavam cotadas em R\$27,18. As ações CESP6 apresentaram uma liquidez média diária de R\$29 milhões no 2T19. As ações Ordinárias (CESP3), que representam 33,3% do capital, estavam cotadas em R\$26,79. As Preferenciais Classe A (CESP5), que representam 2,3% do capital, estavam cotadas em R\$27,38.

Desempenho da Ação



Evolução da Liquidez

Volume Financeiro Médio (R\$ milhões)



Em 30 de junho de 2019, o capital social da Companhia era representado por 327.502.673 ações, negociadas na Bolsa de Valores B3 – Brasil, Bolsa e Balcão no Nível 1. O valor de mercado da CESP, em 30 de junho de 2019, era de R\$8,9 bilhões. O *free float* no 2T19 ficou em 60% do total das ações.

ANEXOS

Demonstrações dos Resultados (Detalhado) - R\$ mil

	2T19	2T18	Var. (%)	6M19	6M18	Var. (%)
Receita operacional bruta	435.104	459.465	-5%	857.265	920.848	-7%
Fornecimento de energia	176.733	196.458	-10%	355.854	345.197	3%
Suprimento de energia - Contratos	116.787	146.185	-20%	214.764	280.920	-24%
Suprimento de energia - Leilões	115.453	110.834	4%	236.338	227.828	4%
Energia de curto prazo	25.483	5.307	n.m.	49.030	65.596	-25%
Outras receitas	648	681	-5%	1.279	1.307	-2%
Deduções à receita operacional	(66.727)	(68.243)	-2%	(133.270)	(135.453)	-2%
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(12.309)	(10.280)	20%	(24.617)	(20.559)	20%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(3.678)	(3.907)	-6%	(7.229)	(7.843)	-8%
Imposto sobre serviços - ISS	(35)	(32)	9%	(69)	(63)	10%
COFINS sobre receitas operacionais	(31.791)	(34.632)	-8%	(62.403)	(66.923)	-7%
PIS sobre receitas operacionais	(6.901)	(7.519)	-8%	(13.547)	(14.529)	-7%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(11.229)	(11.143)	1%	(23.837)	(24.076)	-1%
Taxa de fiscalização do setor elétrico - TFSE	(784)	(730)	7%	(1.568)	(1.460)	7%
Receita operacional líquida	368.377	391.222	-6%	723.995	785.395	-8%
Custo do serviço de energia elétrica	(211.747)	(297.981)	-29%	(561.629)	(419.415)	34%
Custo com energia elétrica	(105.219)	(206.563)	-49%	(356.455)	(239.575)	49%
Encargos de uso do sistema de transmissão/serviços do sistema	(31.778)	(31.164)	2%	(63.017)	(62.140)	1%
Energia comprada	(83.334)	(192.049)	-57%	(320.156)	(196.643)	63%
Créditos de COFINS/PIS s/ encargos de uso da rede e energia comprada	9.893	16.650	-41%	26.718	19.208	39%
Custo com operação	(106.528)	(91.418)	17%	(205.174)	(179.840)	14%
Pessoal	(5.556)	(6.237)	-11%	(11.060)	(11.729)	-6%
PDV - Programa de demissão voluntária	(625)	-	n.m.	(8.816)	-	n.m.
Material	(830)	(690)	20%	(1.738)	(1.092)	59%
Serviços de terceiros	(4.375)	(6.189)	-29%	(8.417)	(11.326)	-26%
Depreciação geração	(90.722)	(77.303)	17%	(167.371)	(154.636)	8%
Outras despesas	(4.420)	(999)	n.m.	(7.772)	(1.057)	n.m.
Resultado operacional bruto	156.630	93.241	68%	162.366	365.980	-56%
Despesas operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(34.348)	(44.184)	-22%	(178.246)	(84.399)	111%
Outras despesas operacionais	(22.452)	355.156	n.m.	17.725	268.724	-93%
Outras (despesas) receitas líquidas	294	12.916	-98%	(4.831)	312	n.m.
Total	(56.506)	323.888	n.m.	(165.352)	184.637	n.m.
Lucro (prejuízo) operacional antes do resultado financeiro	100.124	417.129	-76%	(2.986)	550.617	n.m.
Receitas financeiras	26.567	15.271	74%	72.048	54.038	33%
Despesas financeiras	(126.541)	(158.738)	-20%	(223.684)	(286.298)	-22%
Resultado financeiro	(99.974)	(143.467)	-30%	(151.636)	(232.260)	-35%
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contrib. social	150	273.662	-100%	(154.622)	318.357	n.m.
Imposto de renda e contribuição social - correntes	-	36.901	n.m.	-	-	n.m.
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	(4.152)	30.426	n.m.	(7.623)	18.903	n.m.
Total de imposto de renda e contribuição social	(4.152)	67.327	n.m.	(7.623)	18.903	n.m.
Lucro (prejuízo) do exercício	(4.002)	340.989	n.m.	(162.245)	337.260	n.m.
Lucro (Prejuízo) básico e diluído por ação	(0,01)	1,04	n.m.	(0,50)	1,03	n.m.

