

Resultados 3T18



Eletropaulo

“Como resultado do plano de recuperação dos nossos indicadores de qualidade, e constantes esforços em direção ao aperfeiçoamento de nossa operação, alcançamos o melhor desempenho de DEC e FEC de nossa história.”

Comentários do Sr. Marcelo Antonio de Jesus

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Neste trimestre, a continua execução com disciplina do Plano Estratégico de Criação de Valor, permitiu alcançar os melhores resultados operacionais da nossa história. Aliado a esse empenho, avançamos com foco na agenda de integração com o nosso controlador, Enel, e na consequente criação e captura efetiva de sinergias, alavancando a busca por novas oportunidades de criação de valor para a Companhia.

Importante pilar para a melhoria dos indicadores de qualidade, nossos investimentos totalizaram R\$ 366,4 milhões no 3T18, alcançando R\$ 956,7 milhões nos 9M18, valor 31,9% superior ao investido no mesmo período do ano anterior.

Como resultado do aumento dos investimentos e melhoria de processos, o grande destaque deste trimestre é a evolução da nossa performance e confiabilidade operacional e o fato de estarmos enquadrados no limite regulatório global do DEC e FEC. Nosso FEC acumulado dos últimos 12 meses apresentou redução de 33,1%, totalizando 4,57 vezes. Já o nosso DEC totalizou 7,48h, o que representa uma queda de 44,3% no 3T18 em relação ao 3T17.

Outro grande destaque que reforça o compromisso da Companhia na prestação de um serviço cada vez mais confiável aos clientes é a redução das reclamações comerciais feitas diretamente à Companhia. Fechamos o 3T18 com uma redução de 9% em relação ao 3T17 e quando comparamos os 9M18 com o mesmo período do ano anterior, a redução é ainda maior (38,2%), advinda principalmente de melhorias nos processos das áreas de faturamento e serviços técnicos comerciais. Na dimensão comercial seguimos com bom desempenho no Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes (“ISQP”), com indicador de 75,9%, 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 da Companhia, válido a partir de 04 de julho de 2018, de 16,4%, com um efeito médio para o consumidor de 15,84%.

Como consequência dos compromissos assumidos pela Enel na OPA, tivemos a conclusão do processo de Aumento de Capital da Companhia, ocorrida em setembro, com a emissão 33.171.164 de novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. Com a homologação do Aumento de Capital pelo Conselho de Administração da Companhia, nossa controladora, Enel, passou a deter 94,4% do capital total e votante da Eletropaulo.

Ainda neste trimestre, destaco a conclusão exitosa da 23ª Emissão de debêntures da Companhia, com o valor de R\$ 3,0 bilhões. Esta emissão foi uma importante etapa na execução de nossa estratégia financeira, permitindo a adequação do perfil de nossas dívidas ao alongar o prazo médio e reduzir os *spreads* praticados, melhorando a qualidade de crédito da Eletropaulo. Por fim, destaco no desempenho econômico-financeiro, o aumento de 32,5% do EBITDA ajustado por eventos não recorrentes, no comparativo entre os trimestres (R\$ 349,4 milhões no 3T18 versus R\$ 263,7 milhões no 3T17).

RESULTADOS 3T18

Teleconferência de resultados

01.11.2018

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	25
INVESTIMENTOS	28
FLUXO DE CAIXA	29
EQUIPE DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES	30
ANEXOS	31

Destques do Período	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	10.521	10.560	-0,4%	32.246	32.211	0,1%
Receita Líquida (R\$ mil)	4.188.158	3.752.087	11,6%	11.041.735	9.560.064	15,5%
EBITDA (R\$ mil)	366.888	403.507	-9,1%	882.821	1.128.375	-21,8%
Margem EBITDA (%)	8,8%	10,8%	-18,5%	8,0%	11,8%	-32,3%
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	2.791	57.592	-95,2%	-158.260	98.899	-260,0%
CAPEX (R\$ mil)	366.431	271.386	35,0%	956.745	725.551	31,9%
Número de Colaboradores Próprios	7.458	7.384	1,0%	7.458	7.384	1,0%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	3,37x	2,57x	0,70 p.p.	3,37x	2,57x	0,70 p.p.
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado - 23ª Emissão Debêntures	2,73x	-	-	2,73x	-	-

São Paulo, 30 de outubro de 2018 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (B3: ELPL3) anuncia hoje os resultados referentes ao 3º trimestre de 2018 (“3T18”).

DESTAQUES 3T18

Operacional

- Redução de 44,3% do DEC no 3T18 para 7,48 horas em comparação com o registrado no 3T17 (13,42 horas), dentro do limite regulatório global de 7,53 horas;
- Indicador FEC totalizou 4,57 vezes no 3T18, uma redução de 33,1% em comparação ao 3T17 (6,83 vezes), dentro do limite regulatório global de 5,24 vezes;
- Redução de 16% da Duração Média (“DM”) quando comparado com o 3T17, 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.

Mercado e Comercial

- Diminuição de 0,4% do mercado total no 3T18, com retração de 1,4% no mercado cativo, reflexo principalmente da migração de clientes para o mercado livre;
- 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 114,7 mil negociações no 3T18, resultando em R\$ 60,5 milhões negociados, contribuindo para uma redução de 20% (R\$ 10,9 milhões) da PECLD no 3T18 versus 3T17;
- Diminuição do patamar de perdas totais no comparativo entre os trimestres (9,6% no 3T18 versus 9,8% no 3T17).

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 17 de Agosto a ANEEL realizou audiência pública para debater diferentes metodologias de definição do custo de capital regulatório das empresas de distribuição, o que trará impacto para os resultados financeiros da Companhia apenas no ciclo de 2023.

Financeiro

- EBITDA reportado de R\$ 366,9 milhões no 3T18, redução de 9,1% *versus* os R\$ 403,5 milhões registrados no 3T17. EBITDA ajustado¹ de R\$ 349,4 milhões no 3T18 (R\$ 263,7 milhões no 3T17);
- Lucro líquido reportado de R\$ 2,8 milhões no 3T18 comparado ao lucro de R\$ 57,6 milhões no 3T17. Lucro Líquido ajustado² de R\$ 10,9 milhões no 3T18, em comparação ao prejuízo líquido ajustado de R\$ 62,7 milhões;
- Saldo de CVA líquida ativa em R\$ 698,7 milhões no 3T18 ante CVA líquida passiva de R\$ 95,1 milhões em 2017;
- Relação de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado¹ de 3,37x no 3T18 ante 2,57x no 3T17.

Estratégia Financeira

- Conclusão da 23ª Emissão de debêntures da Companhia no valor de R\$ 3,0 bilhões;
- Em setembro de 2018, foi realizado o processo de aumento de capital, com a emissão de 33.171.164 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, pela Companhia. Todas as ações foram devidamente subscritas e integralizadas. Com a homologação do Aumento de Capital pelo Conselho de Administração da Companhia, nossa controladora, Enel, passou a deter 94,4% do capital total e votante da Eletropaulo.

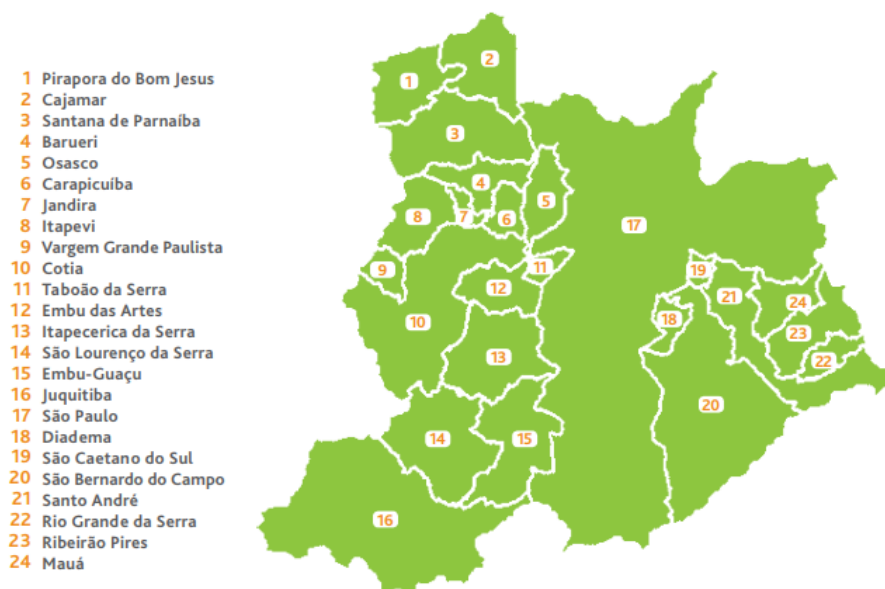
¹ EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes

² Lucro/Prejuízo líquido ajustado pelos efeitos não recorrentes e líquido 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, 1.592 unidades consumidoras⁴ por km², com 18 milhões de pessoas, o que corresponde a 32,8% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo⁵ e 10,3% do total do Brasil⁶.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

Como resultado do processo competitivo para aquisição do controle da Companhia, no dia 04 de junho de 2018 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.

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

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

⁵ Dados acumulados até agosto de 2018, da Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

⁶ Dados acumulados até junho de 2018, do IPEA data.

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.

Em 11 de setembro de 2018 foi emitido o despacho ANEEL nº 2.063 considerando atendida pela Companhia o envio dos documentos comprobatórios de formalização da operação exigido pelo despacho ANEEL nº 1.281 e foi estabelecido que o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/98, deverá ser assinado pela concessionária e o acionista controlador, em até 60 dias.

Aumento de Capital da Companhia

Em 26 de junho e 26 de julho de 2018, foram celebrados, em caráter irrevogável e irretratável, 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, implementado mediante capitalização de créditos (“Aumento de Capital”). Todas as 33.171.164 novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal emitidas pela Companhia foram devidamente subscritas e integralizadas em setembro de 2018.

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

Com a homologação do Aumento de Capital pelo Conselho de Administração da Eletropaulo em 19 de setembro de 2018, a Enel, controladora da Companhia, passou a deter 189.323.545 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, o que corresponde a 94,4% do capital total e votante da Eletropaulo.

A tabela a seguir apresenta a estrutura societária da Companhia em 25 de setembro de 2018, após o processo da OPA e de Aumento de Capital:

Estrutura de Controle	ON	%	TOTAL	%
Controladores	189.323.545	94,4%	189.323.545	94,4%
Enel Investimentos Sudeste S.A.	189.323.545	94,4%	189.323.545	94,4%
Ações em Tesouraria	3.058.154	1,5%	3.058.154	1,5%
Não Controladores	8.133.352	4,1%	8.133.352	4,1%
Outros	8.133.352	4,1%	8.133.352	4,1%
Totais	200.515.051	100,0%	200.515.051	100,0%

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.

