

Resultados 2T18 | Eletropaulo



“Seguimos focados na execução do nosso Plano Estratégico de Criação de Valor. A melhoria contínua dos nossos indicadores de qualidade de serviço é resultado do aumento dos investimentos na nossa rede e otimização dos nossos processos”

Comentários do Sr. Marcelo Antonio de Jesus

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Em 2018 seguimos com a execução do nosso Plano Estratégico de Criação de Valor da Eletropaulo, iniciado em 2017, focados na eficiência e excelência operacional e criação de opções para o nosso ativo.

Nesse sentido, o grande destaque no trimestre é a evolução da nossa performe e confiabilidade operacional e o fato de já estarmos enquadrados no limite regulatório do FEC para o ano de 2018. Nosso FEC acumulado dos últimos 12 meses apresentou redução de 29,8%, totalizando 4,86 vezes. Já o nosso DEC totalizou 8,18h, o que representa uma queda de 42,3% no 2T18 em relação ao 2T17.

Importante alavanca da melhoria dos nossos indicadores está no patamar de nossos investimentos. No 2T18 investimos R\$ 324,0 milhões, o que totaliza R\$ 590,3 milhões no 1S18, valor 30,0% superior ao investido no mesmo período do ano anterior. Nesse trimestre, a Eletropaulo recebeu recertificação na norma ISO 55001 - Sistema de Gestão de Ativos, o que demonstra o fortalecimento da nossa cultura de gestão de ativos e ratifica o nosso compromisso na correta alocação e gestão dos nossos investimentos.

Na frente Comercial, tivemos crescimento de 2,3% do mercado total, impulsionado pelo crescimento dos mercados residencial e comercial no patamar de 2,8% e 4,3%, respectivamente. O nosso mercado cativo teve variação positiva de 1,1% no comparativo entre os trimestres.

Na dimensão comercial atingimos 75,9% no índice de Satisfação de Qualidade percebida pelos clientes residenciais (“ISQP”), evolução de 1,0 p.p quando comparado ao resultado de 2017. As áreas de qualidade que mais apresentaram evolução foram as de “Informação e Comunicação” e “Fornecimento” que apresentaram crescimento de 6,8 p.p e 3,4 p.p, respectivamente.

Na frente regulatória, a Aneel aprovou, em 03 de julho de 2018, o reajuste tarifário anual, válido a partir de 04 de julho de 2018, de 16,4% com um efeito médio para o consumidor de 15,84%.

Em Governança Corporativa e Mercado de Capitais o grande destaque foi a realização, no dia 04 de junho de 2018, do leilão para a aquisição de controle da acionário da Eletropaulo, onde a Enel adquiriu 73,4% do capital votante da nossa Companhia. Nos 30 dias que se seguiram a Enel ainda adquiriu 33.359.292 das ações remanescentes passando a deter, a partir de 13 de julho de 2018, 93,3% do capital da Companhia.

Como consequência dos compromissos assumidos pela Enel na OPA, tivemos a celebração de dois Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital (“AFAC”), nos valores de R\$ 900 milhões e R\$ 600 milhões, os quais serão convertidos em um aumento de capital de R\$ 1,5 bilhão, por meio da emissão de novas ações. Tal ação foi aprovada em 26 de julho de 2018 pelo nosso Conselho de Administração e o período de subscrição se iniciará em 01 de agosto de 2018.

Por fim, destaco o aumento de 16,2% do EBITDA ajustado por fundo de pensão e eventos não recorrentes no comparativo entre os trimestres (R\$ 301,4 milhões no 2T18 versus R\$ 259,3 milhões no 2T17).

RESULTADOS 2T18

Teleconferência de resultados

31.07.2018

11h00 (BRT) / 10h00 (EST)

Código: Eletropaulo

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

- EUA: +1 800 492 3904

Slides da apresentação e áudio
estarão disponíveis em:
ri.eletropaulo.com.br

Índice

| | |
|--|----|
| DESTAQUES | 3 |
| ÁREA DE CONCESSÃO | 4 |
| ESTRUTURA SOCIETÁRIA | 4 |
| CONTEXTO SETORIAL | 5 |
| EVENTOS REGULATÓRIOS | 6 |
| MERCADO DE ENERGIA | 8 |
| DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL | 10 |
| GESTÃO DA RECEITA | 12 |
| FOCO NO CLIENTE | 16 |
| DESEMPENHO ECONÔMICO- FINANCEIRO | 17 |
| ENDIVIDAMENTO | 26 |
| INVESTIMENTOS | 28 |
| FLUXO DE CAIXA | 30 |
| MERCADO DE CAPITAIS | 31 |
| EQUIPE DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES | 31 |
| ANEXOS | 32 |

| R\$ milhões | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) | Indicadores | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) |
|--|---------|---------|-----------|---------|---------|-----------|---|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Receita Líquida | 3.651,7 | 2.973,2 | 22,8% | 6.853,6 | 5.808,0 | 18,0% | Dívida Líquida* (R\$ milhões) | 4.282,2 | 3.652,1 | 17,3% | 4.282,2 | 3.652,1 | 17,3% |
| Custo/Despesas Operacionais ¹ | 3.174,3 | 2.450,8 | 29,5% | 5.856,6 | 4.803,0 | 21,9% | Dívida Líquida ² / PL | 1,72 x | 1,33 x | -29,0% | 1,72 x | 1,33 x | -29,0% |
| EBITDA | 149,9 | 283,8 | -47,2% | 401,0 | 546,3 | -26,6% | Dívida Líquida ³ / EBITDA Ajustado* (LTM) | 3,18x | 2,91x | 0,27 p.p | 3,18x | 2,91x | 0,27 p.p |
| Margem EBITDA | 4,1% | 9,5% | -5,4 p.p. | 5,9% | 9,4% | -3,5 p.p. | EBITDA Ajustado* / Desp. Fin. Sobre Empréstimos (LTM) | 3,97x | 2,42x | 1,3 p.p | 3,97x | 2,42x | 1,3 p.p |
| EBITDA ajustado ² | 301,4 | 259,3 | 16,3% | 646,2 | 548,4 | 17,8% | Mercado Total (GWh) | 11.026,0 | 10.777,0 | 2,3% | 21.725,4 | 21.650,4 | 0,3% |
| Margem EBITDA Ajustado | 8,3% | 8,7% | -0,4 p.p. | 9,4% | 9,4% | -0,0 p.p. | Tarifa Média - Compra de Energia (R\$/MWh) | 213,9 | 176,8 | 21,0% | 190,0 | 164,8 | 15,3% |
| Lucro (Prejuízo) Líquido | (155,6) | 28,4 | -648,3% | (161,1) | 41,3 | -489,9% | Funcionários | 7.596 | 7.280 | 4,3% | 7.596 | 7.280 | 4,3% |
| Patrimônio Líquido (PL)* | 2.488,9 | 1.751,8 | 42,1% | 2.488,9 | 1.751,8 | 42,1% | Unidades Consumidoras / Funcionários | 942 | 972 | -3,1% | 942 | 972 | -3,1% |
| Investimentos (Capex) | 324,0 | 237,2 | 36,6% | 590,3 | 454,2 | 30,0% | | | | | | | |

¹- Não inclui Depreciação / Amortização e Custo de Construção; ²- Ajustado por Fundo de Pensão e Efeitos não recorrentes; ³- Não considerando o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais; ⁴- Ajustado por Fundo de Pensão; LTM = últimos 12 meses; * Valor de R\$ 17518 referente ao PL de 2017

São Paulo, 27 de julho de 2018 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (B3: ELPL3) anuncia hoje os resultados referentes ao 2º trimestre de 2018 (“2T18”). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números da Controladora e em milhares de reais, de acordo com a legislação societária.

DESTAQUES 2T18

Operacional

- Redução de 42,3% do DEC no 2T18 para 8,18 horas em comparação com o registrado no 2T17 (14,17 horas);
- Indicador FEC totalizou 4,86 vezes no 2T18, uma redução de 29,8% em comparação ao 2T17 (4,86 vezes), abaixo do limite regulatório de 5,24 vezes;
- Redução de 17,9% da Duração Média (“DM”) quando comparado com o 2T17, resultado dos investimentos na modernização e automação da rede como religadores automáticos, equipamentos telecomandados, detectores de falha e redução do deslocamento improdutivo e maior produtividade das equipes;
- Recertificação da norma ISO 55001 (Sistemas de Gestão de Ativos) - padrão internacional voluntário que especifica os requisitos para que as organizações estabeleçam, implementem, mantenham e melhorem o seu sistema de gestão de ativos.

Mercado e Comercial

- Aumento de 2,3% do mercado total no 2T18, com destaque para o crescimento dos mercados residencial e comercial no patamar de 2,8% e 4,3%, respectivamente. Mercado cativo teve variação positiva de 1,1%;
- Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes residenciais (“ISQP”) teve uma evolução positiva de 1,0 p.p (para 75,9%) quando comparado ao resultado de 2017. Destaque para “Informação e Comunicação” e “Fornecimento” que apresentaram crescimento de 6,8 p.p e 3,4 p.p, respectivamente;
- Por meio do portal de negociação foram realizadas 111,9 mil negociações no 2T18, resultando em R\$ 53,4 milhões negociados, contribuindo para uma redução de 6,6% (R\$ 3,3 milhões) da PECLD no 2T18 versus 2T17;
- Manutenção do patamar de perdas totais no comparativo entre os trimestres (9,6% no 2T18 versus 9,6% no 2T17).

Regulatório

- Reajuste tarifário anual de 2018, com aplicação a partir de 4 de julho de 2018, com um efeito médio percebido pelos consumidores de 15,84%;
- Em 26 de junho de 2018, foi publicado no Diário Oficial, o despacho da ANEEL, dando anuência prévia à aquisição do controle societário da Companhia pela Enel.

Financeiro

- EBITDA reportado de R\$ 149,9 milhões no 2T18, redução de 47,2% versus os R\$ 283,8 milhões registrados no 2T17. EBITDA ajustado¹ de R\$ 301,4 milhões no 2T18 (R\$ 259,3 milhões no 2T17);
- Prejuízo líquido reportado de R\$ 155,6 milhões no 2T18 comparado ao lucro de R\$ 28,4 milhões no 2T17. Prejuízo líquido² ajustado de R\$ 85,6 milhões no 2T18, o que representaria uma variação negativa de R\$ 33,1 milhões no comparativo com o 2T17;
- Saldo de CVA líquida ativa em R\$ 625,9 milhões no 2T18 ante CVA líquida passiva de R\$ 95,1 milhões em 2017;
- Relação de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado¹ de 3,18x no 2T18 ante 2,91x no 2T17.

Gestão de Caixa

- Celebração de dois adiantamentos para futuro aumento de capital (“AFAC”) nos valores de R\$ 900 milhões e R\$ 600 milhões pela controladora Enel;
- Capitalização de R\$ 1,5 bilhão por aumento de capital privado aprovada em reunião do Conselho de Administração em 26 de julho de 2018.

Oferta Pública de Aquisição de Ações (OPA)

- No dia 04 de junho de 2018 foi realizado o leilão para a aquisição de controle da Companhia pela Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (“Enel”) - no qual foram adquiridas, pela Enel, ao preço de R\$ 45,22 por ação, 122.799.289 ações ordinárias, representativas de, aproximadamente, 73,4% do capital votante da Companhia;
- Durante o período de venda das ações remanescentes, 33.359.292 ações foram também adquiridas pela Enel, que então passou a deter, desde o dia 13 de julho de 2018, data de liquidação do último lote de ações adquiridos, 93,3% do capital da Companhia.

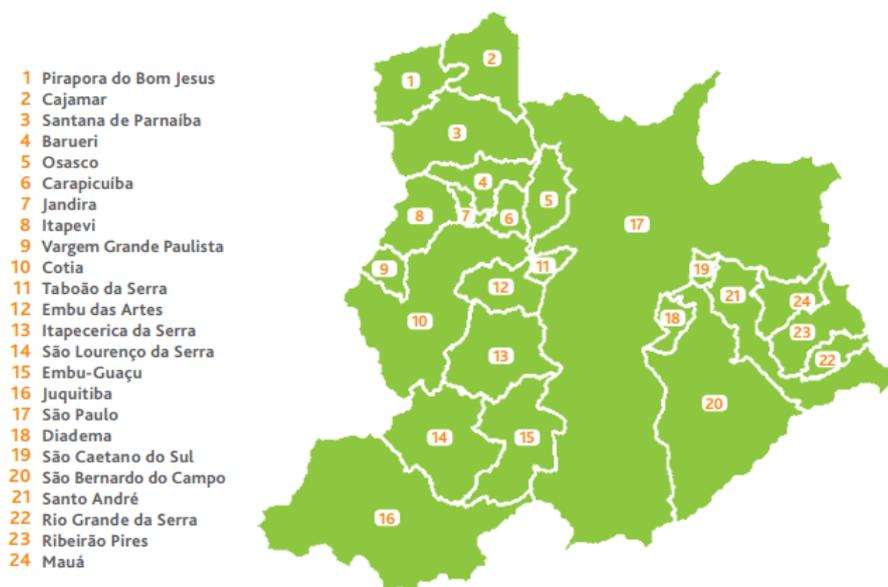
¹ EBITDA ajustado pelo fundo de pensão e efeitos não recorrentes

² Prejuízo líquido ajustado pelos efeitos não recorrentes e líquidos de variação de IR/CS

PERFIL

ÁREA DE CONCESSÃO

Municípios da área de concessão da Eletropaulo



A Eletropaulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida³ e está presente em 24 cidades da Região Metropolitana de São Paulo, incluindo a capital, principal centro econômico-financeiro do Brasil.

Sua área de concessão, que totaliza 4.526 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, 1.583 unidades consumidoras⁴ por km², com 18 milhões de pessoas, o que corresponde a 32,7% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo⁵ e 9,2% do total do Brasil⁶.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

No dia 04 de junho foi realizado o leilão para a aquisição de controle da Companhia – conforme previsto na Oferta Pública de Aquisição de Ações (“OPA”) lançada pela Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (“Enel”) – no qual foram adquiridas, pela Enel, ao preço de R\$ 45,22 por ação, 122.799.289 ações ordinárias, representativas de, aproximadamente, 73,4% do capital votante da Companhia. A transação foi liquidada, com pagamento do preço e transferência das ações, em 7 de junho de 2018, ficando a Enel obrigada a adquirir ações remanescentes, nas mesmas condições, nos 30 dias que se seguiram ao Leilão, pelo preço de R\$45,22 por ação, ajustado pela taxa SELIC.

Durante o período de venda das ações remanescentes, 33.359.292 ações foram também adquiridas pela Enel, que então passou a deter, desde o dia 13 de julho de 2018, data de liquidação do último lote de ações adquiridos, 93,3% do capital da Companhia.

Em 26 de junho de 2018, foi publicado no Diário Oficial, o despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) nº 1.281, dando anuência prévia à aquisição do controle societário da Companhia pela Enel. De acordo com o despacho, a Companhia deverá enviar à Superintendência de Fiscalização Econômica e

³ Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE, de dezembro de 2017.

⁴ Dados internos de unidades faturadas, de junho de 2018.

⁵ Dados internos.

⁶ Dados acumulados até maio de 2018, da Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

Financeira da ANEEL documentos comprobatórios da formalização da operação e o diagrama do grupo econômico que simule a situação pós-operação no prazo de até 120 dias da referida publicação.