Ativo	30/06/2019	31/12/2018
Circulante	782.557	854.999
Caixa e equivalentes de caixa	465.706	410.886
Valores a receber	180.946	240.802
Tributos e contribuições sociais compensáveis	36.038	79.203
Despesas pagas antecipadamente	15.021	15.580
Outros créditos	84.846	108.528
Não circulante	10.897.515	9.471.501
Cauções e depósitos vinculados	556.114	536.254
Imposto de renda e contribuição social diferidos	571.603	579.226
Almoxarifado	4.713	4.302
Despesas pagas antecipadamente	-	7.511
Outros créditos	9.104	1.361
Ativo sujeito à indenização	1.949.430	1.949.430
Ativo intangível	1.603.567	36.800
Imobilizado	6.202.984	6.356.617
Total do ativo	11.680.072	10.326.500

Passivo e Patrimônio Líquido	30/06/2019	31/12/2018
Circulante	472.280	884.398
Fornecedores	1.809	7.595
Energia comprada para revenda	132.699	167.822
Empréstimos, financiamentos e debêntures	91.380	214.556
Tributos e contribuições sociais	16.127	19.061
Encargos setoriais	111.032	141.742
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.586	298.750
Obrigações estimadas e folha de pagamento	15.341	25.211
Uso do bem público	7.319	-
Outras obrigações	94.987	9.661
Não circulante	4.263.605	2.340.036
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.779.561	1.080
Encargos setoriais	35.852	35.852
Provisão para litígios	2.120.009	2.156.162
Obrigações estimadas e folha de pagamento	3.008	-
Obrigações socioambientais	72.915	72.915
Uso do bem público	176.148	-
Outras obrigações	76.112	74.027
Patrimônio líquido	6.944.187	7.102.066
Capital social	5.975.433	5.975.433
Reservas de capital.	1.929.098	1.929.098
Ajustes de avaliação patrimonial	(964.994)	(976.752)
Outros resultados abrangentes	(375.935)	(380.301)
Reservas de lucros	554.588	554.588
Lucros / (prejuízos) acumulados	(174.003)	-
Total do passivo e patrimônio líquido	11.680.072	10.326.500

Natureza dos custos e despesas – R\$ mil	2T19	2T18	Var. (%)	6M19	6M18	Var. (%)
Energia comprada	(83.335)	(192.049)	-57%	(320.156)	(196.643)	63%
Encargos setoriais	(31.777)	(31.164)	2%	(63.017)	(62.140)	1%
Créditos de PIS/COFINS sobre encargos do sistema de transmissão	9.893	16.650	-41%	26.718	19.208	39%
Pessoal	(22.143)	(34.245)	-35%	(61.151)	(65.591)	-7%
PDV - Programa de demissão voluntária	(2.287)	-	n.m.	(104.791)	-	n.m.
Administradores	(438)	(501)	-13%	(804)	(1.050)	-23%
Entidade de previdência a empregados	(3.380)	(2.582)	31%	(6.752)	(5.165)	31%
Material	(966)	(1.184)	-18%	(2.170)	(1.995)	9%
Serviços de terceiros	(12.619)	(15.385)	-18%	(25.517)	(27.202)	-6%
Depreciação/amortização	(92.621)	(79.131)	17%	(171.131)	(158.236)	8%
Outros encargos - ONS/CCEE	(230)	(236)	-3%	(468)	(479)	-2%
Aluguéis	(747)	(1.232)	-39%	(1.461)	(2.122)	-97%
Execução acordo MP-MS	-	(52.000)	n.m.	-	(52.000)	n.m.
Provisão para compromissos socioambientais	-	27.585	n.m.	-	27.585	n.m.
Provisão para redução ao valor realizável de almoxarifados	2.654	79	n.m.	7.450	123	n.m.
Provisão para litígios	(23.560)	393.908	n.m.	12.747	295.687	-96%
Provisão PIS/COFINS sobre atualização de depósitos judiciais	(132)	30	n.m.	(213)	841	n.m.
Perda estimada de créditos	(617)	(511)	21%	(364)	(653)	-44%
Custos retardatários	(581)	(638)	-9%	(607)	(972)	-38%
Outras despesas ou receitas	(5.367)	(1.487)	n.m.	(15.294)	(3.974)	n.m.
Total	(268.253)	25.907	n.m.	(726.981)	(234.778)	n.m.