Nos reajustes tarifários anuais, os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B são corrigidos de acordo com o índice IGP-M ajustado pelo Fator X.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados, sendo também definidos dois componentes do Fator X (XPd e Xt). O Fator X é composto pelos seguintes componentes:

- 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.

O Fator X aplicado nos reajustes anuais 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 aprovado à Companhia 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 XPd de 1,13%**, previamente definido na 4ª Revisão Tarifária Periódica (“4RTP”) para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Eletropaulo;
 - **Componente XQ de -0,46%**; e
 - **Componente Xt de -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	Patamar 2	Patamar 2			
PLD gatilho - R\$/MWh	189,63	157,28	184,91	40,16	193,36	425,01	505,18	505,18	472,75			

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 3T18 com um volume de 10.520,9 GWh, queda de 0,4% em relação ao 3T17. Quando ajustado pelos dias de faturamento (-0,3 dia, o equivalente a -34,3 GWh), o mercado total apresentaria um comportamento estável no período.

Nos 9M18, o mercado total manteve-se estável em relação aos 9M17, totalizando 32.246,3 GWh. A diferença de dias de faturamento não teve impacto significativo no consumo do período.

Venda e Transporte de Energia (GWh)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Mercado Cativo	7.915	8.028	-1,4%	24.248	24.654	-1,6%
Clientes Livres	2.606	2.533	2,9%	7.998	7.557	5,8%
Total - Venda e Transporte de Energia	10.521	10.560	-0,4%	32.246	32.211	0,1%

Número de Consumidores (Unidades Faturadas)	3T18	3T17	Var. %
Mercado Cativo	7.203.085	7.095.283	1,5%
Residencial - Convencional	6.756.769	6.649.553	1,6%
Industrial	25.953	26.719	-2,9%
Comercial	400.971	399.184	0,4%
Rural	548	484	13,2%
Setor Público	18.844	19.343	-2,6%
Clientes Livres	1.276	1.159	10,1%
Industrial	407	369	10,3%
Comercial	833	753	10,6%
Setor Público	36	37	-2,7%
Total - Número de Consumidores	7.204.361	7.096.442	1,5%

Mercado cativo

O mercado cativo somou 7.914,9 GWh no 3T18, o que correspondeu a uma redução de 1,4% comparado ao 3T17. Ajustando-se o mercado 3T17 pelos fatores: i) migrações do Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") para o Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), com impacto desfavorável de 103,1 GWh; ii) dias

⁷ Não inclui consumo próprio.

de faturamento a menos no 3T18 (0,4 dia, equivalente a 31,5 GWh); e iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto favorável de 17,0 GWh, o mercado cativo no 3T18 teria um aumento de 0,1%.

Nos 9M18, o mercado cativo totalizou 24.248,1 GWh, uma queda de 1,6% ante os 9M17. Ajustando-se os efeitos: i) migrações do ACR para o ACL, com impacto negativo de 513,0 GWh; ii) dias de faturamento a menos nos 9M18 (0,1 dia, equivalente a 10,9 GWh); e iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto positivo de 47,0 GWh, o mercado cativo teria aumento de 0,3%.

Venda de Energia no Mercado Cativo (GWh)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Residencial - Convencional	4.059	4.058	0,0%	12.194	12.103	0,8%
Industrial	791	836	-5,3%	2.346	2.513	-6,6%
Comercial	2.449	2.483	-1,4%	7.823	8.036	-2,7%
Rural	8	8	0,0%	24	23	2,1%
Setor Público	608	643	-5,3%	1.861	1.979	-6,0%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	7.915	8.028	-1,4%	24.248	24.654	-1,6%

Clientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.606,0 GWh no 3T18, um aumento de 2,9% quando comparado ao 3T17, devido principalmente à migração de clientes ao ACL.

Desde o 3T17, entre migrações ao ACL e retornos ao ACR, foram adicionadas 117 unidades ao faturamento do ACL, totalizando 1.276 unidades no 3T18. Isso resultou em um acréscimo de 86,1 GWh nesse mercado que, se descontados do mercado livre faturado no período, reflete uma queda de 0,5% no trimestre.

Nos 9M18, o mercado livre somou 7.998,2 GWh, um aumento de 5,8% em relação aos 9M17. O impacto líquido entre migrações ao ACL e retornos ao ACR foi um acréscimo de 466,0 GWh nesse mercado que, se descontados, refletem em queda de 0,3% no período.

Transporte de Energia para os Clientes Livres (GWh)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Industrial	1.354	1.349	0,3%	4.000	3.915	2,2%
Comercial	904	848	6,6%	2.892	2.629	10,0%
Setor Público	349	335	4,0%	1.106	1.013	9,2%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	2.606	2.533	2,9%	7.998	7.557	5,8%

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

Residencial

O consumo da classe residencial somou 4.058,8 GWh no 3T18, o que correspondeu a uma estabilidade em relação ao 3T17. Neste período, a classe foi impactada desfavoravelmente por 0,3 dia a menos de faturamento (-13,1 GWh) e incremento de aproximadamente 172 mil unidades consumidoras no 3T18, enquanto o consumo médio por unidade recuou 2,5%. Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado residencial teria um crescimento de 0,3% no trimestre.

Nos 9M18, o consumo da classe residencial somou 12.194,3 GWh, o que correspondeu a um aumento de 0,8% em relação aos 9M17. Neste período, a classe foi impactada favoravelmente por 0,8 dia a mais de faturamento (34,6 GWh) e incremento médio de aproximadamente 179 mil unidades consumidoras nos 9M18, enquanto o consumo médio por unidade recuou 2,2%. Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado residencial teria um crescimento de 0,5% no período.

Comercial

O total do consumo faturado para a classe comercial foi de 3.352,3 GWh no 3T18, o que representou um aumento de 0,6% ante o 3T17. Neste período, a classe foi impactada desfavoravelmente por 0,4 dia a menos de faturamento (12,6 GWh) e pelo aumento do consumo médio por unidade (5,3%) e pelo incremento médio

de aproximadamente 4,7 mil unidades consumidoras. Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado comercial teria um crescimento de 1,0% no trimestre.

Nos 9M18, o consumo da classe comercial totalizou 10.714,6 GWh, o que correspondeu a um aumento de 0,5% em relação aos 9M17. Neste período, houve incremento médio de aproximadamente 3,9 mil unidades consumidoras. Por outro lado, a classe foi impactada desfavoravelmente por 0,5 dia a menos de faturamento (23,0 GWh). Se descontado o efeito da diferença de dias de faturamento, o mercado comercial teria um crescimento de 0,7% no período.

Adicionalmente, o mercado comercial foi positivamente afetado pela melhora da atividade do comércio no período (indicador de atividade do comércio aponta alta de 6,5% no período entre janeiro e julho de 2018 em relação ao mesmo período do ano anterior).

Industrial

No 3T18, o consumo da classe industrial decresceu 1,8% em relação ao 3T17, totalizando 2.144,7 GWh. Neste período, o desempenho da classe foi influenciado pela queda do consumo dos segmentos de fabricação de produtos não metálicos (-5,8%), metalurgia (-4,3%), fabricação de produtos têxteis (-8,4%), parcialmente compensada pelo crescimento dos segmentos de fabricação de produtos de borracha e de material plástico (4,2%) e fabricação de veículos automotores, reboques e carrocerias (3,2%).

Nos 9M18, o consumo da classe industrial totalizou 6.346,0 GWh, o que correspondeu a uma queda de 1,3% em relação aos 9M17. Neste período, o desempenho da classe foi influenciado pela queda do consumo dos segmentos de impressão e reprodução de gravações (-7,0%), fabricação de produtos de minerais não metálicos (-3,5%), fabricação de produtos químicos (-1,8%), parcialmente compensada pelo crescimento dos segmentos de fabricação de produtos de borracha e plástico (4,5%) e fabricação de celulose, papel e produtos de papel (3,4%). A classe industrial ainda foi impactada desfavoravelmente por 0,7 dia a menos de faturamento (17,6 GWh), que se descontado, reflete em queda de 1,0% no período. Outros fatores que têm influenciado o consumo incluem a maior eficiência de processos industriais e utilização de fontes alternativas de energia.

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

O consumo das demais classes foi de 965,2 GWh no 3T18, representando uma redução de 2,1% em relação ao 3T17, principalmente em função da queda das classes poder público e iluminação, que recuaram 4,0% e 3,6% respectivamente. Neste período, as demais classes foram impactadas desfavoravelmente por 0,8 dias a menos de faturamento (2,2 GWh). Se descontado esse efeito, o mercado das demais classes teria uma queda de 1,9% no trimestre.

Nos 9M18, o consumo das demais somou 2.991,4 GWh, o que correspondeu a uma queda de 0,8% em relação aos 9M17, refletindo a queda das classes de poderes públicos e iluminação pública, que decresceram 3,3% e 2,4% respectivamente. Neste período, as demais classes foram impactadas desfavoravelmente por 2,6 dias a menos de faturamento (6,6 GWh). Se descontado esse efeito, o mercado das demais classes teria uma queda de 0,6% no período.

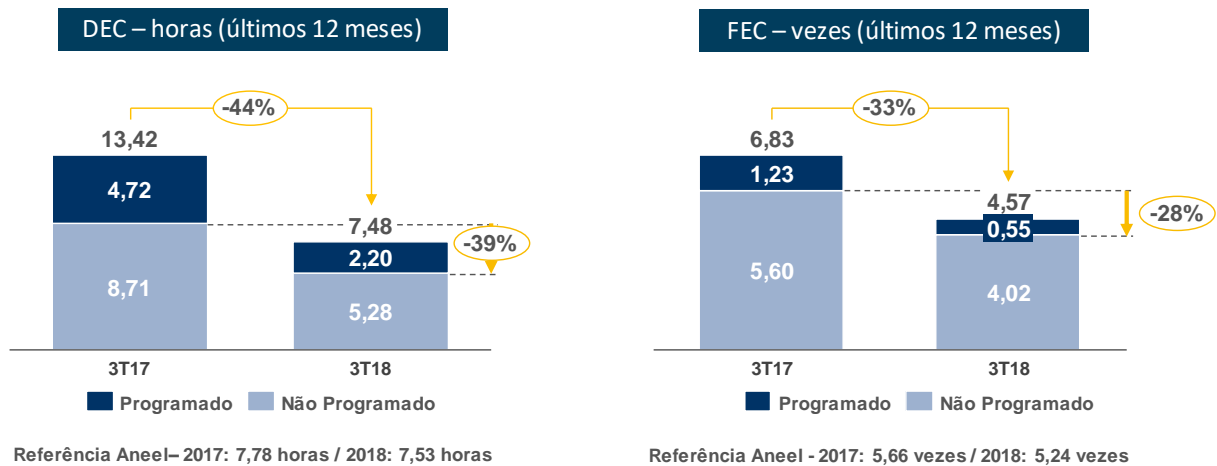
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL

OPERAÇÃO

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 e seu pagamento se dá com base nos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI. As metas para estes 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 3T18 ante 3T17.