A tabela a seguir apresenta a estrutura societária da Companhia em 13 de julho de 2018, após o último pagamento das ações remanescentes ao processo da OPA.

| ACIONISTA | ON | % |
|---------------------------------------|--------------------|----------------|
| Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A | 156.158.581 | 93,32% |
| Ações em Tesouraria | 3.058.154 | 1,83% |
| Outros | 8.127.152 | 4,86% |
| Total | 167.343.887 | 100,00% |

Aumento de Capital da Companhia

Em 26 de junho e 26 de julho de 2018, foram celebrados, em caráter irrevogável e irretroatável, com a Enel, termos para adiantamento para futuro aumento de capital (“AFAC”), respectivamente, nos valores de R\$ 900 milhões e R\$ 600 milhões, creditados à Companhia nas mesmas datas da celebração dos instrumentos.

Em 26 de julho de 2018, o Conselho de Administração da Companhia aprovou proposta de aumento do capital social por subscrição privada, dentro do limite do capital autorizado, no valor de R\$ 1.500.000.036,08, com a emissão de 33.171.164 novas ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, ao preço de emissão de R\$ 45,22 por ação ordinária, a ser implementado mediante capitalização de créditos (“Aumento de Capital”).

Em decorrência do Aumento de Capital, o capital social da Companhia, atualmente no valor de R\$ 1.323.486.385,25, dividido em 167.343.887 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, passará a ser de R\$ 2.823.486.421,33, dividido em 200.515.051 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.

CONTEXTO SETORIAL

DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

A Eletropaulo é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica sujeita à regulamentação da ANEEL e do Ministério de Minas e Energia (“MME”). A Companhia também está sujeita aos termos do seu contrato de concessão, que foi celebrado com a ANEEL em 15 de junho de 1998, concedendo-lhe o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho de 2028.

A tarifa de energia elétrica (uso de rede e fornecimento), praticada pela Companhia na distribuição de energia a clientes finais, é determinada de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. Ambos estabelecem um teto para a tarifa e preveem ajustes anuais (reajuste tarifário), periódicos (a cada quatro anos) e extraordinários (quando há observância de um significativo desequilíbrio econômico-financeiro).

Nos ajustes das tarifas de energia elétrica, a ANEEL divide os custos de distribuição entre (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora (chamados de Parcela A) e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora (chamados de Parcela B).

Na Parcela A estão inclusos, entre outros, o custo de energia comprada para revenda, os encargos setoriais, e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, o retorno sobre os investimentos relacionados à concessão, considerados na Base de Remuneração Regulatória (“BRR”) da Companhia, os custos de depreciação regulatória, e os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados, sendo o resultado do cálculo corrigido pelo chamado Fator X, calculado para compartilhar ganhos de produtividade da distribuidora com os consumidores e para determinar a trajetória dos custos operacionais regulatórios. Com a homologação do 4º ciclo de revisão tarifária, o Fator X de partida foi baseado em:

- I. XPd - componente de produtividade: Consiste nos ganhos de produtividade da distribuidora no período histórico analisado, ajustado pela variação observada no mercado e nas unidades consumidoras;
- II. XT - componente de trajetória de custos operacionais: Objetiva ajustar os custos operacionais observados ao custo operacional eficiente;
- III. XQ - componente de qualidade: Mede a qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Estabelecido e revisado no decorrer do ciclo, nos reajustes tarifários anuais, quando os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B corrigidos de acordo com o índice IGP-M ajustado pelo Fator XQ.

O Fator X é o resultado da somatória desses três componentes.

A data de aniversário dos reajustes anuais e revisões tarifárias da Eletropaulo é 4 de julho.

EVENTOS REGULATÓRIOS

Reajuste Tarifário Anual

A ANEEL, em Reunião Pública de Diretoria realizada em 03 de julho de 2018, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2018, com aplicação a partir de 04 de julho de 2018. O índice de reajuste tarifário à Companhia aprovado foi de 16,40% composto por reajuste econômico de +10,47% e componente financeiro de +5,93%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, no valor de 0,56%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de +15,84%, conforme detalhado a seguir.

| Reajuste Tarifário | | |
|--|-------------------------|---------------|
| Parcela A | Encargos Setoriais | 2,58% |
| | Energia Comprada | 6,63% |
| | Encargos de Transmissão | -0,58% |
| | Parcela A | 8,63% |
| Parcela B | 1,84% | |
| Reajuste Econômico | | 10,47% |
| CVA Total | | 8,47% |
| Outros Itens Financeiros da Parcela A | | -2,54% |
| Reajuste Financeiro | | 5,93% |
| Reajuste Total | | 16,40% |
| Componentes Financeiros do Processo Anterior | | -0,56% |
| Efeito para o consumidor | | 15,84% |

A Parcela A foi reajustada em 10,98%, representando 8,63% no reajuste econômico, afetado principalmente:

- I. **Encargos Setoriais** - R\$ 3.292 milhões. Um aumento de 12,20%, representando 2,58% no reajuste econômico em função, principalmente, do aumento de 24,89% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
- II. **Energia Comprada (Inclui PROINFA)** - R\$ 7.257 milhões. O aumento de 14,52%, decorre principalmente do aumento do custo das Cotas (Lei nº 12.783/2013) e de Itaipu. O aumento do custo de compra de energia representa 6,63% no reajuste econômico; e
- III. **Encargos de Transmissão** - R\$ 1.564 milhões. A redução de 4,87% decorre principalmente da redução da Receita Anual Permitida da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando

- 0,58% no reajuste econômico.

Caso não houvesse a aplicação de Bandeiras Tarifárias, conforme detalhado na próxima seção, o índice de reajuste tarifário seria 7,12% maior, aproximando-se de 23%.

A Parcela B foi reajustada em +8,62%, representando uma participação de +1,84% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- I. IGP-M de 6,92%, no período de 12 meses findos em junho de 2018; e
- II. Fator X de -1,70 %, composto por:
 - **Componente X-Pd de 1,13%**, previamente definido na 4ª Revisão Tarifária Periódica (“4RTP”) para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Eletropaulo;
 - **Componente X-Q de -0,46%**; e
 - **Componente X-Tde -2,37%**, previamente definido na Quarta Revisão Tarifária Periódica (“4RTP”) para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Eletropaulo.

O reajuste tarifário médio de +15,84% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

| Níveis de Tensão | Efeito Médio |
|---------------------|---------------|
| Alta Tensão | 17,67% |
| Baixa Tensão | 15,14% |
| Efeito Médio | 15,84% |

Bandeiras Tarifárias

Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), tal sistema estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, conforme demonstrado a seguir:

| Método vigente de Fev/17 – Out/17 | | | Método vigente a partir de Nov/17 | | |
|-----------------------------------|---|-----------------------|-----------------------------------|--|-----------------------|
| Bandeira | | Tarifa | Bandeira | | Tarifa |
| Verde |  | Sem aumento | Verde |  | Sem aumento |
| Amarelo |  | Aumento de R\$ 20/MWh | Amarelo |  | Aumento de R\$ 10/MWh |
| Vermelho (patamar 1) |  | Aumento de R\$ 30/MWh | Vermelho (patamar 1) |  | Aumento de R\$ 30/MWh |
| Vermelho (patamar 2) |  | Aumento de R\$ 35/MWh | Vermelho (patamar 2) |  | Aumento de R\$ 50/MWh |

As bandeiras tarifárias que vigoraram ao longo de 2017 e 2018, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir.

| 2017 | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov* | Dez* |
|-------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Bandeira Tarifária |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| | | | | Patamar 1 | Patamar 1 | | | Patamar 1 | | Patamar 2 | Patamar 2 | Patamar 1 |
| CVU/PLD gatilho R\$/MWh | 128,65 | 179,74 | 279,04 | 426,99 | 447,61 | 155,85 | 237,71 | 513,51 | 411,92 | 698,14 | 533,82 | 201,51 |

CVU: Custo variável da última término despachada, válido de jan/17 a out/17; *PLD gatilho nov/17 e dez/17 (fonte: ANEEL)

| 2018 | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
|-----------------------|---|---|---|---|---|---|---|-----|-----|-----|-----|-----|
| Bandeira Tarifária |  |  |  |  |  |  |  | | | | | |
| | | | | | | Patamar 2 | Patamar 2 | | | | | |
| PLD gatilho - R\$/MWh | 189,63 | 157,28 | 184,91 | 40,16 | 193,36 | 425,01 | 505,18 | | | | | |

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

MERCADO DE ENERGIA

CONSUMO⁷

Mercado total

O mercado total da Eletropaulo, conforme demonstrado na tabela a seguir, encerrou o 2T18 com um volume de 11.026,0 GWh, aumento de 2,3% em relação ao 2T17. Quando ajustado pelos dias de faturamento (+0,5 dia, o equivalente a 53,3 GWh), o mercado total teria crescimento de 1,8% no período.

No 1S18, o mercado total teve aumento de 0,3% em relação ao 1S17, totalizando 21.725,4 GWh. Ajustado pela diferença de dias de faturamento (+0,2 dia, o equivalente a 21,8 GWh), o mercado total teria crescimento de 0,2% no período.

| Consumo - GWh | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) |
|------------------------|-----------------|-----------------|--------------|-----------------|-----------------|--------------|
| Residencial | 4.139,0 | 4.027,2 | 2,8% | 8.135,5 | 8.044,6 | 1,1% |
| Industrial | 2.164,2 | 2.189,6 | -1,2% | 4.201,3 | 4.242,5 | -1,0% |
| Cativo | 804,8 | 845,5 | -4,8% | 1.555,1 | 1.677,2 | -7,3% |
| Livre | 1.359,3 | 1.344,1 | 1,1% | 2.646,2 | 2.565,3 | 3,2% |
| Comercial | 3.690,7 | 3.539,4 | 4,3% | 7.362,3 | 7.333,7 | 0,4% |
| Cativo | 2.692,9 | 2.646,5 | 1,8% | 5.374,0 | 5.552,6 | -3,2% |
| Livre | 997,8 | 892,9 | 11,7% | 1.988,3 | 1.781,1 | 11,6% |
| Demais | 1.032,2 | 1.020,7 | 1,1% | 2.026,3 | 2.029,6 | -0,2% |
| Cativo | 652,9 | 681,0 | -4,1% | 1.268,6 | 1.351,9 | -6,2% |
| Livre | 379,3 | 339,8 | 11,6% | 757,7 | 677,7 | 11,8% |
| Mercado Cativo | 8.289,6 | 8.200,1 | 1,1% | 16.333,2 | 16.626,4 | -1,8% |
| Clientes Livres | 2.736,3 | 2.576,8 | 6,2% | 5.392,2 | 5.024,1 | 7,3% |
| Mercado Total | 11.026,0 | 10.777,0 | 2,3% | 21.725,4 | 21.650,4 | 0,3% |

Não inclui Consumo Próprio

Mercado cativo

O mercado cativo somou 8.289,6 GWh no 2T18, o que correspondeu a um aumento de 1,1% comparado ao 2T17. Ajustando-se o mercado do 2T17 pelos fatores: i) migrações do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), com impacto desfavorável de 166,8 GWh; ii) dias de faturamento a mais no 2T18 (0,6 dia, equivalente a +54,2 GWh); e iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto favorável de 16,6 GWh, o mercado cativo no 2T18 teria aumento de 2,3%, puxado pelas classes residencial e comercial.

⁷ Considera o consumo de serviços de condomínio na classe comercial.

No 1S18, o mercado cativo totalizou 16.333,2 GWh, uma queda de 1,8% ante o 1S17. Ajustando-se os efeitos: i) migrações do ACR para o ACL, com impacto negativo de 409,8 GWh; ii) dias de faturamento a mais no 1S18 (+0,3 dia, equivalente a +20,6 GWh); e iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto positivo de 30,0 GWh, o mercado cativo teria aumento de 0,4%.

Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.736,3 GWh no 2T18, um aumento de 6,2% quando comparado ao 2T17, devido principalmente à migração de clientes ao ACL.

Desde o 2T18, entre migrações ao ACL e retornos ao ACR, foram adicionadas 169 unidades ao faturamento do ACL, totalizando 1.262 unidades no 2T18. Isso resultou em um acréscimo de 150,2 GWh nesse mercado que, se descontados do mercado livre faturado no período, refletem em crescimento de 0,3% no trimestre.

No 1S18, o mercado livre somou 5.392,2 GWh, um aumento de 7,3% em relação ao 1S17. O impacto líquido entre migrações ao ACL e retornos ao ACR foi um acréscimo de 379,9 GWh nesse mercado que, se descontados, refletem em queda de 0,2% no período.

Desempenho do mercado por classe de consumo (Cativo + livre)

Residencial

O consumo da classe residencial somou 4.139,0 GWh no 2T18, o que correspondeu a um aumento de 2,8% em relação ao 2T17. Neste período, a classe foi impactada favoravelmente por 0,8 dia a mais de faturamento (35,8 GWh) e incremento de aproximadamente 179 mil unidades consumidoras no 2T18, enquanto o consumo médio por unidade se manteve estável. Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado residencial teria um crescimento de 1,9% no trimestre.

Adicionalmente, o mercado da classe residencial foi influenciado pelo crescimento da massa de renda na região metropolitana de São Paulo⁸, de 4,0% no período entre janeiro e abril de 2018 em relação ao mesmo período do ano anterior.

No 1S18, o consumo da classe residencial somou 8.135,5 GWh, o que correspondeu a um aumento de 1,1% em relação ao 1S17. Neste período, a classe foi impactada favoravelmente por 1,1 dia a mais de faturamento (47,8 GWh) e incremento médio de aproximadamente 182 mil unidades consumidoras no 2T18, enquanto o consumo médio por unidade se manteve estável. Por outro lado, houve queda do consumo médio por unidade principalmente em janeiro e fevereiro, em função de menor temperatura no período (-1,6°C ou 5,3%). Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado residencial teria um crescimento de 0,5% no semestre.

Comercial

O total do consumo faturado para a classe comercial foi de 3.690,7 GWh no 2T18, o que representou um aumento de 4,3% ante o 2T17. Neste período, a classe foi impactada favoravelmente por 0,4 dia a mais de faturamento (14,3 GWh) e pelo aumento do consumo médio por unidade (3,3%), influenciado pelas altas temperaturas do período (temperaturas máximas, em média, +0,5°C em comparação com o 2T17) e pelo incremento médio de aproximadamente 3,7 mil unidades consumidoras no 2T18. Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado comercial teria um crescimento de 3,9% no trimestre.

No 1S18, o consumo da classe comercial totalizou 7.362,3 GWh, o que correspondeu a um aumento de 0,4% em relação ao 1S17. Neste período, houve incremento médio de aproximadamente 3,4 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados no 1S18 e melhora da atividade do comércio. Por outro lado, a classe foi impactada desfavoravelmente por 0,1 dia a menos de faturamento (10,4 GWh) e pela queda do consumo médio por unidade em janeiro e fevereiro, em função de menor temperatura no período. Se

⁸ Índice de massa de rendimentos reais dos ocupados da Região Metropolitana de São Paulo. Pesquisa de Emprego e Desemprego do Dieese.

descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado comercial teria um crescimento de 0,5% no semestre.

Adicionalmente, o mercado comercial é positivamente afetado pela melhora da atividade do comércio no período (indicador de atividade do comércio aponta alta de 5,4% no 2T18 e 6,3% no 1S18⁹).