DEC - Últimos 12 meses

No 3T18 o DEC totalizou 7,48 horas, uma redução expressiva de 44,3% em relação ao valor registrado no 3T17, valor este dentro do limite regulatório global do período.

A melhora da performance é 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 3T18 o FEC totalizou de 4,57 vezes, uma redução de 33,1% em relação ao valor registrado no 3T17, valor este dentro do limite regulatório global para o ano de 2018 de 5,24 vezes.

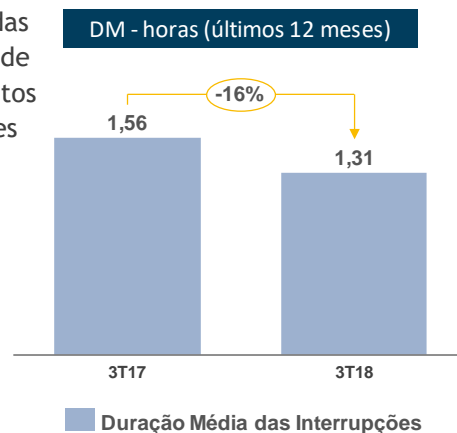
A melhora da performance reflete o grande investimento em manutenção programada, como expansão de rede, execução de manutenção preventiva, poda de árvores e instalação de automação da rede (sistemas supervisionados e sistemas de auto recomposição, tais como religadores e chaves automáticas), além de 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 3T18 e 3T17 e R\$ 48,4 milhões no comparativo entre os 9M18 e 9M17.

DM - Últimos 12 meses

O gráfico que segue destaca a redução das Durações Médias das Interrupções (“DM”) que ocorreu em função da melhoria no processo de priorização e despacho, e agilidade na reação dos desligamentos emergenciais previstas nas ações do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, com destaque para:

- I. substituição de 32,2 mil conectores e ramais no 9M18;
- II. realização de 323,9 mil podas no 9M18;
- III. instalação de 263 religadores automáticos no 9M18;
- IV. instalação de 423 detectores de falha no 9M18.



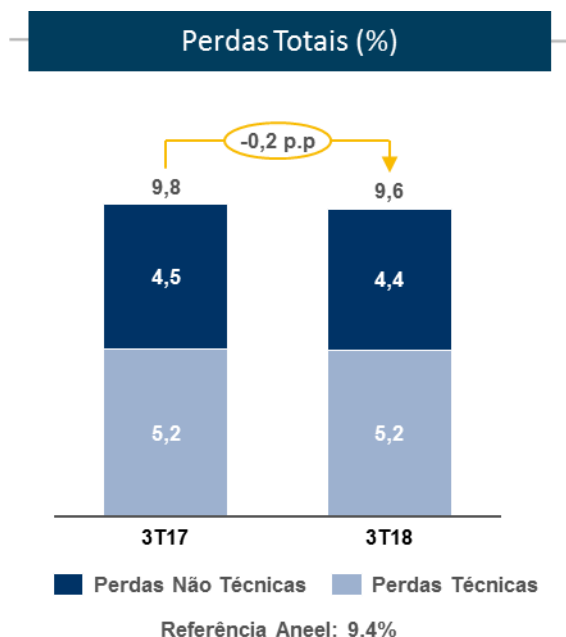
GESTÃO DA RECEITA

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 (47.472 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,57%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,21%) e não técnicas (4,36%). Em comparação ao 3T17, as perdas totais apresentaram redução de 0,18 p.p., decorrente do incremento dos cortes a partir de janeiro de 2018.

A Eletropaulo tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com um programa de mapeamento e cadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação. No 3T18, aproximadamente 517,4 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 3T18

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 94,1 mil inspeções e identificadas 24,1 mil irregularidades no 3T18, contra 109,7 mil inspeções e 34,2 mil irregularidades no 3T17. Nos 9M18 foram realizadas 299,0 mil inspeções e identificadas 77,9 mil irregularidades, contra 312,5 mil inspeções e 95,2 mil irregularidades nos 9M17.

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 3T18, foram realizadas 77,1 mil visitas e 12,1 mil instalações foram recuperadas, ante 120,8 mil visitas e 35,7 mil instalações recuperadas no 3T17. Nos 9M18 foram realizadas 316,8 mil visitas e 32,4 mil instalações foram recuperadas, ante 360,9 mil visitas e 108,2 mil instalações recuperadas nos 9M17. 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 3T18, foram regularizadas 9,7 mil ligações informais, contra 16,6 mil regularizações no 3T17⁸. Nos 9M18, foram regularizadas 42,0 mil instalações informais, contra 46,0 mil instalações nos 9M17. Desde 2004, mais de 867 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 35,1 mil instalações com esse tipo de perdas no 3T18 ante 36,7 mil no 3T17. As principais causas estão relacionadas às instalações com contratos rescindidos e aos impedimentos de leitura de medidores para o faturamento. Até setembro de 2018 foram regularizadas 118,9 mil instalações, contra 118,6 mil instalações no mesmo período de 2017.

No 3T18, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 71,3 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 155,1 GWh de energia, ante os 206,0 GWh adicionados no 3T17. Nos últimos nove meses, foram acrescentados 558,7 GWh de energia que corresponde a um faturamento aproximado de R\$ 230,3 milhões.



Projeto Recicle Mais, Pague Menos

Trata-se de um projeto de eficiência energética da Companhia que oferece desconto na conta de energia elétrica aos clientes residenciais em troca de materiais recicláveis, sem limite de desconto. Desta forma, a conta de energia elétrica do mês pode ser zerada ou até mesmo gerar um crédito para o mês seguinte.

⁸ A diferença de valor publicado no 3T17 e 9M17 deve-se à alteração no critério de contabilização adotado atualmente, onde não são contabilizadas as regularizações de modificações solicitadas pelo cliente.

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 3T18, 846 novos clientes se cadastraram no projeto, comparado a 692 novos clientes cadastrados no 3T17. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 46,8 mil no 3T18, com a coleta de 243,9 toneladas de resíduos. No 3T17 foram concedidos R\$ 65,5 mil em bônus.

Nos 9M18, 2.448 novos clientes se cadastraram no projeto, comparado a 1.903 novos clientes cadastrados nos 9M17, totalizando 55,1 mil clientes cadastrados desde o início do projeto em 2013. O valor do bônus concedido totalizou R\$ 168,5 mil nos primeiros nove meses de 2018, com coleta de 809 toneladas de resíduos.

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 (“TSEE”)

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 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, tal resolução 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 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 setembro de 2018 foram realizados cerca de 280 mil descadastramentos da Tarifa Social e aproximadamente 700,4 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
3T18	19.478
Total	280.223

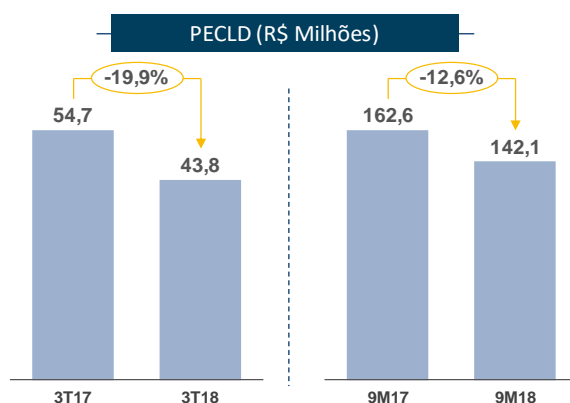
Para minimizar o impacto aos clientes, a Eletropaulo tem realizado diversas medidas, como:

- 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 setembro de 2018, a Companhia faturou 517,4 mil clientes com TSEE versus 474,4 mil faturados em setembro de 2017.

PECLD (Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa)



No 3T18 a PECLD apresentou uma movimentação líquida de R\$ 43,8 milhões, R\$ 10,9 milhões inferior comparado ao 3T17. Este resultado reflete as ações adotadas 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.

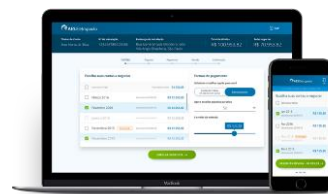
Nos 9M18 a movimentação líquida ficou abaixo em R\$ 20,4 milhões em relação ao mesmo período do ano passado, em função dos mesmos fatores mencionados acima.

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 3T18, foram realizadas 114,7 mil negociações somente pelo portal, totalizando um montante de R\$ 60,5 milhões negociados. Nos 9M18 foram realizadas 323,6 mil negociações pelo portal, totalizando um montante de R\$ 166,0 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 3T18 foram realizados 3 feirões, resultando em 2.626 acordos e R\$ 7,7 milhões negociados. Considerando as ações realizadas nos 9M18, foram então realizados 11 feirões, resultando em 8.412 acordos e R\$ 25,0 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

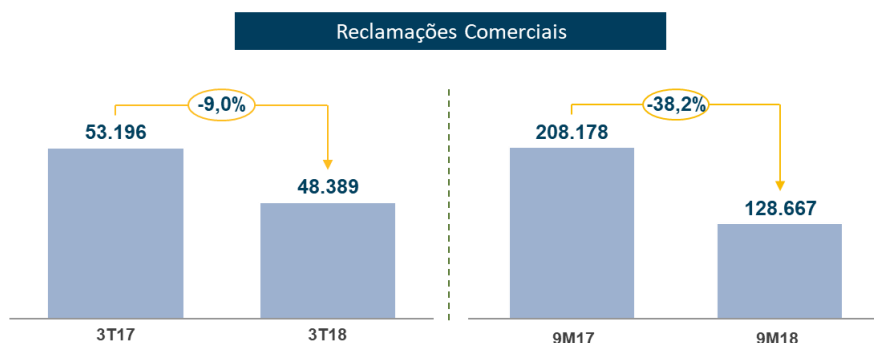
Para garantir a satisfação de seus clientes, a Eletropaulo realiza pesquisas que avaliam os processos da companhia. As pesquisas são realizadas em parceria com a ABRADEE, por meio de entrevistas realizadas na área de concessão da Eletropaulo.