Industrial

No 2T18, o consumo da classe industrial decresceu 1,2% em relação ao 2T17, totalizando 2.164,2 GWh. Neste período, o desempenho da classe foi influenciado pela queda do consumo dos segmentos de fabricação de produtos químicos (-3,7%) e de produtos de minerais não-metálicos (-8,5%), parcialmente compensada pelo crescimento dos segmentos de fabricação de produtos de borracha e plástico (3,2%) e de veículos automotores (1,3%). Os resultados do trimestre foram significativamente impactados pela greve do setor de transportes, ocorrida no final de maio, mês em que a produção industrial do estado São Paulo decresceu 4,2%¹⁰. O efeito da diferença de dias de faturamento não foi significativo no período de comparação.

No 1S18, o consumo da classe industrial totalizou 4.201,3 GWh, o que correspondeu a uma queda de 1,0% em relação ao 1S17. Neste período, o desempenho da classe foi influenciado pela queda do consumo dos segmentos de fabricação de produtos químicos (-3,6%) e de produtos alimentícios (-2,6%), parcialmente compensada pelo crescimento dos segmentos de fabricação de produtos de borracha e plástico (4,6%) e de metalurgia (3,0%). A classe ainda foi impactada desfavoravelmente por 0,5 dia a menos de faturamento (11,2 GWh), que se descontado, reflete em queda de 0,7% no semestre.

Demais Classes (Poder Público, Rural, Serviço Público e Iluminação pública)

O consumo das demais classes foi de 1.032,2 GWh no 2T18, representando um aumento de 1,1% em relação ao 2T17, principalmente em função do aumento das classes serviços públicos e rural, que avançaram 2,2% e 2,9% respectivamente. O efeito da diferença de dias de faturamento não foi significativo no período de comparação.

Esse resultado foi parcialmente compensado pela queda da classe de iluminação pública (-0,4%) já ajustada pela diferença de dias de faturamento.

No 1S18, o consumo das demais somou 2.026,3 GWh, o que correspondeu a uma queda de 0,2% em relação ao 1S17, refletindo a queda das classes de poderes públicos e iluminação pública, que decresceram 3,0% e 1,7% respectivamente. Neste período, as demais classes foram impactadas desfavoravelmente por 1,8 dia a menos de faturamento (4,4 GWh). Se descontado esse efeito, o mercado das demais classes teria um crescimento de 0,05% no semestre.

DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL

OPERAÇÃO¹¹

Os critérios de cálculo do DEC ("Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora") e FEC ("Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora"), definidos pela ANEEL, consideram as interrupções acima de três minutos e, desse resultado, são expurgados os dias com volume atípico de ocorrências.

As compensações aos clientes pelas transgressões aos limites de DEC e FEC são definidas pela ANEEL para a distribuidora e seu pagamento se dá com base nos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI. As metas para estes

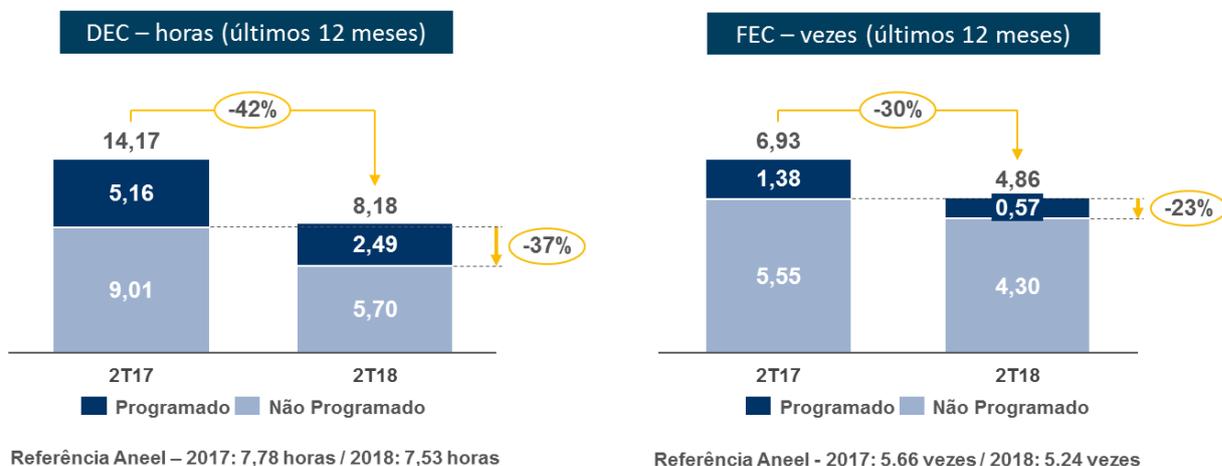
⁹ Indicador de atividade do comércio do Serasa Experian. Comparação do indicador nos períodos de abril a junho de 2018 em relação ao mesmo período de 2017.

¹⁰ Indicador de atividade industrial da Federação das Indústrias de São Paulo (FIESP). Comparação entre maio de 2018 e maio de 2017.

¹¹ Valores preliminares para o 2T18. Apuração final será confirmada no início de agosto de 2018.

indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica da instalação do cliente (alta, média ou baixa tensão) como a localização geográfica da instalação.

O gráfico a seguir apresenta um comparativo desses indicadores no 2T17 ante 2T18:



DEC - Últimos 12 meses

No 2T18 o DEC da Companhia foi de 8,18 horas, uma redução expressiva de 42,3% em relação ao valor registrado no 2T17.

Em relação à parcela programada houve uma redução de 51,7%, representando 2,67 horas a menos de interrupção emergencial sentida pelo cliente, enquanto que a parcela não programada reduziu 36,7% em relação ao mesmo período do ano passado, resultado de ações do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade como: desenvolvimento de equipes multitarefas, melhoria dos processos de despacho de ordens emergenciais com implantação de inovações, utilização da metodologia Lean e gestão à vista suportada por ferramentas data analytics.



FEC - Últimos 12 meses

No 2T18 o FEC da Companhia foi de 4,86 vezes, uma redução de 29,8% em relação ao valor registrado no 2T17, valor este inferior ao limite regulatório para o ano de 2018 de 5,24 vezes.

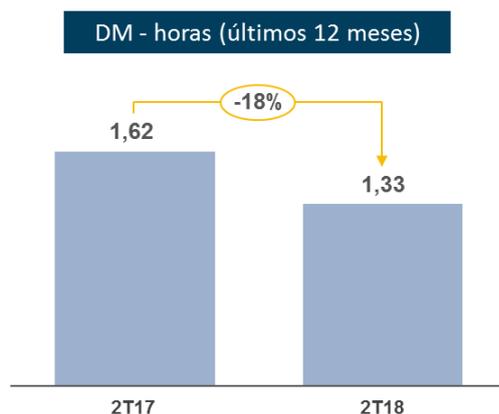
Em relação à parcela programada, a Companhia registrou uma expressiva redução de 58,7% em relação ao mesmo período de 2017, enquanto que a parcela não programada reduziu 22,5%.

A melhora da performance reflete o grande investimento em manutenção programada, como expansão de rede, execução de manutenção preventiva, poda de árvores e instalação de automação da rede (sistemas supervisionados e sistemas de auto recomposição, tais como religadores e chaves automáticas), além de novas subestações, larga aplicação de rede compacta e utilização de novos equipamentos, tais como big jumper e chave provisória para redução de trecho de desligamento com maior número de equipamentos.

Como consequência da evolução dos indicadores de qualidade, os valores em compensações com DIC/FIC/DMIC/DICRI tiveram um impacto positivo de aproximadamente R\$ 11,4 milhões no comparativo entre o 2T18 e 2T17 e R\$ 37,0 milhões no comparativo entre o 1S18 e 1S17.

O gráfico que segue destaca a redução das Durações Médias das Interrupções (“DM”) que ocorreu em função das ações no âmbito do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, a destacar:

- I. substituição de 13,4 mil conectores e ramais no 2T18;
- II. realização de 107,8 mil podas no 2T18;
- III. instalação de 111 religadores automáticos no 2T18; e
- IV. instalação de 624 detectores de falha no 2T18.



A duração média de atendimento das ocorrências emergenciais no 2T18 caiu 18% comparado ao mesmo período de 2017, refletindo positivamente a melhoria no processo de priorização e despacho, e agilidade na reação dos desligamentos emergenciais.

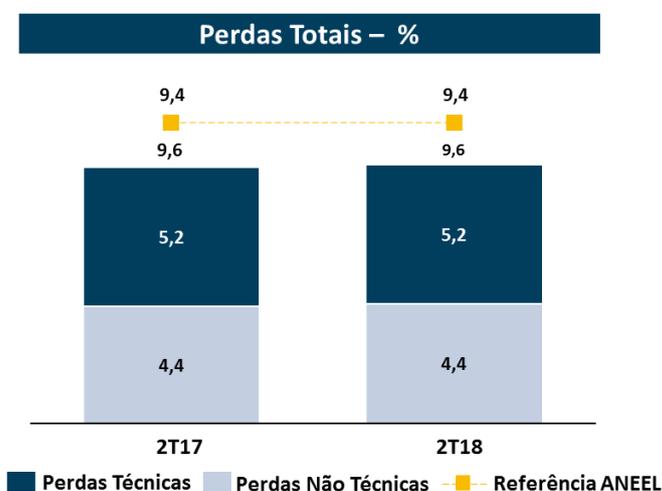
GESTÃO DA RECEITA

PERDAS

O percentual de perdas é a taxa obtida por meio da divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes (descontada do faturamento retroativo da cobrança das fraudes) pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses (47.588 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,62%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,21%) e não técnicas (4,41%). Em comparação ao 2T17, as perdas totais apresentaram uma leve redução de 0,03 p.p., decorrente do incremento dos cortes a partir de jan/18. Vale destacar que o resultado do trimestre foi impactado pela greve do setor de transportes, período no qual tivemos que manter alguns de nossos veículos parados.

A Eletropaulo tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com um programa de mapeamento e recadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação. No 2T18, aproximadamente 442,6 mil famílias foram beneficiadas com este programa.



Perdas Técnicas: Valores calculados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão determinado pela ANEEL.

Referência Aneel: Referência de perdas para o ano regulatório normalizada para o ano civil.

Principais Ações para Redução de Perdas no 2T18

Dentre as principais ações promovidas para a redução de perdas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se:

Inspeções de Fraude

Para identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição, foram realizadas 98,1 mil inspeções e identificadas 28,7 mil irregularidades no 2T18, contra 106,9 mil inspeções e 33,5 mil irregularidades no 2T17. Nos 1S18 foram realizadas 204,9 mil inspeções e identificadas 53,8 mil irregularidades, contra 202,5 mil inspeções e 61,0 mil irregularidades nos 1S17.

Programa de Recuperação de Instalações Cortadas

Tem por objetivo recuperar as instalações de clientes que consomem energia de forma irregular após terem sido cortados por inadimplência. No 2T18, foram realizadas 134,1 mil visitas e 9,5 mil instalações foram recuperadas, ante 115,8 mil visitas e 43,5 mil instalações recuperadas no 2T17. Nos 1S18 foram realizadas 239,7 mil visitas e 20,3 mil instalações foram recuperadas, ante 240,3 mil visitas e 68,8 mil instalações recuperadas nos 1S17. A redução no volume de instalações recuperadas deve-se à segmentação do processo, onde instalações com encerramento de contrato passaram a ser tratadas no processo de combate às perdas administrativas.

Regularização de Ligações Informais (Clandestinas)

Tem por objetivo transformar consumidores clandestinos em clientes regulares. No 2T18, foram regularizadas 16,7 mil ligações informais, contra 15,5 mil regularizações no 2T17¹². Nos 1S18, foram regularizadas 32,3 mil instalações informais, contra 29,4 mil instalações nos 1S17. Desde 2004, mais de 857 mil instalações já foram regularizadas.

Redução de Perdas Administrativas

Com objetivo de identificar oportunidades nos processos do ciclo comercial que geram perdas de faturamento, foram identificadas cerca de 39,4 mil instalações com esse tipo de perdas no 2T18 ante 38,1 mil no 2T17. As principais causas estão relacionadas às instalações com contratos rescindidos e aos impedimentos de leitura de medidores para o faturamento. Até junho de 2018 foram regularizadas 83,8 mil instalações, contra 80,6 mil instalações no mesmo período de 2017.

No 2T18, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 82,3 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 205,3 GWh de energia, ante os 206,6 GWh adicionados no 2T17. Nos últimos seis meses, foram acrescentados 403,6 GWh de energia que corresponde a um faturamento aproximado de R\$ 160,6 milhões. Estes montantes estão divididos da seguinte forma:

- I. R\$ 41,9 milhões (116,5 GWh) nos 1S18, sendo R\$ 20,9 milhões (58,0 GWh) no 2T18 em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- II. R\$ 24,7 milhões (59,7 GWh) nos 1S18, sendo R\$ 12,6 milhões (30,5 GWh) no 2T18 com a regularização de ligações informais;



¹² A diferença de valor publicado no 2T17 e 1S17 deve-se à alteração no critério de contabilização adotado atualmente, onde não são contabilizadas as regularizações de modificações solicitadas pelo cliente.

- III. R\$ 21,5 milhões (51,9 GWh) nos 1S18, sendo R\$ 9,3 milhões (22,5 GWh) no 2T18 com a recuperação de clientes cortados;
- IV. R\$ 60,2 milhões (145,7 GWh) nos 1S18, sendo R\$ 33,0 milhões (79,9 GWh) no 2T18 com redução de perdas administrativas;
- V. R\$ 12,3 milhões (29,8 GWh) nos 1S18, sendo R\$ 6,0 milhões (14,5 GWh) no 2T18 com o faturamento de energia retroativa de consumo irregular.

Projeto Recycle Mais, Pague Menos

O Recycle Mais, Pague Menos é um projeto do programa de eficiência energética da Companhia que oferece desconto na conta de energia elétrica aos clientes residenciais em troca de materiais recicláveis. Não existe limite de desconto para os clientes. Desta forma, a conta de energia elétrica do mês pode ser zerada ou até mesmo gerar um crédito para o mês seguinte.

Este projeto tem se mostrado uma importante alternativa para os clientes conciliarem suas contas de energia elétrica com o orçamento familiar, contribuindo para evitar o aumento do índice de inadimplência e para melhorar o índice de recuperação de receita.

No 2T18, 747 novos clientes se cadastraram no projeto, comparado a 530 novos clientes cadastrados no 2T17. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 48,4 mil no 2T18, com a coleta de 225,1 toneladas de resíduos no trimestre, o que representou uma redução de 12,3% em relação ao 2T17, quando foram concedidos R\$ 55,2 mil em bônus.

No 1S18, 1.602 novos clientes se cadastraram no projeto, comparado a 1.212 novos clientes cadastrados no 1S17, totalizando 54,2 mil clientes cadastrados desde o início do projeto em 2013. O valor do bônus concedido totalizou R\$ 121,7 mil no 1S18, com coleta de 565,2 toneladas de resíduos, o que representa um aumento de 4,6% em relação ao 1S17, quando foram concedidos R\$ 116,2 mil em bônus.

Os valores concedidos como bônus aos clientes retornam para a Companhia por meio da recicladora contratada pelo projeto, que compra os materiais recicláveis, de forma que a receita não sofra alteração.

Tarifa Social de Energia Elétrica

A Resolução Normativa 572/2013 de 13/08/2013, com vigência a partir de 12 de dezembro de 2013, estabelece um procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa Social de Energia Elétrica (“TSEE”). Com a referida Resolução, o cliente que não atender aos critérios estabelecidos perderá o direito à Tarifa Social, sendo que as distribuidoras devem comunicar os motivos e orientar sobre a manutenção do referido benefício. Para avaliação quanto ao atendimento aos critérios de elegibilidade, a Resolução Normativa 572/2013 estabelecia dois processos de validação anual, que ocorriam em janeiro e julho de cada ano.

A partir de 10 de maio de 2016 entrou em vigor a Resolução Normativa nº 717/2016 que aprimorou o procedimento para comprovação do atendimento dos critérios de elegibilidade à concessão da TSEE, onde as principais mudanças são:

- I. inclusão do processo de validação pela repercussão cadastral e notificação ao cliente por meio de mensagem em fatura;
- II. processo de validação pela repercussão cadastral: visa avaliar se a situação cadastral da família é compatível com sua permanência na TSEE, conforme procedimentos do Ministério de Desenvolvimento Social (“MDS”) e ANEEL. Essa validação é realizada pelo MDS, sendo que mensalmente a ANEEL encaminha a lista de repercussão às distribuidoras contendo as famílias que devem ser notificadas para atualização cadastral ou sobre o descadastramento e;
- III. notificação por meio de mensagem em fatura: todas as famílias contidas na lista de repercussão devem ser notificadas com mensagem em fatura. O tipo de mensagem e o período em que essas devem ser impressas são definidos conforme cronograma da ANEEL.

Considerando as novas definições da Resolução Normativa 717/16, entre maio de 2016 e junho de 2018 foram realizados cerca de 260 mil descadastramentos da Tarifa Social e aproximadamente 664,4 mil notificações ao cliente por meio de mensagem em fatura.

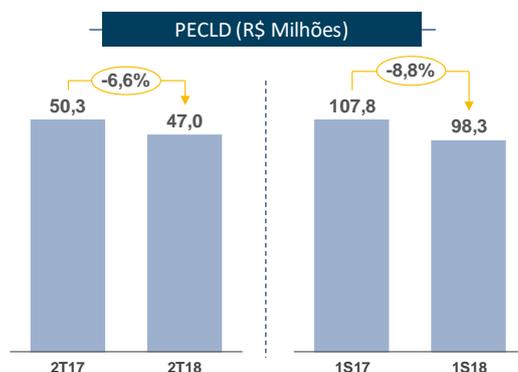
| Período | Descadastramento Efetivo |
|--------------|--------------------------|
| 2016 | 71.693 |
| 2017 | 136.798 |
| 1T18 | 8.214 |
| 2T18 | 44.040 |
| Total | 260.745 |

Para minimizar o impacto aos clientes, a Eletropaulo tem realizado diversas medidas, como:

- I. realização de reuniões sobre o tema com representantes dos 24 municípios da área de concessão, líderes comunitários e PROCON;
- II. realização de treinamento para as equipes de atendimento;
- III. realização de saneamento na base cadastral dos clientes e atuação junto aos consumidores por meio do Projeto CadÚnico Atualização.

Em junho de 2018, a Companhia faturou 442,6 mil clientes com TSEE versus 473,5 mil faturados em junho de 2017.

PECLD (Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa)



No 2T18 a PECLD apresentou uma movimentação líquida de R\$ 47,0 milhões, R\$ 3,3 milhões inferior comparado ao 2T17. Este resultado reflete as ações adotadas pela Companhia visando aprimorar os processos já existentes, bem como ampliar a inteligência com o objetivo de evitar e reduzir a inadimplência em um cenário de recuperação econômica, parcialmente compensada pela greve dos caminhoneiros, quando mantivemos o uso dos nossos veículos estritamente para o atendimento de serviços essenciais e emergências, decorrente da escassez de combustíveis nos postos.

No 1S18 a movimentação líquida ficou abaixo em R\$ 9,5 milhões em relação ao mesmo período do ano passado, sendo o total do semestre de R\$98,3 milhões contra R\$107,8 milhões em 2017, em função dos mesmos fatores mencionados acima.

Ações de Negociação

Para diminuir os níveis de inadimplência, a Eletropaulo continua intensificando suas práticas de esclarecimento de dúvidas e ações para facilitar o pagamento. Dentre tais ações, foi implementado no 1T17 o portal de negociação para auxiliar no processo de negociação de dívidas, proporcionando mais praticidade e agilidade. No 2T18, foram realizadas 111,9 mil negociações somente pelo portal, totalizando um montante de R\$ 53,4 milhões negociados. No 1S18 foram realizadas 209,0 mil negociações pelo portal, totalizando um montante de R\$ 105,4 milhões negociados.



Outra ação importante para mitigar os riscos de inadimplência diz respeito aos feirões de negociação, eventos nos quais os clientes podem negociar suas dívidas diretamente com a Companhia, assim como obter descontos e opções de parcelamento. No 2T18 foram realizados 4 feirões, resultando em 2.955 acordos e R\$ 8,4 milhões negociados. Considerando as ações do 1T18, no 1S18, foram então realizados 8 feirões, resultando em 5.786 acordos e R\$ 17,3 milhões negociados.

Além disso, a Companhia investiu em ações de comunicação, por meio de: (i) campanhas de marketing, utilizando SMS e e-mail marketing; (ii) reforço do tema nas redes sociais; (iii) divulgação nos canais de comunicação (conta de luz, cartaz em lojas, entre outros).

FOCO NO CLIENTE

Para garantir a satisfação de seus clientes, a Eletropaulo realiza pesquisas que avaliam os processos da companhia. As pesquisas são realizadas em parceria com a ABRADÉE (Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica), por meio de entrevistas realizadas na área de concessão da Eletropaulo.

A tabela a seguir apresenta a evolução do índice de satisfação da Companhia para 2017 e 2018:

| Índice de Desempenho | 2018 | 2017 |
|----------------------------------|--------|--------|
| Índice de Satisfação de Clientes | 75,90% | 74,90% |

Em 2018, a Eletropaulo atingiu 75,9% no Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes residenciais (“ISQP”), evolução de 1,0 p.p quando comparado ao resultado de 2017. As áreas de qualidade que mais apresentaram evolução foram as de “Informação e Comunicação” e “Fornecimento” que apresentaram crescimento de 6,8 p.p e 3,4 p.p, respectivamente. Podemos atribuir essa melhoria no indicador devido ao nível de investimentos e ações voltadas para a Recuperação dos Indicadores de Qualidade realizadas nos últimos 2 anos, bem como da divulgação destas para os clientes nas regiões afetadas.

Reclamações Comerciais



Outro resultado que comprova o compromisso da Companhia com o foco no cliente é a redução das reclamações comerciais. Ao compararmos o 2T18 com o mesmo período de 2017, temos uma redução de 32% no total de reclamações, advinda principalmente de melhorias nos processos das áreas de faturamento e serviços técnicos comerciais, maiores ofensores nos três níveis (Atendimento, Ouvidoria e ANEEL) de reclamações.

Se a comparação for entre o 1S17 e o 1S18, este percentual é ainda maior (45%), mantendo-se o destaque para a redução nas áreas de faturamento e serviços técnicos comerciais.

Como exemplo das ações de melhoria, podemos citar a automação do processo de cobrança do cliente de valores que não foram faturados no mês corrente e alterações do parâmetro de anomalias nas faturas de energia. Além de outras ferramentas de gestão desenvolvidas pela Companhia.

Transformação Digital do Atendimento

A Companhia busca se adaptar rapidamente aos novos hábitos de seus clientes para garantir a satisfação, por meio de soluções tecnológicas que ofereçam comodidade e acessibilidade.

No 2S17, a Eletropaulo iniciou a implementação de ferramentas tecnológicas com inteligência artificial, como o OCR que reconhece documentos, com o objetivo de facilitar a comunicação com o cliente. Em 2018, ainda serão implementadas as ferramentas chatbot (programa de computador que tenta simular um ser humano na conversação com as pessoas) e URA (Unidade de Resposta Audível) visual. Após estudo de usabilidade e navegabilidade, a Eletropaulo atualizou seu site de serviços lançando novas versões mobile e desktop, oferecendo uma melhor experiência de navegação aos usuários.

Ainda em 2018, a Eletropaulo migrará sua plataforma de atendimento para a nuvem e implementará a solução Omnichannel (Ocena/Avaya), otimizando e agilizando o atendimento dos serviços, aumentando assim a retenção dos clientes nos canais digitais.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da Eletropaulo totalizou R\$ 5.895,5 milhões no 2T18, apresentando um crescimento de 16,4% ou R\$ 832,4 milhões, quando comparada ao 2T17, explicada, principalmente por:

- I. aumento de R\$ 427,0 milhões do ativo e passivo financeiro setorial em função do aumento do risco hidrológico, do PLD e maior custo com aquisição da energia de Itaipu (resultado da desvalorização cambial do real frente ao dólar);
- II. aumento de R\$ 288,6 milhões na receita de fornecimento faturada (ex-transferência para atividade de distribuição) e não faturada, incluindo as bandeiras;
- III. aumento de R\$ 88,8 milhões da receita de construção devido ao maior nível de investimentos em infraestrutura da concessão do 2T18, com foco na melhoria dos serviços prestados;

- IV. aumento de R\$ 57,0 milhões com venda de energia no curto prazo, resultado da exposição financeira gerada pelo maior PLD no período;
- V. maior atualização do ativo financeiro da concessão, fruto do maior IPCA no período, no valor de R\$ 35,6 milhões;
- VI. redução com penalidades regulatórias (DIC/FIC/DMIC/DICRI) no valor de R\$ 11,4 milhões, resultado da melhoria dos indicadores de qualidade; parcialmente compensados pela:
- VII. receita gerada pelos acordos bilaterais no valor de R\$ 74,9 milhões no 2T17.

No acumulado do ano, a receita bruta da Companhia totalizou R\$ 11.100,3 milhões, apresentando um aumento de R\$ 1.172,9 milhões, quando comparado ao mesmo período do ano anterior. As principais variações são explicadas a seguir:

- I. aumento de R\$ 838,0 milhões no ativo e passivo financeiro setorial quando comparado com o 1S17, pelos mesmos motivos referenciados acima;
- II. maior receita de fornecimento faturada (ex-transferência para atividade de distribuição) e não faturada, incluindo as bandeiras, no valor de R\$ 196,9 milhões;
- III. aumento de R\$ 137,3 milhões na receita de construção em relação ao mesmo período;
- IV. R\$ 48,8 milhões adicionais referente a atualização do ativo financeiro da concessão em relação ao 1S17, em função do maior IPCA;
- V. redução de R\$ 37,0 milhões em penalidades regulatórias (DIC/FIC/DMIC/DICRI); parcialmente compensada:
- VI. receita gerada pelos acordos bilaterais no valor de R\$ 85,4 milhões no 1S17.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções totalizaram R\$ 2.243,8 milhões no 2T18, o que representa um aumento de R\$ 153,9 milhões na comparação com o mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores:

- I. aumento de R\$ 107,0 milhões da conta de CDE;
- II. maior recolhimento de ICMS no valor de R\$ 25,2 milhões;
- III. aumento de R\$ 24,3 milhões da conta de PIS/COFINS; parcialmente compensado pela:
- IV. redução R\$ 5,5 milhões da CCRBT, em virtude das Bandeiras Tarifárias no período.

No acumulado do ano, as deduções totalizaram R\$ 4.246,8 milhões, um aumento de 3,1% em relação ao mesmo período de 2017. As principais variações do período foram:

- I. aumento de R\$ 156,1 milhões da conta de CDE;
- II. aumento de R\$ 18,1 milhões da conta de PIS/COFINS;
- III. maior recolhimento de ICMS no valor de R\$ 13,0 milhões; parcialmente compensado pela:
- IV. redução de R\$ 62,6 milhões da conta de encargos da CCRBT, em virtude das Bandeiras Tarifárias no período.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Considerando as variações expostas, no 2T18, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 3.651,7 milhões, um aumento de R\$ 678,4 milhões (22,8%) em relação ao 2T17.

No 1S18, a receita operacional líquida foi de R\$ 6.853,6 milhões, uma melhora de 18% em relação ao 1S17.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 3.174,3 milhões no 2T, um crescimento de 29,5% em relação ao 2T17.

No acumulado do ano, esses custos e despesas totalizaram R\$ 5.856,6 milhões, excluindo depreciação e custo de construção, aumento de 21,9% comparado ao mesmo período do ano passado. As principais variações estão detalhadas a seguir:

| Custos e Despesas Operacionais* (R\$ milhões) | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) |
|--|----------------|----------------|--------------|----------------|----------------|--------------|
| Parcela A | 2.541,0 | 1.905,7 | 33,3% | 4.655,2 | 3.689,5 | 26,2% |
| Energia Comprada para Revenda | 2.080,9 | 1.714,2 | 21,4% | 3.723,5 | 3.304,7 | 12,7% |
| Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão | 460,1 | 191,5 | 140,2% | 931,7 | 384,8 | 142,1% |
| PMSO | 633,3 | 545,1 | 16,2% | 1.201,4 | 1.113,5 | 7,9% |
| Pessoal e Entidade de Previdência | 299,6 | 306,4 | -2,2% | 612,1 | 607,1 | 0,8% |
| Pessoal | 207,0 | 208,3 | -0,6% | 426,9 | 411,1 | 3,9% |
| Entidade de Previdência | 92,5 | 98,0 | -5,6% | 185,2 | 196,1 | -5,6% |
| Serviços de Terceiros | 186,5 | 138,0 | 35,2% | 322,2 | 281,1 | 14,6% |
| Materiais | 19,6 | 16,6 | 17,8% | 37,3 | 33,4 | 11,8% |
| PECLD | 47,0 | 50,3 | -6,6% | 98,3 | 107,8 | -8,8% |
| Contingências | 51,4 | 6,2 | 724,5% | 63,2 | 24,6 | 156,7% |
| Outros | 29,2 | 27,6 | 5,9% | 68,3 | 59,4 | 15,0% |
| Total | 3.174,3 | 2.450,8 | 29,5% | 5.856,6 | 4.803,0 | 21,9% |

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

Parcela A

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 2T18, a despesa com energia comprada para revenda aumentou em 21,4%, ou R\$ 366,7 milhões, em comparação ao 2T17, totalizando R\$ 2.080,9 milhões. No 1S18, aumento de 12,7%, ou R\$ 418,8 milhões, totalizando R\$ 3.723,5 milhões. A seguir estão detalhadas as principais variações:

- I. **Risco Hidrológico:** R\$ 130,0 milhões superior no comparativo 2T18 versus 2T17 e R\$ 169,0 milhões no comparativo 1S18 versus 1S17. A Variação está principalmente associada ao aumento do PLD médio associado ao GSF mensal de 2018
- II. **Leilões¹³:** aumento de R\$ 222,4 milhões no trimestre, em função, do aumento do preço médio dos leilões e também ao maior despacho térmico no período. No 1S18, a variação totalizou um aumento de R\$ 232,8 milhões comparado ao mesmo período do ano passado.
- III. **Itaipu:** aumento de R\$ 40,5 milhões no comparativo entre 2T18 e 2T17 e R\$ 34,1 milhões no comparativo do 1S18 versus 1S17, decorrente da desvalorização cambial do real frente ao dólar.
- IV. **Proinfra:** aumento de R\$ 5,3 milhões no 2T18 versus 2T17, refletindo aumento de 8,1% na tarifa média entre os trimestres. No 1S18, aumento de R\$ 10,7 milhões, em função do aumento da tarifa média em 11,4%, explicado pelo mesmo fator acima