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 feitas diretamente à Companhia. Ao compararmos o 3T18 com o mesmo período de 2017, temos uma redução de 9% no total de reclamações, advinda principalmente de melhorias nos processos das áreas de faturamento e serviços técnicos comerciais.

Se a comparação for entre os 9M17 e 9M18, este percentual é ainda maior (38,2%), mantendo-se o destaque para a redução nas áreas de faturamento e serviços técnicos comerciais.

Destaca-se aqui algumas ações como mudança na gestão das equipes de serviços técnicos comerciais, projeto de impedimento zero, melhorias sistêmicas nos processos de faturamento, processo de transformação digital e empoderamento da Ouvidoria.

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 (*Optical Character Recognition*) que reconhece documentos, com o objetivo de facilitar a comunicação com o cliente. Em 2018, após estudo de usabilidade e navegabilidade, a Eletropaulo relançou seu portal de serviços, com novas versões mobile e desktop, oferecendo melhor experiência de navegação aos usuários. Lançou ainda o FAQ, com utilização de inteligência artificial assim como um novo canal de URA Visual, onde os clientes que acessam a central telefônica podem dar continuidade em seu atendimento através da abertura de um portal de atendimento em seu aparelho telefônico, além de migrar sua

plataforma de atendimento para a nuvem. A ferramenta *Speech Analytics* já está em operação, tendo como objetivo o monitoramento da central de atendimento telefônico para, a partir dessa ação, desenvolver melhorias de atendimento e processos de negócio. Em dezembro de 2018, será implementada a solução chatbot (programa de computador que tenta simular um ser humano na conversação com as pessoas).

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\$ 6.962,3 milhões no 3T18, apresentando um crescimento de 20,1% ou R\$ 1.166,5 milhões, quando comparada ao 3T17, explicada, principalmente por:

- I. aumento de R\$ 815,6 milhões na receita de fornecimento faturada e não faturada, incluindo as bandeiras, e TUSD para consumidores cativos;
- II. aumento de R\$ 236,8 milhões com venda de energia no curto prazo, resultado da maior exposição financeira valorada a um maior PLD;
- III. aumento de R\$ 92,7 milhões da receita de construção devido ao maior nível de investimentos em infraestrutura da concessão do 3T18, com foco na melhoria dos serviços prestados;
- IV. maior receita com a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição paga pelos consumidores livres no valor de R\$ 34,9 milhões, explicado pela migração de clientes para o ACL;
- V. 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:
- VI. redução do ativo financeiro setorial diferido no período no valor de R\$ 65,6 milhões.

No acumulado do ano, a receita bruta da Companhia totalizou R\$ 18.062,6 milhões, apresentando um aumento de R\$ 2.339,4 milhões, quando comparado ao mesmo período do ano anterior. As principais variações são explicadas a seguir:

- I. aumento de R\$ 1.012,5 milhões na receita de fornecimento faturada e não faturada, incluindo as bandeiras, e TUSD para consumidores cativos;
- II. aumento de R\$ 772,3 milhões no ativo e passivo financeiro setorial quando comparado com os 9M17, impactado, principalmente, pelo maior custo de aquisição de energia;
- III. aumento de R\$ 231,2 milhões com venda de energia no curto prazo, resultado da maior exposição financeira valorada a um maior PLD;
- IV. aumento de R\$ 230,0 milhões da receita de construção devido ao maior nível de investimentos em infraestrutura da concessão do 3T18, com foco na melhoria dos serviços prestados;
- V. redução de R\$ 48,4 milhões em penalidades regulatórias (DIC/FIC/DMIC/DICRI).

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções totalizaram R\$ 2.774,1 milhões no 3T18, o que representa um aumento de 35,7%, na comparação com o mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelos seguintes fatores:

- I. aumento de R\$ 238,7 milhões da conta de PIS/COFINS;

- II. aumento de R\$ 204,7 milhões da conta de CCRBT;
- III. aumento de R\$ 160,6 milhões da conta da CDE;
- IV. maior recolhimento de ICMS no montante de R\$ 121,6 milhões.

No acumulado do ano, as deduções totalizaram R\$ 7.020,9 milhões, um aumento de 13,9% em relação ao mesmo período de 2017. As principais variações do período foram:

- I. aumento de R\$ 316,7 milhões da conta de CDE;
- II. aumento de R\$ 256,8 milhões da conta de PIS/COFINS;
- III. aumento do encargos de CCRBT no montante de R\$ 142,2 milhões;
- IV. maior recolhimento de ICMS no valor de R\$ 134,5 milhões.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Considerando as variações expostas, no 3T18, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 4.188,2 milhões, um aumento de 11,6% em relação ao 3T17.

Nos 9M18, a receita operacional líquida foi de R\$ 11.041,7 milhões, uma melhora de 15,5% em relação aos 9M17.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 3.454,8 milhões no 3T18, um crescimento de 12,4% em relação ao 3T17.

No acumulado do ano, esses custos e despesas totalizaram R\$ 9.196,5 milhões, excluindo depreciação e custo de construção, aumento de 19,4% comparado ao mesmo período do ano passado. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos do Serviço e Despesas Operacionais (R\$ mil)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Parcela A						
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	-2.779.255	-2.353.932	18,1%	-6.545.763	-5.665.502	15,5%
Encargos do Serviços dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	-223.469	-285.589	-21,8%	-1.155.192	-670.367	72,3%
Total - Parcela A	-3.002.724	-2.639.521	13,8%	-7.700.955	-6.335.869	21,5%
Despesas Operacionais						
Pessoal	-210.177	-199.792	5,2%	-637.107	-610.854	4,3%
Previdência Privada	-5.223	-4.260	22,6%	-15.409	-13.156	17,1%
Serviços de Terceiros	-135.617	-138.193	0,0%	-457.783	-419.342	9,2%
Material	-16.825	-14.232	0,0%	-54.138	-47.608	13,7%
Depreciação e Amortização	-138.461	-130.229	6,3%	-414.096	-388.088	6,7%
PECLD	-43.832	-54.756	-20,0%	-142.151	-162.600	-12,6%
Custo de Construção	-366.431	-273.683	33,9%	-962.465	-732.440	31,4%
Provisão para Contingências	-6.617	-8.741	-24,3%	-69.833	-33.367	109,3%
Outras Despesas Operacionais	-33.824	-15.402	119,6%	-119.073	-76.454	55,7%
Total - Despesas Operacionais	-957.007	-839.288	14,0%	-2.872.055	-2.483.909	15,6%
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais	-3.959.731	-3.478.809	13,8%	-10.573.010	-8.819.778	19,9%

Parcela A

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 3T18, a despesa com energia comprada para revenda aumentou em 18,1%, ou R\$ 425,3 milhões, em comparação ao 3T17, totalizando R\$ 2.779,3 milhões. Nos 9M18, aumento de 15,5%, ou R\$ 880,3 milhões, totalizando R\$ 6.545,8 milhões. A seguir estão detalhadas as principais variações:

- I. **Risco Hidrológico:** R\$ 98,2 milhões superior no comparativo 3T18 versus 3T17 e R\$ 267,1 milhões no comparativo 9M18 versus 9M17. A variação é resultado da piora da hidrologia e do GSF, impactando o PLD, e aumento do volume de Cotas e usinas repactuadas.
- II. **Leilões⁹:** aumento de R\$ 244,6 milhões no trimestre. Nos 9M18, a variação totalizou um aumento de R\$ 477,4 milhões comparado ao mesmo período do ano passado, explicado pelo maior preço médio e também ao aumento do montante de contratos firmados.
- III. **Itaipu:** aumento de R\$ 122,0 milhões no comparativo entre 3T18 e 3T17 e R\$ 192,3 milhões no comparativo 9M18 versus 9M17, decorrente da maior tarifa média e desvalorização cambial do real frente ao dólar.
- IV. **Proinfa:** aumento de R\$ 1,3 milhão no 3T18 versus 3T17, refletindo aumento na tarifa média entre os trimestres. Nos 9M18, aumento de R\$ 12,1 milhões, em função do aumento da tarifa média em 9,2%, após aumento na conta de encargos de fontes alternativas.

Fontes de Compra de Energia (GWh)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Itaipu	2.204	2.359	-6,6%	6.531	6.984	-6,5%
Leilão	6.984	6.721	3,9%	21.064	20.967	0,5%
Angra 1 e 2	411	273	50,7%	1.220	1.065	14,6%
Proinfa	213	219	-2,8%	599	613	-2,3%
Total - Compra de Energia	9.812	9.571	2,5%	29.414	29.629	-0,7%

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\$ 223,5 milhões no 3T18, uma redução de R\$ 62,1 milhões, em comparação ao 3T17. A variação é explicada, principalmente, pela:

- I. R\$ 95,7 milhões com a CONER em função da maior liberação de excedente da Conta; parcialmente compensada por:
- II. maior despesa com encargos do serviço do sistema (ESS) no valor de R\$ 23,2 milhões em função do maior despacho térmico fora da ordem de serviço.

No acumulado do ano, a variação com despesas com encargos do uso da rede elétrica e transmissão totalizaram R\$ 1.155,2 milhões, aumento de 72,3%, ou R\$ 484,8 milhões, explicada, principalmente, pelo:

- I. aumento de R\$ 448,4 milhões do custo com uso da rede básica, decorrente da indenização de investimentos realizados por transmissoras que renovaram concessão em 2013;
- 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\$ 79,0 milhões;
- III. aumento do encargo do serviço do sistema (ESS) em função do maior despacho térmico fora da ordem de mérito no valor de R\$ 32,5 milhões; parcialmente compensado pelo:

⁹ Inclui Quotas de Garantia Físicas, Ressarcimento relacionado aos leilões e Compra na CCEE.

- IV. maior recurso financeiro disponibilizado da CONER no valor de R\$ 56,1 milhões, decorrente da maior liberação de excedente da Conta;
- V. aumento dos créditos de PIS/COFINS no valor de R\$ 52,0 milhões.