¹³ Inclui Quotas de Garantia Físicas, Ressarcimento relacionado aos leilões e Compra na CCEE.

| Fontes de Compra de Energia | Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte em R\$/MWh | | | | | | Participação da Fonte | | | |
|-----------------------------|---|-------|---------|-------|-------|---------|-----------------------|------------|------------|------------|
| | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) | 2T18 Part. | 2T17 Part. | 1S18 Part. | 1S17 Part. |
| Itaipu | 241,7 | 208,6 | 15,9% | 222,6 | 200,9 | 10,8% | 22,3% | 24,0% | 22,1% | 23,1% |
| Leilão ¹ | 161,5 | 133,1 | 21,4% | 160,9 | 142,7 | 12,8% | 71,5% | 69,8% | 71,8% | 71,0% |
| Angra 1 e 2 | 248,7 | 228,0 | 9,1% | 247,8 | 232,5 | 6,6% | 4,2% | 4,2% | 4,1% | 3,9% |
| Proinfa | 324,6 | 300,3 | 8,1% | 331,1 | 297,3 | 11,4% | 2,0% | 2,0% | 2,0% | 2,0% |
| Tarifa ² | 213,9 | 176,8 | 21,0% | 190,0 | 164,8 | 15,3% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

1- Considera Quotas de Garantia Física e Ressarcimento | 2- Considera Quotas de Garantia Física, Ressarcimento, Risco Hidrológico e Créditos de Pis/Cofins

| Volume de Energia Comprada por Fonte (GWh) | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) |
|--|----------------|----------------|-------------|-----------------|-----------------|--------------|
| Itaipu | 2.172,3 | 2.323,0 | -6,5% | 4.326,8 | 4.624,8 | -6,4% |
| Leilão | 6.953,9 | 6.769,9 | 2,7% | 14.079,8 | 14.246,3 | -1,2% |
| Angra 1 e 2 | 406,7 | 406,7 | 0,0% | 809,1 | 792,0 | 2,2% |
| Proinfa | 196,8 | 194,9 | 0,9% | 386,3 | 394,2 | -2,0% |
| Volume Total | 9.729,7 | 9.694,4 | 0,4% | 19.602,0 | 20.057,2 | -2,3% |

Custo com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 460,1 milhões no 2T18, um aumento de R\$ 268,6 milhões, em comparação ao 2T17. A variação é explicada, principalmente, pelo:

- I. aumento do custo com uso da rede básica em R\$ 228,6 milhões devido ao aumento nas tarifas no reajuste tarifário 2017, decorrente da indenização de investimentos realizados por transmissoras que renovaram concessão em 2013; e
- II. maiores despesas no montante de R\$ 39,0 milhões referente ao transporte de energia - Furnas/Itaipu em função da referida indenização às transmissoras e aumento da tarifa de transmissão.

No acumulado do ano, a variação com despesas com encargos do uso da rede elétrica e transmissão totalizaram R\$ 931,7 milhões, aumento de 142,1%, ou R\$ 546,9 milhões, explicada, principalmente, pelo:

- I. aumento de R\$ 450,5 milhões do custo com uso da rede básica em função do aumento nas tarifas no reajuste tarifário 2017, decorrente da indenização de investimentos realizados por transmissoras que renovaram concessão em 2013; e
- II. maior custo com Transporte de energia com Furnas/Itaipu em função da variação da referida indenização às transmissoras e aumento da tarifa de transmissão de R\$ 76,1 milhões.

OPEX - PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 2T18, o OPEX reportado foi de R\$ 633,3 milhões, um aumento de R\$ 88,2 milhões quando comparado ao mesmo período do ano de 2017. Excluindo o fundo de pensão, verifica-se um aumento de R\$ 93,7 milhões. No acumulado do ano, o OPEX reportado foi de R\$ 1.201,4 milhões, um aumento de R\$ 87,9 milhões comparado ao mesmo período do ano passado. Excluindo o fundo de pensão, a variação do OPEX seria um aumento de R\$ 98,8 milhões.

As principais variações são detalhadas a seguir:

| OPEX - R\$ milhões | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|--------------|
| Pessoal | 207,0 | 208,3 | -0,6% | 426,9 | 411,1 | 3,9% |
| Serviços de Terceiros | 186,5 | 138,0 | 35,2% | 322,2 | 281,1 | 14,6% |
| Material | 19,6 | 16,6 | 17,8% | 37,3 | 33,4 | 11,8% |
| Outras Despesas | 29,2 | 27,6 | 5,9% | 68,3 | 59,4 | 15,0% |
| PMSO (ex-Fundo de Pensão) | 442,4 | 390,5 | 13,3% | 854,7 | 785,0 | 8,9% |
| PECLD e Baixas | 47,0 | 50,3 | -6,6% | 98,3 | 107,8 | -8,8% |
| Contingências | 51,4 | 6,2 | 724,5% | 63,2 | 24,6 | 156,7% |
| OPEX (ex-Fundo de Pensão) | 540,8 | 447,0 | 21,0% | 1.016,2 | 917,4 | 10,8% |
| Entidade de Previdência | 92,5 | 98,0 | -5,6% | 185,2 | 196,1 | -5,6% |
| OPEX Reportado | 633,3 | 545,1 | 16,2% | 1.201,4 | 1.113,5 | 7,9% |

Pessoal

| Pessoal - R\$ milhões | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) |
|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Pessoal e Encargos | 207,0 | 208,3 | -0,6% | 426,9 | 411,1 | 3,9% |
| Entidade de Previdência Privada | 92,5 | 98,0 | -5,6% | 185,2 | 196,1 | -5,6% |
| Total | 299,6 | 306,4 | -2,2% | 612,1 | 607,1 | 0,8% |

Despesas com Pessoal e Encargos

No 2T18, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 207,0 milhões, uma redução de 0,6% ou R\$ 1,3 milhão em comparação ao 2T17. Essa variação deve-se, sobretudo, ao:

- I. aumento da capitalização de mão de obra própria, no valor de R\$ 11,5 milhões, devido ao incremento do Capex no comparativo entre os períodos; parcialmente compensado pelos seguintes fatores:
- II. aumento de R\$ 3,8 milhões referente à PLR, em função da melhor performance dos indicadores operacionais para o ano de 2018; e
- III. incremento de R\$ 5,6 milhões em função do processo de internalização de equipes de atendimento técnico comercial.

No 1S18, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 426,9 milhões, um aumento de 3,9% ou R\$ 15,9 milhões em comparação ao 1S17. Essa variação deve-se ao:

- I. crescimento de R\$ 8,8 milhões referente à PLR, em função da melhor performance dos indicadores operacionais para o ano de 2018;
- II. incremento de R\$ 10,5 milhões em função do processo de internalização de equipes de atendimento técnico comercial;
- III. aumento de R\$ 8,0 milhões com benefícios e assistência médica; parcialmente compensado pelo:
- IV. aumento da capitalização de mão de obra própria, no valor de R\$ 10,3 milhões, devido ao incremento do Capex.

Despesa com Entidade de Previdência Privada

No 2T18, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 92,5 milhões, resultado 5,6% abaixo do registrado no 2T17, de R\$ 98,0 milhões. Esta redução deve-se, principalmente, ao resultado da remensuração atuarial, impactada pela menor inflação realizada (IGP-DI) em comparação ao projetado, compensado pela redução na taxa de desconto de 5,30% a.a. (em 2017, com impacto em 2018) versus 5,80% a.a. (em 2016, com impacto em 2017).

No acumulado do ano, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 185,2 milhões, resultado 5,6% abaixo do registrado no mesmo período de 2017, em função dos mesmos itens citados anteriormente.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 2T18, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 206,1 milhões, resultado 33,3% maior ao registrado no mesmo período do ano anterior. O resultado no período deve-se, sobretudo, aos seguintes fatores:

- I. aumento de R\$ 59,0 milhões referente à assessoria financeira e jurídica relacionada a emissão de ações (Follow On) e OPA;
- II. maior volume de capitalização no 2T17, principalmente de frota, no valor de R\$ 7,8 milhões, como resultado das ações e investimentos realizados no 2T17; parcialmente compensados por:
- III. maior eficiência e otimização de processo no valor de R\$ 16,6 milhões, sendo composto:
 - R\$ 6,1 milhões devido a alteração no modelo de contratação de call center;
 - R\$ 4,9 milhões com a otimização no processo de cortes, com a utilização de equipes próprias para execução; e
 - R\$ 5,6 milhões em função do processo de internalização de equipes de atendimento técnico comercial.

Nos 1S18, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 359,5 milhões, um aumento de 14,3% ou R\$ 45,0 milhões em comparação aos 1S17. Essa variação deve-se a:

- I. aumento de R\$ 60,1 milhões, principalmente, referente à assessoria financeira e jurídica relacionada a emissão de ações (Follow On) e OPA;
- II. maior volume de capitalização no 1S17, principalmente de frota, no valor de R\$ 10,0 milhões, como resultado das ações e investimentos realizados no 1S17;
- III. aumento de R\$ 3,8 milhões decorrentes de despesas relacionadas a segregação de estruturas, pós-migração para Novo Mercado, incluindo aquisição de licenças e adequação da marca; parcialmente compensado pela:
- IV. maior eficiência e otimização de processo no valor de R\$ 31,7 milhões, sendo composto:
 - R\$ 15,7 milhões devido a alteração no modelo de contratação de call center;
 - R\$ 5,5 milhões com a otimização no processo de cortes, com a utilização de equipes próprias para execução; e
 - R\$ 10,5 milhões em função do processo de internalização de equipes de atendimento técnico comercial.

Outras despesas operacionais

As principais despesas incluídas neste grupo são: (a) Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa (“PECLD”); (b) Provisão de Litígios e Contingências (c) Demais Despesas, incluindo aluguéis, publicidade, IPTU, entre outros. Não estão incluídas neste grupo, as despesas com compensações de DIC/FIC/DMIC/DICRI, que apresentaram redução de R\$ 11,4 milhões no 2T18 e R\$ 37,0 milhões no acumulado do ano, comparado ao mesmo período de 2017, atualmente reclassificadas no grupo de ‘outras receitas operacionais’ em decorrência do CPC 47/IFRS 15.

| Outras Despesas Operacionais - R\$ milhões | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) |
|--|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| PECLD | 47,0 | 50,3 | -6,6% | 98,3 | 107,8 | -8,8% |
| Provisão de Litígios e Contingências | 51,4 | 6,2 | 724,5% | 63,2 | 24,6 | 156,7% |
| Outros | 29,2 | 27,6 | 5,9% | 68,3 | 59,4 | 15,0% |
| Total | 127,6 | 84,1 | 51,7% | 229,8 | 191,8 | 19,8% |

Outros: Multas, arrendamentos e aluguéis, indenizações, perdas e danos, publicidade, tarifas bancárias, IPTU, baixa de ativos, etc

No 2T18, o total de Outras Despesas Operacionais apresentou aumento de 51,7%, ou R\$ 43,5 milhões, em comparação ao mesmo período de 2017, totalizando R\$ 127,6 milhões. Dentre os principais componentes deste grupo, destacam-se as variações a seguir:

- I. aumento no volume de provisões para litígios e contingências devido, principalmente, a autos de infração do agente regulador e outros processos civis, no montante de R\$ 45,2 milhões;
- II. redução de R\$ 3,3 milhões com PECLD, refletindo a continuidade das ações de combate à inadimplência;
- III. aumento com outras despesas, incluindo perdas na desativação de bens e direitos no valor de R\$ 4,1 milhões, principalmente em função do aumento no volume de investimentos, ocasionando substituição de ativos elétricos, parcialmente compensado pela:
- IV. venda de terrenos na região da Penha e Morro Grande no valor de R\$ 5,7 milhões.

No 1S18 o total de Outras Despesas Operacionais apresentou aumento de 19,8%, ou R\$ 37,9 milhões, em comparação ao mesmo período de 2017, totalizando R\$ 229,8 milhões. Dentre os principais componentes deste grupo, destacam-se as variações a seguir:

- I. aumento no volume de provisões para litígios no montante de R\$ 38,6 milhões, devido aos fatores já explicados anteriormente;
- II. redução de R\$ 9,5 milhões com PECLD, resultado do maior volume de ações de cobranças;
- III. aumento com outras despesas, incluindo perdas na desativação de bens e direitos, no valor de R\$ 15,2 milhões, principalmente em função do aumento no volume de investimentos, ocasionando substituição de ativos elétricos e ajuste de inventário, decorrente da conciliação físico contábil; parcialmente compensado pela:
- IV. venda de terrenos na região da Penha e Morro Grande no valor de R\$ 5,7 milhões.

EBITDA AJUSTADO (Fundo de Pensão e Efeitos não recorrentes)

No 2T18, o EBITDA Ajustado pelas despesas com fundo de pensão (R\$ 92,5 milhões) e por efeitos não recorrentes do 2T18 (R\$ 59,0 milhões), isto é, despesas não recorrentes com assessoria financeira e jurídica relacionada ao Follow on e OPA, totalizou R\$ 301,4 milhões, o que representa uma variação positiva de 16,2% em relação ao EBITDA Ajustado pelo fundo de pensão (R\$ 98,0 milhões) e por efeitos não recorrentes do 2T17 (R\$ 122,5 milhões), referente esse último aos ganhos regulatórios e celebração de acordos bilaterais, não recorrentes. A variação é explicada, principalmente por:

- I. efeito positivo na margem de R\$ 65,5 milhões, associado principalmente a efeitos macroeconômicos (i.e. atualização cambial da energia adquirida de Itaipu e atualização do ativo financeiro da concessão);
- II. redução de R\$ 11,4 milhões nas compensações individuais com DIC/FIC/DMIC/DICRI, em decorrência da melhora dos índices de qualidade da operação; parcialmente impactado pelo:
- III. impacto negativo R\$ 34,8 milhões no OPEX, ajustado pelo fundo de pensão, principalmente associado a maiores contingências e baixas totalizando R\$ 46,6 milhões, parcialmente compensado pelas eficiências no PMSO (R\$ 8,5 milhões) e redução na PECLD no valor de R\$ 3,3 milhões.

No 1S18, o EBITDA Ajustado pelas despesas com fundo de pensão (R\$ 185,2 milhões) e por efeitos não recorrentes do 1S18 (R\$ 60,1 milhões), isto é, despesas não recorrentes com assessoria financeira e jurídica relacionada ao Follow on e OPA, totalizou R\$ 646,2 milhões, um aumento de 17,8%, em comparação ao EBITDA Ajustado pelas despesas com fundo de pensão (R\$ 196,1 milhões) e efeitos não correntes do 1S17 (R\$ 193,9 milhões), esse último associado a ganhos regulatórios, tributários e celebração de acordos bilaterais, não recorrentes. A variação é explicada, principalmente por:

- I. efeito positivo na margem de R\$ 99,5 milhões, associado principalmente a efeitos macroeconômicos;
- II. redução de R\$ 37,0 milhões nas compensações individuais com DIC/FIC/DMIC/DICRI, em decorrência da melhora dos índices de qualidade da operação; parcialmente compensado pelo:
- III. impacto negativo de R\$ 38,7 no OPEX, ajustado pelo fundo de pensão, decorrente, principalmente, das maiores contingências e baixas no valor de R\$ 53,1 milhões, parcialmente compensado pela redução no PMSO (R\$ 4,9 milhões) e redução na PECLD no valor de R\$ 9,5 milhões.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 2T18 um resultado financeiro negativo em R\$ 241,1 milhões, em comparação com o resultado financeiro negativo de R\$ 105,5 milhões reconhecido no 2T17.

No acumulado do ano a Companhia registrou um resultado financeiro negativo de R\$ 358,4 milhões versus o resultado financeiro negativo de R\$ 214,2 milhões apresentados no primeiro semestre do ano passado.

As variações das receitas e despesas financeiras dos períodos estão detalhadas a seguir:

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 5,2 milhões negativos no 2T18, uma redução de R\$ 56,6 milhões em relação aos R\$ 51,3 milhões registrados no 2T17. Esse desempenho é explicado, principalmente, pela:

- I. PIS/COFINS¹⁴ sobre a receita financeira no valor de R\$ 47,1 milhões, referente ao total de PIS/COFINS sobre receitas financeiras não repassáveis ao consumidor; e,
- II. redução de R\$ 12,2 milhões da renda de aplicações financeiras, resultado da redução do CDI médio no período (6,39% no 2T18 e 10,92% no 2T17), também impactado pelo menor volume de saldo de aplicações financeiras refletida em abril/18.

No 1S18, a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 35,9 milhões versus os R\$ 106,3 milhões do primeiro semestre do ano passado. Essa variação é explicada principalmente pela:

- I. PIS/COFINS¹⁴ sobre a receita financeira no valor de R\$ 47,1 milhões, referente ao total de PIS/COFINS sobre receitas financeiras não repassáveis ao consumidor; e,
- II. redução de R\$ 23,4 milhões da renda de aplicações financeiras em função do menor volume de saldo de aplicações financeiras refletidos nos meses de janeiro a abril de 2018 e redução do CDI médio do período (6,56% no 1S18 e 11,79% no 1S17).

Despesas Financeiras

A despesa financeira da Companhia no 2T18 totalizou R\$ 195,3 milhões, um aumento de R\$ 49,0 milhões, quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- I. despesa de R\$ 27,6 milhões relacionado à atualização do Acordo Eletrobras; e

¹⁴ Detalhamento apresentado na nota 26.2 do ITR (Informações Trimestrais de 30 de junho de 2018)

- II. aumento de R\$ 19,1 milhões em multas moratórias, compensatórias e sancionatórias.

No 1S18, companhia registrou despesa financeira de R\$ 352,2 milhões, um aumento de 12,3% em relação aos R\$ 313,7 milhões do mesmo período do ano passado. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- I. despesa de R\$ 44,9 milhões relacionado à atualização do Acordo Eletrobras;
- II. aumento de R\$ 16,0 milhões em multas moratórias, compensatórios e sancionatórias;
- III. aumento de R\$ 17,2 milhões em atualização monetária de processo judicial e conciliação de depósitos judiciais; parcialmente compensada pela:
- IV. redução de R\$ 32,9 milhões no encargo das dívidas – empréstimos e debêntures em moeda nacional – reflexo da redução do CDI médio no período (6,39% no 1S18 e 10,92% no 1S17), parcialmente compensado pelo maior endividamento no 1S18 versus 1S17.

Variações Cambiais Líquidas

No 2T18, as variações cambiais líquidas apresentaram resultado negativo de R\$ 40,6 milhões ante um resultado negativo de R\$ 10,6 milhões no 2T17, um aumento de R\$ 30,0 milhões em função da oscilação cambial referente à aquisição de energia de Itaipu.

No 1S18, as variações cambiais líquidas apresentaram um resultado negativo de R\$ 42,1 milhões contra um resultado negativo de R\$ 6,8 milhões no 1S17, em função do mesmo item citado anteriormente.

LUCRO LÍQUIDO

No 2T18, a Companhia reportou um prejuízo líquido de R\$ 155,6 milhões versus um lucro líquido reportado de R\$ 28,4 milhões no 2T17, uma variação negativa de R\$ 184,0 milhões. Essa variação é explicada pelos efeitos abaixo:

- I. variação negativa do resultado financeiro de R\$ 135,7 milhões, decorrente de devolução de PIS/COFINS sobre a receita financeira, oscilação cambial referente a compra de energia de Itaipu e atualização acordo Eletrobras;
- II. variação negativa do EBITDA reportado de R\$ 133,8 milhões, explicado anteriormente;
- III. maiores despesas com depreciação e amortização no valor de R\$ 7,8 milhões; parcialmente compensado pelo:
- IV. menor imposto de renda e contribuição social diferidos em função do prejuízo líquido reportado no 2T18, em relação ao 2T17, no valor de R\$ 93,4 milhões.

No 1S18, a Companhia reportou um prejuízo líquido de R\$ 161,1 milhões, uma variação negativa de R\$ 202,4 milhões, em relação ao 1S17 (lucro líquido de R\$ 41,3 milhões). Essa variação ocorreu, principalmente, em função da:

- I. variação negativa do EBITDA reportado de R\$ 145,3 milhões;
- II. variação negativa do resultado financeiro de R\$ 144,1 milhões, decorrente de devolução de PIS/COFINS sobre a receita financeira, oscilação cambial referente a compra de energia de Itaipu e atualização acordo Eletrobras;
- III. maior despesa com depreciação e amortização no valor de R\$ 17,8 milhões; parcialmente compensado pelo:
- IV. menor imposto de renda e contribuição social diferidos em função do prejuízo líquido reportado no 1S18 em relação ao mesmo período de 2017, no valor de R\$ 104,8 milhões.

Desconsiderando os efeitos não recorrentes e líquidos de variação de IR/CS do 2T17 no valor de R\$ 80,9 milhões (índice de reajuste tarifário e acordos bilaterais) e do 2T18 no valor de R\$ 70,0 milhões (Pis/Cofins sobre receita financeira e assessoria financeira e jurídica no processo do Follow-on e OPA), o resultado

líquido ajustado da Companhia totalizaria um prejuízo de R\$ 85,6 milhões no 2T18, o que representaria uma variação negativa de R\$ 33,1 milhões no comparativo com o 2T17.

No acumulado do ano, desconsiderando os efeitos não recorrentes e líquidos de variação de IR/CS do 1S17 no valor de R\$ 128,0 milhões (acordos bilaterais, índice de reajuste tarifário e efeitos tributários de Pis/Cofins) e do 1S18 no valor de R\$ 70,7 milhões (Pis/Cofins sobre receita financeira e assessoria financeira e jurídica no processo do Follow-on e OPA), o resultado líquido ajustado da Companhia totalizaria um prejuízo de R\$ 90,3 milhões, uma variação negativa de R\$ 3,7 milhões quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS LÍQUIDOS

Em30 de junho de 2018, a Companhia encerrou com um saldo de CVA Líquida Ativa (“a receber”) de R\$ 625,9 milhões em relação ao saldo de CVA Líquida Passiva de R\$ 95,1 milhões em 2017.

ENDIVIDAMENTO

A Companhia encerrou o 2T18 com uma dívida bruta¹⁵ de R\$ 5.787,8 milhões, um total 26,3% maior em relação ao 2T17. As disponibilidades somaram R\$ 1.505,6 milhões no 2T18 ante R\$ 931,9 milhões do mesmo período do ano anterior.

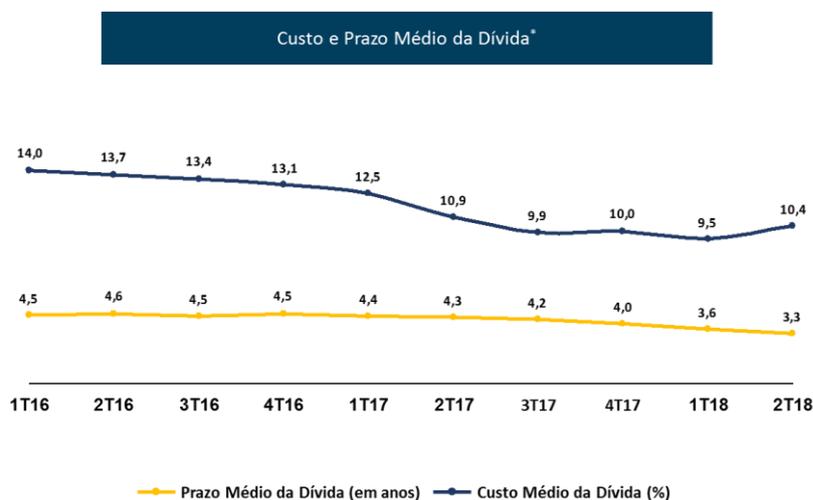
Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.282,2 milhões no 2T18, um aumento de R\$ 630,1 milhões em relação ao valor de R\$ 3.652,1 milhões do 2T17. Esse aumento deve-se principalmente aos fatores abaixo:

- (i) emissões de R\$ 1.813,2 milhões no período de 12 meses, incluindo Debêntures, CCB's, Finem e Finep com destaque no 2T18 para a 4ª emissão de notas promissórias (empréstimo-ponte para Capitalização) no valor de R\$ 740 milhões; compensado parcialmente pelas:
- (ii) amortizações e pagamento de juros de debêntures, CCB, FINEM, FINEP e Conta Garantida, de R\$ 550,7 milhões, no período de 12 meses, com destaque para as amortizações do CCB Bradesco no valor de R\$ 120,0 milhões, da Conta Garantida da Caixa Econômica Federal no valor de R\$ 100 milhões, da 13ª Emissão de Debênture no valor de R\$ 80,0 milhões, da 19ª Emissão de debênture no valor de R\$ 71,1 milhões e da 20ª Emissão de debênture no valor de R\$ 70,0 milhões.
- (iii) redução do saldo das despesas com fundo de pensão em R\$ 58,6 milhões;
- (iv) aumento de R\$ 573,7 milhões no saldo de caixa impactado principalmente pelo adiantamento para futuro aumento de capital de R\$ 900,0 milhões.

¹⁵ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, leasing financeiro e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.219,3 milhões (não considerando o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 2.458,9 milhões).

| Dívida - R\$ milhões | 2T18 | 2T17 | Var (%) |
|---|----------------|----------------|---------------|
| Empréstimos, Financiamentos e Debêntures | 4.568,5 | 3.306,0 | 38,2% |
| Fundo de Pensão | 1.219,3 | 1.277,9 | -4,6% |
| (-) Disponibilidades ¹ | 1.505,6 | 931,9 | 61,6% |
| Dívida Líquida | 4.282,2 | 3.652,1 | 17,3% |
| EBITDA (12 meses) | 964,8 | 860,9 | 12,1% |
| Despesa com FUNCESP (12 meses) | 381,8 | 392,1 | -2,6% |
| EBITDA Ajustado (12 meses) | 1.346,7 | 1.252,9 | 7,5% |
| Despesa financeira sobre empréstimos² | (338,8) | (517,1) | -34,5% |
| Dívida Líquida/EBITDA Ajustado | 3,18 | 2,91 | 9,1% |
| EBITDA Ajustado/Despesa financeira² | 3,97 | 2,42 | 64,0% |

1 - Caixa, equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo | 2 - Despesa financeira sobre empréstimos (caixa) (12 meses)



* Prazo médio considera principal; custo médio considera principal e juros.

No 2T18, a dívida da Eletropaulo atrelada ao CDI¹⁶ foi de R\$ 3.928,1 milhões com um custo médio de CDI + 2,12 % a.a., maior do que o registrado no 2T17 de CDI + 2,00 % a.a. sob a dívida de R\$ 2.871,3 milhões em função, principalmente, das novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas no período, conforme descritas acima.

O saldo da dívida atrelada aos demais índices¹⁷ no 2T18, principalmente IGP-DI + 5,8% a.a. é de R\$ 1.783,0 milhões ante R\$ 1.663,2 milhões ao custo médio de IGP-DI + 5,9% a.a. registrado no 2T17.

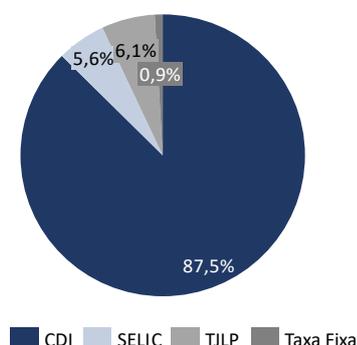
O prazo médio da dívida no 2T18 é de 3,3 anos, patamar inferior ao prazo de 4,3 anos do 2T17, também explicado pelas novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas neste período.

A seguir, é mostrada a segregação da dívida bruta da Companhia por indexador e cronograma de amortização:

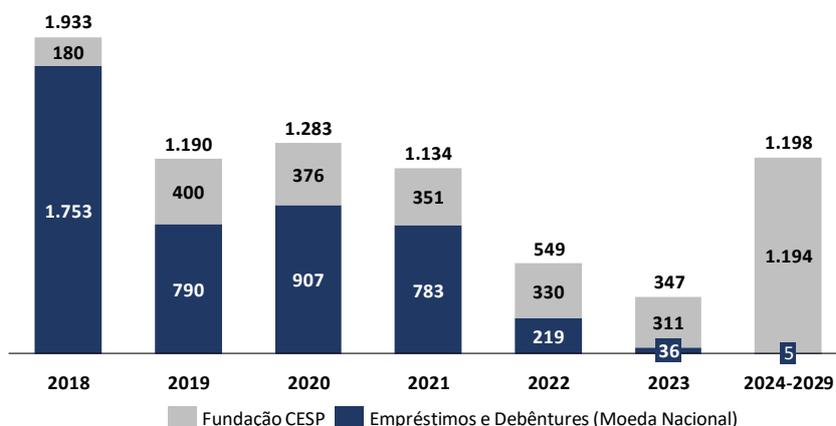
¹⁶ Dívida atrelada ao CDI compreende somatório de principal, encargos e custos a amortizar das debêntures, notas promissórias e cédulas de crédito bancário (CCB).

¹⁷ A dívida atrelada aos demais índices compreende o somatório do FINEM, FINEP e fundo de pensão (excluindo corredor).

Dívida Bruta por indexador¹⁸



Cronograma de amortização - R\$ milhões¹⁹



Escala de rating da Companhia

| Escola | Ratings | Nacional | Internacional | Perspectiva |
|---------|---------|----------|--------------------------------------|-------------|
| Fitch | | AAA | BBB- ¹ e BB+ ² | Estável |
| S&P | | AA+ | BB- | Positiva |
| Moody's | | Aa3 | Ba2 | Estável |

Últimas atualizações: Fitch - Jul'18; S&P - Jul'18; Moody's - Jun'18; 1- Moeda Local; 2- Moeda Estrangeira

Cláusulas Restritivas (“Covenants”)

Para efeito de cálculo dos *covenants* da Companhia, considera-se o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.219,3 milhões em 30 de junho de 2018 (não considerando o efeito de perdas atuariais líquidas do plano de pensão, registradas em “outros resultados abrangentes” no montante de R\$ 2.458,9 milhões).

Considerando o EBITDA conforme previsto nos *covenants*²⁰ dos últimos 12 meses findos em 30 de junho de 2018, a Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 3,18x, e EBITDA Ajustado/Despesa Financeira de 3,97x.