OPEX¹⁰ (PMSO, Contingências, PECLD e Outros)

No 3T18, o OPEX reportado foi de R\$ 452,1 milhões, um aumento de R\$ 16,7 milhões quando comparado ao mesmo período do ano de 2017. No acumulado do ano, o OPEX reportado foi de R\$ 1.495,5 milhões, um aumento de R\$ 132,1 milhões comparado ao mesmo período do ano passado.

Vale destacar que com o objetivo de alinhar as práticas contábeis entre a Eletropaulo e o seu grupo controlador, para o ano de 2017 e 2018, a Companhia reclassificou o custo dos juros e o rendimento esperado dos ativos do seu fundo de pensão para a rubrica de “Despesa Financeira” mantendo sob a rubrica “Entidade de Previdência Privada” somente os custos dos serviços correntes.

As principais variações de OPEX são detalhadas a seguir:

Despesas com Pessoal e Encargos

No 3T18, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 210,2 milhões, um aumento de 5,2% ou R\$ 10,4 milhões em comparação ao 3T17. Essa variação deve-se, sobretudo, ao:

- I. aumento de R\$ 8,1 milhões com benefícios e assistência médica, sendo R\$ 6,9 milhões referente a assistência médica e R\$ 1,2 milhão referente impacto do dissídio coletivo nos benefícios;
- II. aumento de R\$ 6,1 milhões em função do processo de internalização de equipes de atendimento técnico comercial; parcialmente compensado por:
- III. aumento da capitalização da mão de obra própria no valor de R\$ 3,6 milhões devido ao incremento do Capex;
- IV. redução de R\$ 1,5 milhão com a diminuição das horas extras do período.

Nos 9M18, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 637,1 milhões, um aumento de 4,3% ou R\$ 26,3 milhões em comparação aos 9M17. Essa variação deve-se ao:

- I. incremento de R\$ 16,6 milhões em função do processo de internalização de equipes de atendimento técnico comercial;
- II. aumento de R\$ 13,4 milhões com benefícios e assistência médica, sendo R\$ 9,4 milhões referente a assistência médica e R\$ 4,0 milhões referente impacto do dissídio coletivo nos benefícios;
- III. crescimento de R\$ 8,4 milhões referente à PLR, em função da melhor performance dos indicadores operacionais;
- IV. aumento de R\$ 6,7 milhões referentes a governança corporativa da Companhia, parcialmente compensado por:
- V. aumento da capitalização de mão de obra própria, no valor de R\$ 20 milhões, devido ao incremento do Capex.

Despesa com Entidade de Previdência Privada

¹⁰ Exclui custo de construção e depreciação e amortização

Como já mencionado nas explicações gerais de OPEX, com o objetivo de alinhar as práticas contábeis entre a Eletropaulo e o seu grupo controlador, para o ano de 2017 e 2018, a Companhia reclassificou o custo dos juros e o rendimento esperado dos ativos do seu fundo de pensão para a rubrica de “Despesa Financeira” mantendo sob a rubrica “Entidade de Previdência Privada” somente os custos dos serviços correntes.

Assim, no 3T18, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 5,2 milhões, resultado 22,6% acima do registrado no 3T17, de R\$ 4,3 milhões. Esse aumento deve-se sobretudo a redução da 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\$ 15,4 milhões, resultado 17,1% superior ao registrado no mesmo período de 2017, em função dos mesmos itens citados anteriormente.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 3T18, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 152,4 milhões, permanecendo estável em relação ao mesmo período do ano anterior.

Nos 9M18, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 511,9 milhões, um aumento de 9,6% ou R\$ 45,0 milhões em comparação aos 9M17. Essa variação deve-se a:

- I. aumento de R\$ 62,8 milhões, principalmente, referente à assessoria financeira e jurídica relacionada a emissão de ações (Follow On) e OPA;
- II. aumento de R\$ 9,3 milhões devido a menor capitalização de frota;
- III. aumento de R\$ 6,1 milhões decorrentes de despesas relacionadas a segregação de estruturas, pós-migração para Novo Mercado, incluindo aquisição de licenças e adequação da marca;
- IV. aumento de R\$ 3,3 milhões em tarifas bancárias, parcialmente compensadas por:
- V. maior eficiência e otimização de processos no valor de R\$ 32,7 milhões, sendo composto por:
 - R\$ 16,1 milhões devido a alteração no modelo de contratação de call center;
 - R\$ 16,6 milhões em função do processo de internalização de equipes de atendimento técnico comercial.
- VI. menores gastos em 2018 de R\$ 5,5 milhões em ações para recuperação da PECLD e Perdas.

Outras despesas operacionais

As principais despesas incluídas neste grupo são: (a) 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 uma redução de R\$ 11,4 milhões no 3T18 e R\$ 48,4 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.

No 3T18, o total de Outras Despesas Operacionais apresentou aumento de 6,8%, ou R\$ 5,4 milhões, em comparação ao mesmo período de 2017, totalizando R\$ 84,3 milhões. Dentre os principais componentes deste grupo, destacam-se as variações a seguir:

- I. aumento de R\$ 14,1 milhões com custos de desativação de ETD e maior média de baixa de condutores em 2018;
- II. aumento de R\$ 2,9 milhões referentes a contabilização de acréscimos moratórios sobre faturas a receber;
- III. aumento de R\$ 2,3 milhões com ampliação da frota;

- IV. redução de R\$ 10,9 milhões com PECLD, refletindo a continuidade das ações de combate à inadimplência;
- V. redução de R\$ 2,1 milhões das reversões de processos judiciais.

Nos 9M18 o total de Outras Despesas Operacionais apresentou aumento de 21,5%, ou R\$ 58,6 milhões, em comparação ao mesmo período de 2017, totalizando R\$ 331,1 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\$ 36,5 milhões;
- II. aumento com outras despesas, incluindo perdas na desativação de bens e direitos, no valor de R\$ 28,1 milhões, principalmente em função do aumento no volume de investimentos, ocasionando substituição de ativos elétricos e ajuste de inventário, decorrente da conciliação físico contábil, maiores custos de desativação de ETD e maior média de baixa de condutores;
- III. aumento de R\$ 15,3 milhões decorrente de despesas de multas moratórias;
- IV. redução de R\$ 20,4 milhões com PECLD, refletindo a continuidade das ações de combate à inadimplência;
- V. redução de R\$ 2,3 milhões devido a ações de mitigação de pedidos de indenização indevidos.

EBITDA AJUSTADO (Efeitos não recorrentes)

No 3T18, o EBITDA Ajustado por efeitos não recorrentes do 3T18 (R\$ 17,5 milhões), isto é, despesas com assessoria financeira e jurídica relacionadas ao Follow On/OPA e receita com ressarcimento de acordos bilaterais, totalizou R\$ 349,4 milhões, o que representa uma variação positiva de 32,5% em relação ao EBITDA Ajustado por efeitos não recorrentes do 3T17 (R\$ 263,7 milhões), referente esse último aos ganhos tributários e celebração de acordos bilaterais, não recorrentes. A variação é explicada, principalmente por:

- I. efeito positivo na margem de R\$ 88,3 milhões, associado principalmente a efeitos macroeconômicos (i.e. atualização do ativo financeiro da concessão);
- II. impacto positivo pela 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\$ 14,0 milhões no OPEX, principalmente associado a baixas relacionadas a desativação de bens, totalizando R\$ 8,8 milhões, e aumento no PMSO (R\$ 16,2 milhões), parcialmente compensados pela redução na PECLD no valor de R\$ 10,9 milhões.

Nos 9M18, o EBITDA Ajustado por efeitos não recorrentes (R\$ 38,5 milhões), principalmente, despesas com assessoria financeira e jurídica relacionadas ao Follow On/OPA e ressarcimento de acordos bilaterais, totalizou R\$ 921,3 milhões, um aumento de 15,9%, em comparação ao EBITDA Ajustado pelos efeitos não correntes dos 9M17 (R\$ 794,7 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\$ 147,6 milhões, associado principalmente a efeitos macroeconômicos, atualização do ativo financeiro e ganhos com tarifa;
- II. impacto positivo pela redução de R\$ 48,4 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\$ 69,3 milhões no OPEX, decorrente, principalmente, das maiores contingências e baixas no valor de R\$ 76,3 milhões, e aumento no PMSO (R\$ 13,5 milhões), parcialmente compensado pela redução na PECLD no valor de R\$ 20,4 milhões.

O EBITDA Reportado da Companhia no 3T18 totalizou R\$ 366,9 milhões, valor 9,1% inferior ao registrado no 3T17 (R\$ 403,5 milhões). No acumulado do ano, o EBITDA Reportado totalizou R\$ 882,8 milhões em comparação a R\$ 1.128,4 milhões reportado no mesmo período do ano anterior.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 3T18 um resultado financeiro negativo em R\$ 217,4 milhões, em comparação com o resultado financeiro negativo de R\$ 173,9 milhões reconhecido no 3T17.

No acumulado do ano a Companhia registrou um resultado financeiro negativo de R\$ 690,7 milhões versus o resultado financeiro negativo de R\$ 566,8 milhões apresentados nos nove meses do ano passado.

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

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 75,9 milhões no 3T18, uma redução de R\$ 15,9 milhões em relação aos R\$ 91,9 milhões registrados no 3T17. Esse desempenho é explicado, principalmente, pela:

- I. redução de R\$ 42,5 milhões referente à receita de atualização monetária de créditos retroativos de PIS/COFINS, oriundo da exclusão do ICMS-ST (clientes ACL) da base de cálculo; parcialmente compensado pela:
- II. receita com atualização monetária do ativo e passivo financeiro no valor de R\$ 18,3 milhões em função constituição de receita no 3T18 ante a constituição de uma despesa financeira no 3T17;
- III. maior receita no valor de R\$ 6,0 milhões da renda de aplicações financeiras, resultado do maior volume de saldo médio financeiro aplicado, compensado pela redução do CDI médio no período (6,39% no 3T18 e 9,17% no 3T17); e
- IV. maior receita atualização monetária sobre contas de energia em atraso no valor de R\$ 3,4 milhões.

Nos 9M18, a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 107,7 milhões versus os R\$ 198,1 milhões dos nove meses do ano passado. Essa variação é explicada principalmente pela:

- I. PIS/COFINS sobre a receita financeira no valor de R\$ 49,8 milhões, referente ao total de PIS/COFINS sobre receitas financeiras não repassáveis ao consumidor;
- II. R\$ 42,5 milhões referente à receita de atualização monetária de créditos retroativos de PIS/COFINS, oriundo da exclusão do ICMS-ST (clientes ACL) da base de cálculo no 3T17;
- III. redução de R\$ 17,3 milhões da renda de aplicações financeiras em função do maior volume de saldo de aplicações financeiras refletidos no período, compensado pela redução do CDI médio do período (6,50% no 9M18 e 10,91% nos 9M17); parcialmente compensado pela:
- IV. atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial no valor de R\$ 14,2 milhões em função constituição de receita no 9M18 ante uma despesa financeira no 9M17; e
- V. maior receita com atualização monetária sobre contas de energias de energia em atraso de R\$ 11,1 milhões.