Os *covenants* das dívidas são:

- I. Dívida Líquida/EBITDA Ajustado não pode ser superior a 3,5x e
- II. EBITDA Ajustado/Despesa Financeira não pode ser inferior a 1,75x.

Desta forma no 2T18, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

INVESTIMENTOS

No 2T18, a Eletropaulo investiu R\$ 324 milhões, um aumento de 36,6% em comparação com 2T17. Destes, R\$ 294,3 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 29,7 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

¹⁸ Referente a Empréstimos, Financiamentos e Debêntures incluindo principal, juros e custos a amortizar.

¹⁹ Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e custos a amortizar. Não considera arrendamento financeiro.

²⁰ O EBITDA ajustado corresponde ao somatório dos últimos doze meses do resultado operacional conforme demonstrativo contábil consolidado na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras), todos os montantes de depreciação e amortização e todos os montantes relativos com entidade de Previdência Privada classificado na conta de “custo de operação”.

No acumulado do ano, a Eletropaulo investiu R\$ 590,3 milhões, valor 30% maior quando comparado com o 1S17. Destes, R\$ 529,2 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 61,1 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes, conforme detalhado na tabela a seguir.

| Categorias* | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) |
|------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Manutenção | 164,4 | 104,3 | 57,7% | 281,7 | 195,6 | 44,0% |
| Crescimento | 93,4 | 79,9 | 16,9% | 171,6 | 151,1 | 13,6% |
| Novas Conexões | 36,4 | 30,4 | 19,7% | 75,9 | 59,8 | 26,9% |
| Total com Recursos Próprios | 294,3 | 214,7 | 37,1% | 529,2 | 406,5 | 30,2% |
| Financiado pelo cliente | 29,7 | 22,6 | 31,5% | 61,1 | 47,6 | 28,2% |
| Total Geral | 324,0 | 237,2 | 36,6% | 590,3 | 454,2 | 30,0% |

* Valores em R\$ Milhões, em termos nominais

Principais investimentos no 2T18 e 1S18

Manutenção

No 2T18, foi investido R\$ 164,4 milhões, 57,7% superior ao investido no 2T17 (R\$ 104,3 milhões). Destaca-se no 2T18 os seguintes:

- I. subestação Alphaville, com previsão de acréscimo de 256 MVA no sistema a partir de sua energização prevista para dezembro de 2018 e a subestação Vila Mariana, com acréscimo de 120 MVA no sistema a partir de sua energização para novembro de 2018;
- II. aquisição de 45 caminhões de 8 toneladas 4x2, 15 caminhões de 15 toneladas e 1 caminhão de 31 toneladas, no valor de R\$ 7,2 milhões;
- III. modernização do sistema de subtransmissão, com a troca de equipamentos antigos e com baixa confiabilidade e de 3 ativos imobilizados, transformadores de potência de 88-13,8 KV para repotencialização e composição da reserva técnica.

O investimento no 1S18, foi 44,0% superior comparado ao investido no 1S17 (R\$ 195,6 milhões). Destaca-se o acréscimo líquido de 60 MVA de capacidade ao sistema elétrico com a substituição de 3 transformadores de potência na subestação ETD São Bernardo do Campo no 1T18 e no 2T18 a ETD Alphaville e ETD Vila Mariana.

Crescimento

Os investimentos totalizaram 93,4 milhões no 2T18, valor 16,9% superior ao investido no 2T17 (R\$ 79,9 milhões). Destaca-se no 2T18 os investimentos de R\$ 25,6 milhões em rede compacta, com 107 km instalados e R\$ 7,2 milhões em reforma de rede secundária.

No 1S18, foi investido R\$ 171,6 milhões, 13,6% superior comparado ao investido no 1S17 (R\$ 151,1 milhões). Destaca-se os investimentos em rede compacta, com 223 km instalados e a reforma de rede secundária, totalizando R\$ 62,7 milhões, valor respectivamente maior em 61,2% quando comparado com o 1S17.

Novas Conexões

No 2T18, foram investidos R\$ 36,4 milhões, valor 19,7% acima do investido no 2T17 (R\$ 30,4 milhões). Destaca-se no 2T18 81 mil novas conexões de clientes e o investimento de R\$ 13,7 milhões em serviços técnicos comerciais, com a aquisição de medidores, ramais e serviços relacionados a ligação nova e modificação a pedido de clientes.

O investimento no 1S18 foi 26,9% superior ao investido no 1S17 (R\$ 59,8 milhões). Destaca-se no 1S18 137,2 mil novas conexões de clientes e o investimento de R\$ 27,2 milhões em serviços técnicos comerciais, com a aquisição de medidores, ramais e serviços relacionados a ligação nova e modificação a pedido de clientes.

Financiados pelo Cliente

Os investimentos no 2T18 totalizaram R\$ 29,7 milhões, valor 31,5% superior ao investido no 2T17 (R\$ 22,6 milhões) e no 1S18 28,2% superior ao investido no 1S17 (R\$ 47,6 milhões). Destaca-se a demanda superior de projetos para atendimento aos clientes.

FLUXO DE CAIXA

| Fluxo de Caixa - R\$ milhões | 2T18 | 2T17 | Var. | 1S18 | 1S17 | Var. |
|--|----------------|----------------|--------------|----------------|----------------|--------------|
| Saldo inicial de caixa | 776,7 | 1.264,2 | (487,5) | 601,3 | 1.067,6 | (466,4) |
| Geração de caixa operacional | (68,8) | 170,5 | (239,3) | 52,0 | 780,0 | (728,0) |
| Investimentos | (330,6) | (295,6) | (34,9) | (557,5) | (554,8) | (2,7) |
| Despesa Financeira e Amortizações, Líquidas* | 324,3 | (115,5) | 439,8 | 784,1 | (212,9) | (996,9) |
| Despesas com Fundo de Pensão | (104,4) | (107,8) | 3,4 | (207,4) | (220,6) | 13,1 |
| Tributos** | (0,3) | (1,8) | 1,6 | (8,0) | (1,9) | (6,2) |
| Caixa restrito e/ou bloqueado | 8,6 | 18,0 | (9,4) | (57,2) | 74,3 | (131,5) |
| Caixa livre | (171,1) | (332,3) | 161,2 | 6,0 | (135,8) | 141,7 |
| AFAC | 900,0 | - | 900,0 | 900,0 | - | 900,0 |
| Pagamentos de Dividendos e JSCP | - | - | - | (1,7) | - | (1,7) |
| Saldo final de caixa | 1.505,6 | 931,9 | 573,7 | 1.505,6 | 931,9 | 573,7 |

*Despesa Financeira e Amortizações líquidas de juros de dívida, comissões de fiança/seguro garantia, líquido de rendimento das aplicações financeiras e ingressos de novos empréstimos e financiamentos, amortizações e custos de estruturação; ** Inclui Imposto de Renda e IOF sobre captação de dívida

No 2T18, a Companhia registrou uma geração de caixa operacional negativa de R\$ 68,8 milhões, desempenho R\$ 239,3 milhões inferior ao apresentado no 2T17. Esta redução, em comparação ao mesmo período do ano anterior, se deve, principalmente, aos fatores abaixo:

- I. maiores gastos relacionados a compra de energia, resultado da piora da hidrologia no período e custo com uso da rede básica e transporte de Itaipu em função do aumento nas tarifas no reajuste tarifário 2017. Esses custos foram parcialmente compensados por:
- II. aumento na arrecadação, devido ao reajuste anual ocorrido em julho de 2017 e regularização dos repasses relativo ao subsídio de baixa renda.

O saldo de movimentações com despesa financeira e amortizações líquidas apresentou variação positiva no comparativo do 2T18 versus 2T17, em função do maior volume de captações no período, devido principalmente à 4ª emissão de Notas Promissórias.

Destaca-se ainda no 2T18 um AFAC realizado pelo controlador na Companhia no valor de R\$ 900,0 milhões. Considerando esse recurso, o saldo final de caixa totalizou R\$ 1.505,6 milhões no 2T18, comparado com R\$ 931,9 milhões no 2T17.

No acumulado do ano, a Companhia registrou redução de R\$ 728,0 milhões na geração de caixa operacional quando comparada ao 1S17 devido, principalmente:

- I. efeito negativo decorrente dos gastos relacionadas a compra de energia pelos mesmos fatos acima mencionados. Esses custos foram parcialmente compensados por:
- II. aumento de arrecadação quando comparado com o 1S17;
- III. maiores repasses relacionada ao subsídio de baixa renda quando comparado ao 1S17.

O saldo de movimentações com despesa financeira e amortizações líquidas apresentou variação positiva de R\$ 996,9 milhões durante o 1S18 comparado ao 1S17, em função do maior volume de captações no período, devido principalmente à 22ª Emissão de Debêntures realizada em janeiro de 2018, ao repasse do BNDES FINEM no 1S18, 4ª Nota Promissória, saque Conta Garantida Caixa Econômica Federal e CCB Bradesco, parcialmente compensadas pelas amortizações da 13ª Emissão de Debêntures, 18ª Emissão de Debêntures, 19ª Emissão de Debêntures, 20ª Emissão de Debêntures, CCB ABC, FINEM BNDES e Conta Garantida Caixa Econômica Federal.

Destaca-se ainda no 1S18 um AFAC realizado pelo controlador na Companhia no valor de R\$ 900,0 milhões. Considerando esse recurso, o saldo final de caixa totalizou R\$ 1.505,6 milhões no 1S18, comparado com R\$ 931,9 milhões no 1S17.

MERCADO DE CAPITAIS

No 2T18 as ações da Companhia integravam (i) o mais alto nível de governança corporativa da B3, o Novo Mercado, (representado pelo IGC-NM); (ii) o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (“Itag”); (iii) o Índice de Energia Elétrica (“IEE”); (iv) o Índice Brasil 100 (“IBrX”); e (v) o ISE da B3, entre outros.

Em 30 de junho de 2018, as ações ordinárias (“ELPL3”) da Eletropaulo encerraram o 2T18 cotadas a R\$ 42,02, com valorização de 232,2%²¹, quando comparado ao mesmo período de 2017, enquanto o IEE valorizou 1,2% e o Ibovespa 15,7%.

O volume médio diário negociado de ações preferenciais (ELPL4), listadas até a migração para o Novo Mercado, ocorrida em 27 de novembro de 2017, foi de 1.844 mil ações²², e a partir desta data até o fim do exercício a média diária de negociação de ações ordinárias foi de 1.302 mil ações.

EQUIPE DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

CONTATO

| Tel.: 2195-7048 / ri.eletropaulo@eletropaulo.com.br | | |
|---|---------------------------------------|----------------|
| Diretora de RI | | |
| Isabela Klemes Taveira | isabela.taveira@eletropaulo.com.br | (11) 2195-2212 |
| Gerente de RI | | |
| Gabriella Saraiva Assunção Mierel | gabriella.mierel@eletropaulo.com.br | (11) 2195-2838 |
| Analistas de RI | | |
| João Pedro Paschoal | joao.paschoal@eletropaulo.com.br | (11) 2195-7221 |
| Ricardo Borges Medeiros | ricardo.borges@eletropaulo.com.br | (11) 2195-7868 |
| Nathália Domingues | nathalia.domingues@eletropaulo.com.br | (11) 2195-6207 |

²¹ Para fins de cálculo da valorização, considera-se ações preferenciais (ELPL4) até dia 27 de novembro de 2017, data da efetivação da migração para o Novo Mercado, e ações ordinárias (ELPL3) a partir de então.

²² Considera data base 30 de junho de 2017 até 27 de novembro de 2017.

ANEXOS

Receita Operacional

| Receita Operacional - R\$ milhões | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) |
|---|------------------|------------------|--------------|------------------|------------------|---------------|
| Residencial | 2.334,3 | 2.196,0 | 6,3% | 4.587,0 | 4.381,9 | 4,7% |
| Comercial | 1.427,1 | 1.356,7 | 5,2% | 2.857,8 | 2.829,1 | 1,0% |
| Industrial | 407,5 | 414,7 | -1,7% | 797,3 | 818,4 | -2,6% |
| Rural | 1,8 | 1,1 | 57,1% | 3,5 | 2,2 | 57,0% |
| Poder Público | 147,2 | 142,5 | 3,3% | 285,0 | 282,2 | 1,0% |
| Iluminação Pública | 66,0 | 63,5 | 3,9% | 125,5 | 124,0 | 1,1% |
| Serviço Público | 52,4 | 60,6 | -13,5% | 103,6 | 120,5 | -14,0% |
| Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Cativo) | (1.750,3) | (1.758,9) | -0,5% | (3.479,4) | (3.553,8) | -2,1% |
| Total de Fornecimento | 2.686,1 | 2.476,3 | 8,5% | 5.280,3 | 5.004,6 | 5,5% |
| Não faturado | (67,7) | (155,1) | -56,3% | (30,1) | (25,7) | 17,3% |
| Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Livre) | 241,3 | 265,4 | -9,1% | 477,8 | 506,8 | -5,7% |
| Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Cativo) | 1.750,3 | 1.758,9 | -0,5% | 3.479,4 | 3.553,8 | -2,1% |
| (-) DIC/FIC/DMIC/DICRI - TUSD Consumidores cativos e livres | (5,9) | (17,3) | -65,9% | (21,4) | (58,4) | -63,4% |
| Energia no curto prazo | 84,7 | 27,8 | 205,0% | 83,8 | 89,4 | -6,3% |
| Receita de construção | 327,5 | 238,7 | 37,2% | 596,0 | 458,8 | 29,9% |
| Aluguel de Poste | 33,6 | 32,4 | 3,8% | 66,4 | 64,6 | 2,8% |
| Receitas com partes relacionadas | 0,7 | 0,6 | 10,2% | 1,2 | 1,3 | -2,1% |
| Outras receitas | 4,8 | (0,3) | -1470,7% | 10,4 | 6,4 | 63,5% |
| Outras receitas originadas de contratos com clientes | 2.369,2 | 2.151,0 | 10,1% | 4.663,7 | 4.596,9 | 1,5% |
| Subvenção de recursos da CDE | 92,3 | 75,5 | 22,2% | 181,2 | 152,1 | 19,1% |
| Ativo financeiro setorial | 699,2 | 272,2 | 156,9% | 894,6 | 56,7 | 1479,0% |
| Atualização do ativo financeiro da concessão | 48,8 | 13,2 | 269,4% | 80,6 | 31,8 | 153,5% |
| Ressarcimento - ônus de acordos bilaterais | - | 74,9 | -100,0% | - | 85,4 | -100,0% |
| Outras Receitas | 840,3 | 435,8 | 92,8% | 1.156,4 | 326,0 | 254,8% |
| Total Receita Bruta | 5.895,6 | 5.063,1 | 16,4% | 11.100,4 | 9.927,5 | 11,8% |
| Dedução do Resultado Bruto | (2.243,8) | (2.089,9) | 7,4% | (4.246,8) | (4.119,5) | 3,1% |
| ICMS | (891,5) | (866,3) | 2,9% | (1.756,2) | (1.743,3) | 0,7% |
| Encargos do Consumidor | (863,9) | (758,9) | 13,8% | (1.548,6) | (1.451,0) | 6,7% |
| PROINFA | (20,7) | (23,2) | -10,6% | (41,2) | (46,2) | -10,8% |
| Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE | (32,3) | (26,4) | 22,7% | (61,3) | (52,3) | 17,2% |
| CDE | (656,3) | (549,3) | 19,5% | (1.290,9) | (1.134,8) | 13,8% |
| Bandeira Tarifária (CCRBT) | (154,6) | (160,1) | -3,4% | (155,2) | (217,8) | -28,7% |
| Outros (PIS, Cofins e ISS) | (485,3) | (460,9) | 5,3% | (935,7) | (917,6) | 2,0% |
| Taxa de Fiscalização da Aneel | (3,2) | (3,8) | -17,1% | (6,3) | (7,6) | -17,1% |
| Receita Líquida | 3.651,7 | 2.973,2 | 22,8% | 6.853,6 | 5.808,0 | 18,0% |

Demonstração de Resultados

| Demonstração dos Resultados - R\$ milhões | 2T18 | 2T17 | Var (%) | 1S18 | 1S17 | Var (%) |
|--|------------------|------------------|----------------|------------------|------------------|----------------|
| Receita Bruta | 5.895,5 | 5.063,1 | 16,4% | 11.100,3 | 9.927,5 | 11,8% |
| Dedução à Receita Operacional | (2.243,8) | (2.089,9) | 7,4% | (4.246,8) | (4.119,5) | 3,1% |
| Receita Líquida | 3.651,7 | 2.973,2 | 22,8% | 6.853,6 | 5.808,0 | 18,0% |
| <i>Receita Líquida (ex-receita de construção)</i> | 3.324,2 | 2.734,5 | 21,6% | 6.257,5 | 5.349,2 | 17,0% |
| Custos e Despesas Operacionais | (3.639,9) | (2.819,8) | 29,1% | (6.728,2) | (5.519,6) | 21,9% |
| Parcela A | (2.541,0) | (1.905,7) | 33,3% | (4.655,2) | (3.689,5) | 26,2% |
| Energia Elétrica Comprada para Revenda | (2.080,9) | (1.714,2) | 21,4% | (3.723,5) | (3.304,7) | 12,7% |
| Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão | (460,1) | (191,5) | 140,2% | (931,7) | (384,8) | 142,1% |
| Despesas Operacionais | (1.099,0) | (914,1) | 20,2% | (2.073,0) | (1.830,1) | 13,3% |
| Pessoal | (207,0) | (208,3) | -0,6% | (426,9) | (411,1) | 3,9% |
| Entidade de Previdência Privada | (92,5) | (98,0) | -5,6% | (185,2) | (196,1) | -5,6% |
| Serviços de Terceiros | (186,5) | (138,0) | 35,2% | (322,2) | (281,1) | 14,6% |
| Materiais | (19,6) | (16,6) | 17,8% | (37,3) | (33,4) | 11,8% |
| PECLD | (47,0) | (50,3) | -6,6% | (98,3) | (107,8) | -8,8% |
| (Provisão) Reversão para contingências | (51,4) | (6,2) | 724,5% | (63,2) | (24,6) | 156,7% |
| Outros custos | (29,2) | (27,6) | 6,0% | (68,3) | (59,4) | 15,0% |
| Custo de construção | (327,5) | (238,7) | 37,2% | (596,0) | (458,8) | 29,9% |
| Depreciação e Amortização | (138,2) | (130,3) | 6,0% | (275,6) | (257,9) | 6,9% |
| EBITDA | 149,9 | 283,8 | -47,2% | 401,0 | 546,3 | -26,6% |
| Entidade de Previdência Privada | 92,5 | 98,0 | -5,6% | 185,2 | 196,1 | -5,6% |
| EBITDA Ajustado por Fundo de Pensão | 242,5 | 381,8 | -36,5% | 586,1 | 742,3 | -21,0% |
| Efeitos não recorrentes | 59,0 | (122,5) | - | 60,1 | (193,9) | - |
| EBITDA Ajustado por Fundo de Pensão e Não Recorrentes | 301,4 | 259,3 | 16,3% | 646,2 | 548,4 | 17,8% |
| Receita Financeira | (5,2) | 51,3 | -110,2% | 35,9 | 106,3 | -66,2% |
| Despesa Financeira | (195,3) | (146,2) | 33,5% | (352,2) | (313,7) | 12,3% |
| Var. Cambial / Monetária Líquida | (40,6) | (10,6) | 284,4% | (42,1) | (6,8) | 519,4% |
| Resultado Financeiro | (241,1) | (105,5) | 128,6% | (358,4) | (214,2) | 67,3% |
| Resultado antes da Tributação | (229,4) | 48,0 | -578,1% | (233,0) | 74,1 | -414,3% |
| Imposto de Renda e Contribuição Social | 73,8 | (19,6) | -476,3% | 72,0 | (32,8) | -319,2% |
| Lucro (Prejuízo) Líquido | (155,6) | 28,4 | -648,3% | (161,1) | 41,3 | -489,9% |

Balanço Patrimonial - Ativo

| Balanço Patrimonial | 2T18 | 2017 |
|---|-----------------|-----------------|
| Ativo Total | 16.000,1 | 14.213,8 |
| Ativo Circulante | 4.585,4 | 3.337,7 |
| Caixa e equivalentes de caixa | 110,6 | 309,3 |
| Investimentos de curto prazo | 1.395,0 | 292,0 |
| Consumidores, revendedores e outros | 1.930,2 | 2.058,7 |
| Imposto de renda e contribuição social compensáveis | 42,4 | 32,1 |
| Outros tributos compensáveis | 117,3 | 89,5 |
| Contas a receber - acordos | 123,7 | 124,2 |
| Outros créditos | 296,0 | 346,4 |
| Almoxarifado | 29,5 | 30,2 |
| Despesas pagas antecipadamente | 58,3 | 37,1 |
| Ativo financeiro setorial, líquido | 482,4 | 18,3 |
| Ativo Não Circulante | 11.414,7 | 10.876,1 |
| Consumidores, revendedores e outros | 13,4 | 13,4 |
| Outros tributos compensáveis | 68,2 | 62,2 |
| Tributos e contribuições sociais diferidos | 2.070,4 | 1.998,4 |
| Cauções e depósitos vinculados | 523,1 | 532,5 |
| Contas a receber - acordos | 11,6 | 11,7 |
| Outros créditos | 45,3 | 46,8 |
| Ativo financeiro da concessão | 3.283,7 | 3.011,8 |
| Ativo financeiro setorial, líquido | 143,6 | - |
| Investimento | 44,0 | 44,0 |
| Imobilizado, líquido | 64,1 | 72,8 |
| Intangível | 5.147,4 | 5.082,5 |

Balço Patrimonial - Passivo

| Balço Patrimonial | 2T18 | 2017 |
|--|-----------------|-----------------|
| Passivo Total e Patrimônio Líquido | 16.000,1 | 14.213,8 |
| Passivo Circulante | 5.684,1 | 4.433,1 |
| Fornecedores | 1.917,0 | 1.789,7 |
| Empréstimos e financiamentos | 1.274,7 | 461,1 |
| Debêntures | 838,1 | 534,7 |
| Arrendamento financeiro | 30,6 | 30,6 |
| Subvenções governamentais | 4,5 | 4,9 |
| IRCS a pagar | - | - |
| Outros tributos a pagar | 444,5 | 453,0 |
| Dividendos e JSCP a pagar | 0,4 | 2,0 |
| Obrigações sociais e trabalhistas | 138,9 | 119,4 |
| Encargos setoriais | 275,7 | 296,9 |
| Provisão para processos judiciais e outros | 496,5 | 481,9 |
| Reserva de Reversão | 7,3 | - |
| Outras obrigações | 255,8 | 258,8 |
| Passivo financeiro setorial | - | - |
| Passivo Não Circulante | 7.827,0 | 8.028,9 |
| Empréstimos e financiamentos | 579,0 | 473,1 |
| Debêntures | 1.800,6 | 2.016,6 |
| Arrendamento financeiro | 45,4 | 52,9 |
| Subvenções governamentais | 10,4 | 12,6 |
| Obrigações com entidade de previdência privada | 3.678,2 | 3.707,1 |
| Provisão para processos judiciais e outros | 1.619,0 | 1.546,9 |
| Encargos setoriais | 30,8 | 30,9 |
| Obrigações sociais e trabalhistas | 0,5 | 0,9 |
| Reserva de reversão | 55,1 | 66,1 |
| Outras obrigações | 8,1 | 8,5 |
| Passivo financeiro setorial, líquido | - | 113,4 |
| Patrimônio Líquido | 2.488,9 | 1.751,8 |
| Capital social | 1.323,5 | 1.323,5 |
| Adiantamento para futuro aumento de capital | 900,0 | - |
| Reserva de capital | 691,5 | 693,3 |
| Ações em Tesouraria | (49,2) | (49,2) |
| Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial | (688,4) | (646,7) |
| Aumento de capital proposto | - | - |
| Reserva de lucros: | - | - |
| Reserva legal | 249,0 | 249,0 |
| Reserva estatutária | 238,5 | 238,5 |
| Lucros (prejuízos) acumulados | (175,9) | (56,6) |

GLOSSÁRIO

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.

ACL - Ambiente de Contratação Livre. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

ACR - Ambiente de Contratação Regulada. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição. As operações são precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Alta tensão - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal igual ou superior a 69kV.

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, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos clientes, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

Baixa Tensão - Unidade Consumidora atendida com tensão nominal igual ou inferior a 1kV.

BRR - Base de Remuneração Regulatória.

CAPEX – *Capital Expenditures*, em português, despesas de capital ou investimento em bens de capital.

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”).

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária.

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético. É usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas: eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, carvão mineral nacional, etc. Parte dos recursos provenientes da Conta também é repassada para a universalização da energia elétrica no País. O custo da CDE é rateado por todos os clientes atendidos pelo Sistema Interligado. Os clientes dos Sistemas Isolados estão isentos desse custo.

CDI (Certificado de Depósito Interbancário) - Certificado de Depósito Interbancário. Taxa de referência no mercado de juros, originada da média negociada entre instituições financeiras.

Clientes Livres - São clientes de energia que, de acordo com a Lei 9.074, de julho de 1995, e Resolução ANEEL 264, de 13 de agosto de 1998, podem optar por comprar energia de qualquer distribuidor/comercializador, negociando livremente o preço e duração do fornecimento de energia elétrica, conforme legislação e regulamentos específicos.

Contrato bilateral - Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE, tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

CONER - Conta de Energia de Reservas.

CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis.

Covenants - Compromisso em um contrato de emissão de títulos, restringindo determinadas situações ou atividades com o objetivo de dar maior segurança ao financiador.

CVA - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.

CVU - Custo Variável Unitário. Representa o custo variável da última usina despachada.

CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica o número de horas, em média, que um cliente fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal.

DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora. Indica quanto tempo a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz.

DMIC - Duração máxima de Interrupção. Tempo máximo de interrupção no fornecimento de energia elétrica em uma Unidade Consumidora.

DICRI - Duração da Interrupção individual ocorrida em dia Crítico. Indica o tempo em que a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz, no dia em que a quantidade de ocorrências é muito alta.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization Expenses) - Resultados financeiros da empresa antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e despesas de amortização.

ESS - Encargos de Serviços do Sistema.

EER - Encargo de Energia de Reserva.

Fator X - Mecanismo que permite repassar aos consumidores, por meio das tarifas, projeções de ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica.

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora.

FIC - Frequência de Interrupções Individuais. Indica a frequência com que a falta de luz ocorre.

Follow-On - Distribuição Primária de Ações. É a emissão de novas ações pela Companhia.

Free float - Percentual de ações em circulação sobre o capital total da empresa.

Giga Watt (GWh) - Unidade de energia equivalente a um bilhão de watts por hora.

Ibovespa - O objetivo do Ibovespa é ser o indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações brasileiro.

IBrX 100 - Índice Brasil 100. Tem por objetivo ser o indicador do desempenho médio das cotações dos 100 ativos de maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações brasileiro.

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.

IEE - o Índice de Energia Elétrica foi lançado em agosto de 1996 com o objetivo de medir o desempenho do setor de energia elétrica.

IFRS – *International Financial Reporting Standards*, correspondente às normas internacionais de contabilidade.

IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) - Medido mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (“IBGE”), o índice de inflação mensal calcula a variação dos preços no comércio, refletindo o custo de vida para famílias com renda mensal de 1 a 40 salários mínimos.

IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) - Índice de inflação mensal, medido pela Fundação Getúlio Vargas (“FGV”), que calcula a variação de preços no mercado de atacado, consumo, e construção civil, considerando inclusive produtos importados. O indicador apura as variações de preços de matérias-primas agrícolas e industriais no atacado e de bens e serviços finais no consumo.

ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial) - Ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na B3 sob o aspecto da sustentabilidade corporativa. Busca criar um ambiente de investimento compatível com as demandas de desenvolvimento sustentável da sociedade contemporânea e estimular a responsabilidade ética das corporações.

ISQP (Índice de Satisfação da Qualidade Percebida) - Índice que mede o grau de satisfação dos consumidores de energia, produzido a partir dos dados levantados na Pesquisa Abradee de Satisfação do Cliente Residencial.

ISP - Investimento Social Privado.

Itag - Índice de Ações com Tag Along Diferenciado. É o indicador que mede o desempenho médio das cotações dos ativos de emissão de Companhias que ofereçam melhores condições aos acionistas minoritários, no caso de alienação do controle.

JSCP - Juros sobre Capital Próprio.

MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits. Possibilita que distribuidoras com nível de sobrecontratação de energia acima do limite regulatório negociem reduções contratuais com geradoras, além de equilibrar as trocas com a realização de cessões compulsórias entre as distribuidoras que declararem sobras.

MME (Ministério de Minas e Energia) - Órgão que atua na formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE.

MVA - Megavolt Ampere.

MRE - Mecanismo de Realocação de Energia.

OPA - Oferta pública de aquisição de ações é uma operação por meio da qual um acionista ou uma sociedade pretende comprar uma participação ou a totalidade das ações de uma empresa listada na bolsa de valores.

PECLD - Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa.

PIA - Programa de Incentivo à Aposentadoria.

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças. É utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

Rating - Avaliação da Companhia por agências de classificação de riscos. Mede a capacidade da Companhia de cumprir com suas dívidas.

RTP - Revisão Tarifária Periódica. Para a Eletropaulo, é definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a cada quatro anos, conforme definido no contrato de concessão. Diferente do reajuste tarifário anual, além do reajuste da Parcela A para contemplar os custos não gerenciáveis para os próximos 12 meses, a revisão tarifária periódica revisa toda a metodologia de cálculo da Parcela B e seus componentes. O objetivo é preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e o realismo tarifário. A última revisão tarifária da Eletropaulo ocorreu em 2015.

Taxa SELIC - Taxa dos financiamentos diários, com lastro em títulos federais, apurados no Sistema Especial de Liquidação e Custódia.

TSEE - Tarifa Social de Energia Elétrica.

TUSD - Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

URA - Unidade de Resposta Audível.

Resultados 2T18 | Eletropaulo

LIMITAÇÃO DE RESPONSABILIDADE

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da Eletropaulo, projeções de resultados operacionais e financeiros e ao potencial de crescimento da Companhia, constituem-se em meras previsões e foram baseadas nas expectativas da administração em relação ao futuro da Companhia. Essas expectativas são altamente dependentes de mudanças no mercado, do desempenho econômico do Brasil, do setor elétrico e do mercado internacional, estando, portanto, sujeitas a mudanças.

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

ri.eletropaulo.com.br

ri.eletropaulo@eletropaulo.com.br

(11) 2195-7048