Despesas Financeiras e Variações Cambiais Líquidas

A despesa financeira e variações cambiais líquidas da Companhia no 3T18 totalizaram R\$ 293,3 milhões, um aumento de R\$ 27,5 milhões, quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- I. maior despesa com encargos de dívida no montante de R\$ 37,0 milhões, em função do pré-pagamento da 18ª, 20ª emissão e 3ª Nota Promissória, atrelado ao volume de novas emissões;
- II. atualização do Acordo Eletrobras no valor de R\$ 28,5 milhões, parcialmente compensado pela:

- III. variação positiva de R\$ 32,2 milhões em função relacionado à atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial, em função constituição de receita no 3T18 ante uma despesa no 3T17; e
- IV. menores despesas no valor de R\$ 6,1 milhões relacionada ao menor custo dos juros do plano de pensão.

Nos 9M18, companhia registrou despesa financeira e variações cambiais líquidas de R\$ 798,4 milhões, um aumento de 33,5 milhões em relação aos R\$ 764,9 milhões do mesmo período do ano passado. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- I. atualização do Acordo Eletrobras no valor de R\$ 73,3 milhões;
- II. maiores despesas de R\$ 15,4 milhões referente à atualização monetária de processos judiciais e outros;
- III. maior despesa na linha de outras despesas financeiras no valor de R\$ 15,4 milhões, explicado em parte pelos custos atrelados a execução da estratégia de estruturação financeira; parcialmente compensado pela:
- IV. variação positiva de R\$ 47,8 milhões relacionado à atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial, em função do maior volume do ativo financeiro; e
- V. menor despesa no valor de R\$ 18,3 milhões com custo dos juros do plano de pensão.

LUCRO LÍQUIDO

No 3T18, a Companhia reportou um lucro líquido de R\$ 2,8 milhões versus um lucro líquido reportado de R\$ 57,6 milhões no 3T17, uma variação negativa de R\$ 54,8 milhões. Essa variação é explicada pelos efeitos abaixo:

- I. variação negativa do resultado financeiro de R\$ 43,4 milhões;
- II. variação negativa do EBITDA reportado de R\$ 36,6 milhões;
- III. maiores despesas com depreciação e amortização no valor de R\$ 8,2 milhões; parcialmente compensado pelo:
- IV. menor imposto de renda e contribuição social diferidos em função do resultado reportado no 3T18, em relação ao 3T17, no valor de R\$ 33,5 milhões.

Nos 9M18, a Companhia reportou um prejuízo líquido de R\$ 158,3 milhões, uma variação negativa de R\$ 257,2 milhões, em relação aos 9M17 (lucro líquido de R\$ 98,9 milhões). Essa variação ocorreu, principalmente, em função da:

- I. variação negativa do EBITDA reportado de R\$ 245,6 milhões;
- II. variação negativa do resultado financeiro de R\$ 123,9 milhões;
- III. maior despesa com depreciação e amortização no valor de R\$ 26,0 milhões; parcialmente compensado pelo:
- IV. menor imposto de renda e contribuição social diferidos, no valor de R\$ 138,3 milhões, resultado do prejuízo líquido reportado nos 9M18 em relação ao lucro auferido no mesmo período de 2017.

Desconsiderando os efeitos não recorrentes e líquidos de IR/CS do 3T17 no valor de R\$ 120,3 milhões (incluindo efeitos regulatórios e tributários, e acordos bilaterais) e do 3T18 no valor de R\$ 8,1 milhões (principalmente, despesas com assessoria financeira e jurídica no processo do Follow-on e OPA, execução da estratégia de estruturação financeira - reperfilamento da dívida - e acordos bilaterais), o resultado líquido ajustado da Companhia totalizaria um lucro de R\$ 10,9 milhões no 3T18, o que representaria uma

variação positiva de R\$ 73,6 milhões no comparativo com o resultado ajustado do 3T17, negativo em R\$ 62,7 milhões.

No acumulado do ano, desconsiderando os efeitos não recorrentes e líquidos de IR/CS dos 9M17 no valor de R\$ 248,3 milhões (acordos bilaterais, índice de reajuste tarifário e efeitos tributários) e dos 9M18 no valor de R\$ 76,1 milhões (acordos bilaterais, despesas com assessoria financeira e jurídica no processo do Follow-on e OPA, execução da estratégia de estruturação financeira - reperfilamento da dívida), o resultado líquido ajustado da Companhia totalizaria um prejuízo de R\$ 82,1 milhões, uma variação positiva de R\$ 67,3 milhões quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS LÍQUIDOS

Em 30 de setembro de 2018, a Companhia encerrou com um saldo de CVA Líquida Ativa (“a receber”) de R\$ 698,7 milhões em relação ao saldo de CVA Líquida Passiva de R\$ 95,1 milhões em 31 de dezembro de 2017, fruto dos maiores custos com aquisição de energia.

ENDIVIDAMENTO

A Companhia encerrou o 3T18 com uma dívida bruta¹¹ de R\$ 5.585,6 milhões, um total 18,6% maior em relação ao 3T17 que apresentou R\$ 4.710,2 milhões. As disponibilidades somaram R\$ 1.332,9 milhões no 3T18 ante R\$ 1.065,7 milhões do mesmo período do ano anterior.

Vale destacar que a Companhia concluiu com êxito a sua 23ª emissão de Debêntures, com o valor de R\$ 3.000 milhões de reais. Esta emissão faz parte da estratégia financeira de revisão de patamar e condições de seu endividamento a custos menores dado que alongou o prazo médio das dívidas e melhorou a qualidade de crédito da Eletropaulo.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.252,8 milhões no 3T18, um aumento de R\$ 608,3 milhões em relação ao valor de R\$ 3.644,5 milhões do 3T17. Esse aumento deve-se principalmente aos fatores abaixo:

- (i) emissões de R\$ 3.280,6 milhões no período de 12 meses, incluindo Debêntures e liberações do FINEM e FINEP com destaque no 3T18 para 23ª Emissão de debêntures no valor de R\$ 3.000 milhões;
- (ii) amortizações e pagamento de juros de debêntures, CCB, FINEM, FINEP e Conta Garantida, de R\$ 2.307,8 milhões¹², no período de 12 meses, com destaque no 3T18 para as amortizações e pagamento de juros de R\$ 1.884,9 milhões referentes ao resgate antecipado de debêntures (13ª, 18ª, 19ª, 20ª e 21ª Emissões), nota promissória (3ª Nota Promissória) e CCB;
- (iii) redução do saldo das despesas com fundo de pensão em R\$ 90,7 milhões;
- (iv) aumento de R\$ 267,2 milhões no saldo de caixa impactado principalmente pelo adiantamento para futuro aumento de capital de R\$ 600,0 milhões.

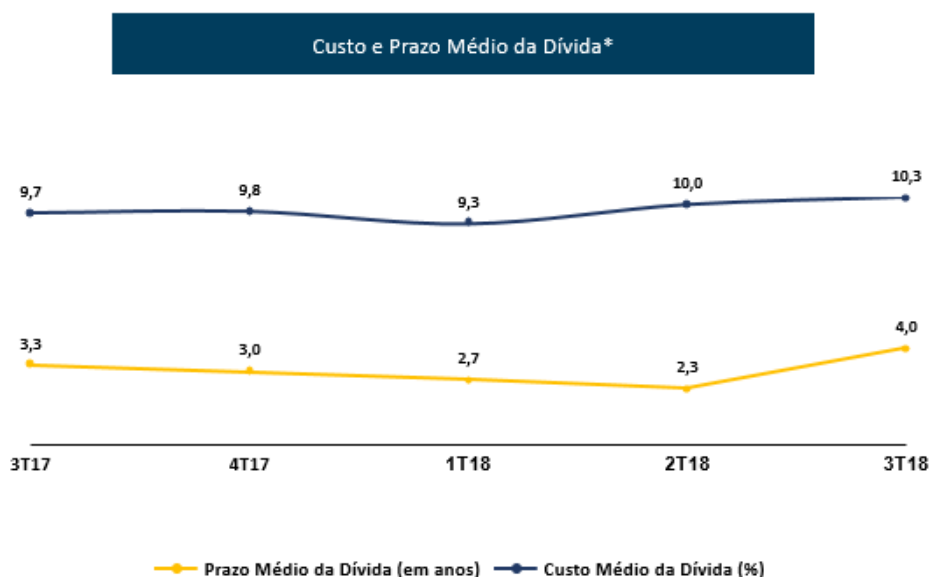
¹¹ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, leasing financeiro e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.174,2 milhões (não considerando o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 2.458,9 milhões).

¹² O valor amortizado não considera os resgates antecipados do CCB Safra, da 4ª Emissão de Notas Promissórias e da 22ª Emissão de Debêntures que foram emitidas entre o 3T17 e o 3T18.

Endividamento (R\$ mil)	3T18	3T17	Var. %
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	4.411.423	3.445.339	28,0%
Fundo de Pensão	1.174.229	1.264.898	-7,2%
(-) Disponibilidades*	-1.332.870	-1.065.721	25,1%
Dívida Líquida	4.252.782	3.644.516	16,7%
EBITDA (12 meses)	1.147.818	1.025.331	11,9%
Despesa com Fundo de Pensão (12 meses)	114.228	392.336	-70,9%
EBITDA Ajustado (12 meses)	1.262.046	1.417.667	-11,0%
Despesa Financeira sobre Empréstimos	-456.921	-533.964	-14,4%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	3,37	2,57	31,1%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (23ª Emissão)**	2,73	-	-
EBITDA Ajustado/Despesa Financeira	2,76	2,65	4,0%

* Caixa, equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo

** Conceito de Dívida líquida e EBITDA ajustados conforme novos termos negociados na 23ª Emissão para padronização com demais emissões do grupo Enel



* Prazo médio considera principal; custo médio considera principal e juros. Ambos consideram a dívida com a Fundação CESP (excluindo corredor).

No 3T18, a dívida da Eletropaulo atrelada ao CDI¹³ foi de R\$ 3.787,5 milhões, maior do que o registrado no 3T17 de R\$ 3.029,6 milhões. No 3T18 o custo médio registrado foi de CDI + 1,14 % a.a. em comparação a CDI + 2,09 % a.a. do mesmo período do ano anterior, em função, principalmente, das novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas no período, conforme descritas acima.

O saldo da dívida atrelada aos demais índices¹⁴ no 3T18, é de R\$ 1.713,3 milhões ante R\$ 1.585,3 milhões registrados no 3T17.

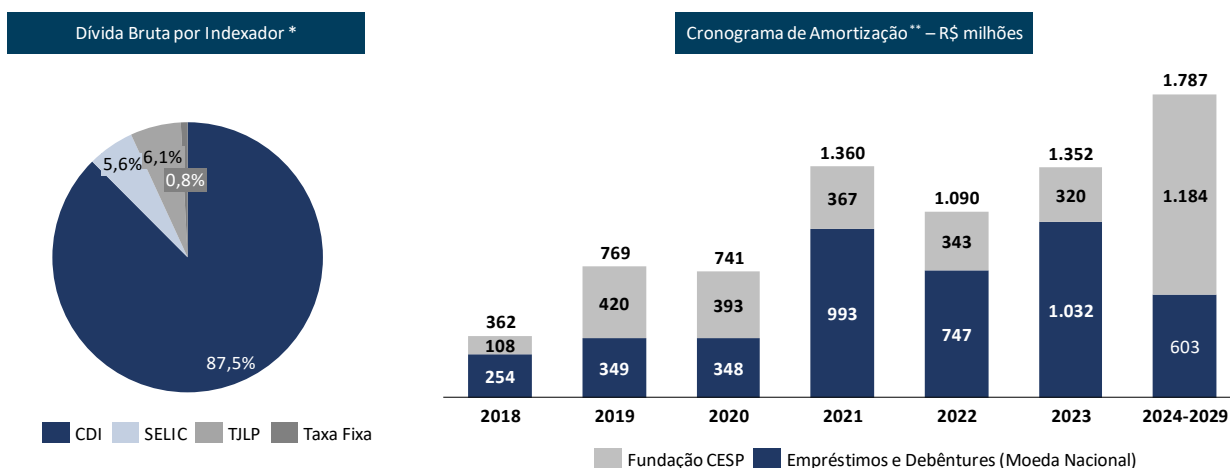
O prazo médio da dívida no 3T18 é de 4,0 anos, patamar superior ao prazo de 3,3 anos do 3T17, também explicado pelo resgate antecipado de dívidas com prazo menor e pela emissão da 23ª Emissão de Debêntures

¹³ Dívida atrelada ao CDI compreende somatório de principal, encargos e custos a amortizar das debêntures, notas promissórias e cédulas de crédito bancário (CCB).

¹⁴ A dívida atrelada aos demais índices compreende o somatório do FINEM, FINEP e fundo de pensão (excluindo corredor).

com prazo mais longo. Desconsiderando a dívida associada ao Fundo de Pensão, o prazo médio da dívida no 3T18 é de 3,7 anos, patamar superior ao prazo de 2,4 anos do 3T17.

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



* Referente a Empréstimos, Financiamentos e Debêntures e Custos a Amortizar.

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

Rating da Companhia

Escala	Ratings	Nacional	Internacional	Perspectiva
	Fitch	AAA	BBB ⁻¹ e BB ⁺ ²	Estável
	S&P	AA+	BB-	Positiva
	Moody's	Aaa	Ba1	Estável

Últimas atualizações: Fitch - Jul/2018; S&P - Set/2018; Moody's - Set/2018; 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\$ 1.174,2 milhões em 30 de setembro 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 aplicável a 11^a, 14^a e 15^a Emissões de Debêntures, FINEMs e CCB ABC conforme previsto nos *covenants*¹⁵ dos últimos 12 meses findos em 30 de setembro de 2018, a Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 3,37x, e EBITDA Ajustado/Despesa Financeira de 2,76x.

Na 23^a emissão de debêntures foi negociada uma cláusula de *covenants* diferente da condição até então utilizada. O objetivo da alteração foi padronizar os termos do índice financeiro às condições utilizadas pelo Grupo Enel. Em paralelo, a Companhia está trabalhando para padronizar a redação das outras emissões de forma que seja mantido apenas um índice financeiro.

¹⁵ 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”.

Para o cenário da 23ª Emissão, considerando o EBITDA conforme previsto nos *covenants*¹⁶ dos últimos 12 meses findos em 30 de setembro de 2018, a Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 2,73x.

Os limites dos *covenants* válido para todas as dívidas da Companhia são:

- I. Dívida Líquida/EBITDA Ajustado não pode ser superior a 3,5x e
- II. EBITDA Ajustado/Despesa Financeira não pode ser inferior a 1,75x¹⁷.

Desta forma no 3T18, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

INVESTIMENTOS

No 3T18, a Eletropaulo investiu R\$ 366,4 milhões, um aumento de 35,0% em comparação com 3T17, sendo R\$ 340,4 milhões realizados com recursos próprios e R\$ 26,0 milhões financiados pelos clientes.

No acumulado do ano, a Eletropaulo investiu R\$ 956,7 milhões, valor 31,9% maior quando comparado com o 9M17, sendo R\$ 881,6 milhões realizados com recursos próprios e R\$ 75,1 milhões financiados pelos clientes, conforme detalhado na tabela a seguir.

Investimentos (R\$ mil)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Manutenção	155.575	118.708	31,1%	396.679	314.262	26,2%
Crescimento	148.510	84.908	74,9%	372.773	236.029	57,9%
Novas Conexões	36.317	36.541	-0,6%	112.234	96.401	16,4%
Total com Recursos Próprios	340.403	240.157	41,7%	881.686	646.692	36,3%
Financiado pelo Cliente	26.028	31.229	-16,7%	75.058	78.859	-4,8%
Total	366.431	271.386	35,0%	956.745	725.551	31,9%

Principais investimentos no 3T18 e 9M18

Manutenção

No 3T18, foi investido R\$ 155,6 milhões, 31,1% superior ao investido no 3T17 (R\$ 118,7 milhões), a destacar:

- I. aquisição de 61 caminhões;
- II. acréscimo de 80 MVA de capacidade ao sistema elétrico na subestação Cambuci.

O investimento no 9M18, foi 26,2% superior comparado ao investido no 9M17 (R\$ 314,3 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, no 2T18 a ETD Alphaville e ETD Vila Mariana e no 3T18 a ETD Cambuci.

Crescimento

Os investimentos totalizaram R\$ 148,5 milhões no 3T18, valor 74,9% superior ao investido no 3T17 (R\$ 84,9 milhões). Destaca-se no 3T18 os seguintes:

- I. 8,3 mil regularizações com emprego de medidor por meio de inspeções de fraude e a regularização de 9,7 mil conexões informais;
- II. R\$ 26,5 milhões em rede compacta, com 87 km instalados e investimentos de R\$ 7,3 milhões em reforma de rede secundária;

¹⁶ EBITDA ajustado corresponde ao somatório dos últimos 12 meses do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras), todos os montantes de depreciação e amortização, todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificado na conta de “custo de operação”, os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL, desde que não incluídos no resultado operacional acima, atualização do ativo financeiro da concessão (positivos e negativos no resultado), desde que não incluídos no resultado operacional acima, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa e baixas de títulos incobráveis.

¹⁷ Não se aplica para 23ª Emissão.

- III. ETD compacta Roselândia, com acréscimo de 20 MVA no sistema e 3 circuitos primários de distribuição.

No 9M18, foi investido R\$ 372,8 milhões, 57,9% superior comparado ao investido no 9M17 (R\$ 236,0 milhões). Destaca-se os investimentos em rede compacta, com 310 km instalados e no 3T18 a ETD compacta Roselândia.

Novas Conexões

No 3T18, foram investidos R\$ 36,3 milhões, valor em linha com o que foi investido no 3T17 (R\$ 36,5 milhões). Destaca-se no 3T18 o montante de 70 mil novas conexões de clientes e o investimento de R\$ 13,0 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 9M18 foi 16,4% superior ao investido no 9M17 (R\$ 96,4 milhões). Destaca-se no 9M18, 207 mil novas conexões de clientes e o investimento de R\$ 40,2 milhões em serviços técnicos comerciais.

Financiados pelo Cliente

Os investimentos no 3T18 totalizaram R\$ 26,0 milhões, valor 16,7% inferior ao investido no 3T17 (R\$ 31,2 milhões) e nos 9M18 4,8% inferior ao investido nos 9M17 (R\$ 78,9 milhões), reflexo de demanda inferior de projetos para atendimento aos clientes.

FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa (R\$ mil)	3T18	3T17	Var.	9M18	9M17	Var.
Saldo inicial de Caixa	1.505.579	931.888	573.690	601.276	1.067.631	- 466.355
Geração de caixa operacional	-14.213	531.626	- 545.838	37.808	1.311.640	- 1.273.831
Investimentos	-332.118	-245.346	- 86.772	-889.607	-800.172	- 89.435
Despesa Financeira e Amortizações Líquidas*	-302.740	37.973	- 340.713	484.449	-174.888	659.337
Despesas com Fundo de Pensão	-136.770	-110.717	- 26.054	-344.219	-331.280	- 12.939
Tributos**	-534	0	- 534	-11.436	-1.855	- 9.581
Caixa restrito e/ou bloqueado	13.948	-79.705	93.652	-43.439	-5.355	- 38.084
Caixa Livre	-772.427	133.832	- 906.259	-766.444	-1.911	- 764.533
AFAC	600.000	0	600.000	1.500.000	0	1.500.000
Pagamento de Dividendos e JSCP	-280	0	- 280	-1.961	0	- 1.961
Saldo Final de Caixa	1.332.871	1.065.720	267.150	1.332.871	1.065.720	267.150

* Despesa Financeira e Amortizações líquidas de juros da 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 3T18, a Companhia registrou uma geração de caixa operacional negativa de R\$ 14,2 milhões, desempenho R\$ 545,8 milhões inferior ao apresentado no 3T17. 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, custos 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 (i) ao reajuste anual ocorrido em julho de 2018 (ii) regularização dos repasses relativo ao subsídio de baixa renda e (iii) bandeira tarifária vermelha patamar 2.

O saldo de movimentações com despesa financeira e amortizações líquidas apresentou variação negativa no comparativo do 3T18 versus 3T17, em função do maior volume de amortizações no período.

Destaca-se ainda no 3T18 um AFAC realizado pelo controlador na Companhia no valor de R\$ 600,0 milhões. Considerando esse recurso, o saldo final de caixa totalizou R\$ 1.332,9 milhões no 3T18, comparado com R\$ 1.065,7 milhões no 3T17.

No acumulado do ano, a Companhia registrou redução de R\$ 1.273,8 milhões na geração de caixa operacional quando comparada aos 9M17 devido, principalmente:

- I. efeito negativo decorrente dos gastos relacionados a compra de energia pelos mesmos fatos acima mencionados. Esses custos foram parcialmente compensados por:
- II. aumento de arrecadação quando comparado com os 9M17 devido (i) aos reajustes anuais ocorridos em 2017 e 2018 além da (ii) regularização dos repasses relativo ao subsídio de baixa renda e (iii) da bandeira tarifária vermelha patamar 2, conforme mencionado acima.

O saldo de movimentações com despesa financeira e amortizações líquidas apresentou variação positiva de 9M18 comparado aos 9M17, em função do maior volume de captações no período, refletindo a estratégia de reperfilamento das dívidas buscando o alongamento de prazo, redução de custos que está ainda em execução.

Destaca-se ainda nos 9M18 o ingresso de AFACs realizados pelo controlador na Companhia no valor de R\$ 1.500,0 milhões. Considerando esse recurso, o saldo final de caixa totalizou R\$ 1.332,9 milhões nos 9M18, comparado com R\$ 1.065,7 milhões nos 9M17.

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
Equipe de RI		
João Pedro Paschoal	joao.paschoal@eletropaulo.com.br	(11) 2195-7221
Ricardo Borges Medeiros	ricardo.borges@eletropaulo.com.br	(11) 2195-7868
Isabella Rodrigues de Melo	isabella.rodrigues@eletropaulo.com.br	(11) 2195-4806

ANEXOS

Receita Operacional

Demonstrativo de Resultado (R\$ mil)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Receita Operacional Bruta	6.962.270	5.795.760	20,1%	18.062.614	15.723.218	14,9%
Residencial	2.743.438	2.365.839	16,0%	7.330.480	6.747.699	8,6%
Industrial	481.092	435.651	10,4%	1.278.415	1.254.044	1,9%
Comercial	1.565.049	1.362.422	14,9%	4.422.851	4.191.549	5,5%
Rural	2.093	1.666	25,6%	5.594	3.896	43,6%
Poder Público	162.078	143.797	12,7%	447.053	425.981	4,9%
Iluminação Pública	80.773	69.275	16,6%	206.227	193.324	6,7%
Serviço Público	65.124	60.670	7,3%	168.736	181.148	-6,9%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Cativo)	-1.902.709	-1.734.257	9,7%	-5.382.123	-5.288.008	1,8%
Fornecimento de Energia	3.196.938	2.705.063	18,2%	8.477.233	7.709.633	10,0%
Não faturado	161.398	6.130	2532,9%	131.279	-19.539	-771,9%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Livre)	281.459	246.591	14,1%	759.306	753.413	0,8%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (Cativo)	1.902.709	1.734.257	9,7%	5.382.123	5.288.008	1,8%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI - TUSD Consumidores cativos e livres	-4.841	-16.205	-70,1%	-26.208	-74.577	-64,9%
Energia no curto prazo	296.691	59.858	395,7%	380.509	149.286	154,9%
Receita de construção	366.431	273.683	33,9%	962.465	732.440	31,4%
Aluguel de Poste	33.317	32.780	1,6%	99.725	97.376	2,4%
Receitas com partes relacionadas	0	460	-100,0%	1.232	1.718	-28,3%
Outras receitas	7.216	7.294	-1,1%	17.606	21.385	-17,7%
Outras receitas originadas de contratos com clientes	3.044.380	2.344.848	29,8%	7.708.037	6.949.510	10,9%
Subvenção de recursos da CDE	87.607	77.873	12,5%	268.822	229.983	16,9%
Ativo e passivo financeiro setorial	607.781	673.406	-9,7%	1.502.364	730.064	105,8%
Atualização do ativo financeiro da concessão	25.564	-5.430	-570,8%	106.158	26.367	302,6%
Ressarcimento - ônus de acordos bilaterais	0	0	0,0%	0	77.661	-100,0%
Outras Receitas	720.952	745.849	-3,3%	1.877.344	1.064.075	76,4%
ICMS	-1.026.537	-904.983	13,4%	-2.782.766	-2.648.239	5,1%
Encargos do Consumidor	-1.167.467	-797.616	46,4%	-2.716.042	-2.248.649	20,8%
PROINFA	-20.569	-19.026	8,1%	-61.762	-65.226	-5,3%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	-37.648	-34.647	8,7%	-98.916	-86.926	13,8%
CDE	-719.034	-558.463	28,8%	-2.009.965	-1.693.254	18,7%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	-390.216	-185.480	110,4%	-545.399	-403.243	35,3%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	-576.675	-337.924	70,7%	-1.512.338	-1.255.517	20,5%
Taxa de Fiscalização da Anel	-3.433	-3.150	9,0%	-9.733	-10.749	-9,5%

Demonstração de Resultados

Demonstrativo de Resultado (R\$ mil)	3T18	3T17	Var. %	9M18	9M17	Var. %
Receita Operacional Líquida	4.188.158	3.752.087	11,6%	11.041.735	9.560.064	15,5%
Custos e Despesas Operacionais	-3.959.731	-3.478.809	13,8%	-10.573.011	-8.819.777	19,9%
Parcela A	-3.002.724	-2.639.521	13,8%	-7.700.955	-6.335.869	21,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-2.779.255	-2.353.932	18,5%	-6.545.763	-5.665.502	15,8%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	-223.469	-285.589	-21,8%	-1.155.192	-670.367	72,3%
Despesas Operacionais	-957.007	-839.288	14,0%	-2.872.056	-2.483.908	15,6%
Pessoal	-210.177	-199.792	5,2%	-637.107	-610.854	4,3%
Entidade de Previdência Privada	-5.223	-4.260	22,6%	-15.409	-13.156	17,1%
Serviços de Terceiros	-135.617	-138.193	-1,9%	-457.783	-419.342	9,2%
Materiais	-16.825	-14.232	18,2%	-54.138	-47.608	13,7%
PECLD	-43.832	-54.756	-20,0%	-142.151	-162.600	-12,6%
(Provisão) Reversão para contingências	-6.617	-8.741	-24,3%	-69.833	-33.367	109,3%
Outros custos	-33.824	-15.402	119,6%	-119.074	-76.454	55,7%
Custo de construção	-366.431	-273.683	33,9%	-962.465	-732.440	31,4%
Depreciação e Amortização	-138.461	-130.229	6,3%	-414.096	-388.088	6,7%
EBITDA	366.888	403.507	-9,1%	882.821	1.128.375	-21,8%
Margem EBITDA (%)	8,8%	10,8%	-18,5%	8,0%	11,8%	-32,3%
EBIT	228.427	273.278	-16,4%	468.725	740.287	-36,7%
Margem EBIT	5,5%	7,3%	-25,1%	4,2%	7,7%	-45,2%
Resultado Financeiro	-217.358	-173.912	25,0%	-690.698	-566.773	21,9%
Receita Financeira	75.934	91.851	-17,3%	107.743	198.124	-45,6%
Renda de aplicações financeiras	21.910	15.896	37,8%	34.694	52.035	-33,3%
Atualização monetária e juros sobre contas de energia elétrica em atraso	19.665	16.222	21,2%	62.108	51.021	21,7%
Subvenções governamentais	1.229	991	24,0%	3.765	3.015	24,9%
Atualização de créditos tributários	1.015	671	51,3%	1.222	1.358	-10,0%
Atualização monetária dos depósitos judiciais	6.888	7.810	-11,8%	16.952	27.150	-37,6%
Atualização monetária - PIS/COFINS sobre ICMS-ST - clientes ACL	0	42.531	-100,0%	0	42.531	-100,0%
Atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial	18.335	0	0,0%	14.230	0	0,0%
Precatórios judiciais - juros e atualização monetária	110	615	-82,1%	454	1.524	-70,2%
Outras Receitas Financeiras - partes relacionadas	0	155	-100,0%	0	298	-100,0%
Devolução de PIS e Cofins sobre receita financeira	-2.772	0	0,0%	-49.835	0	0,0%
Outras receitas financeiras	9.554	6.960	37,3%	24.153	19.192	25,8%
Despesa Financeira	-293.533	-265.630	10,5%	-799.588	-764.832	4,5%
Encargo de dívidas - empréstimos e debêntures em moeda nacional	-138.341	-101.297	36,6%	-337.409	-333.307	1,2%
Subvenções governamentais	-1.216	-991	22,7%	-3.752	-3.015	24,4%
Atualização monetária de P&D e eficiência energética	-2.021	-2.761	-26,8%	-5.846	-9.571	-38,9%
Juros capitalizados transferidos para o intangível em curso	4.215	3.022	39,5%	8.863	9.684	-8,5%
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias	0	0	0,0%	0	0	0,0%
Cartas de fiança e seguros garantia	-9.576	-15.105	-36,6%	-35.916	-38.813	-7,5%
Atualização monetária de processos judiciais e outros	-13.333	-15.146	-12,0%	-54.684	-39.284	39,2%
Atualização monetária - Energia livre	-1.722	-2.370	-27,3%	-5.403	-7.722	-30,0%
Atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial	0	-32.209	-100,0%	0	-47.770	-100,0%
Acordo Elerobras	-28.466	0	0,0%	-73.331	0	0,0%
Custo dos juros (líquidos) do plano de pensão	-87.486	-93.580	-6,5%	-262.460	-280.740	-6,5%
Outras despesas financeiras	-15.587	-5.193	200,2%	-29.650	-14.294	107,4%
Lucro Antes de Imposto de Renda	11.069	99.366	-88,9%	-221.973	173.515	-227,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social	-8.278	-41.774	-80,2%	63.713	-74.616	-185,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	2.791	57.592	-95,2%	-158.260	98.899	-260,0%

Balanço Patrimonial - Ativo

Balanço Patrimonial (R\$ mil)	3T18	4T17
Ativo Total	16.774.608	14.213.810
Ativo Circulante	4.996.344	3.337.736
Caixa e equivalentes de caixa	1.327.584	597.447
Investimentos de curto prazo	5.286	3.830
Consumidores, revendedores e outros	2.405.705	2.058.670
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	21.529	32.126
Outros tributos compensáveis	232.600	89.512
Contas a receber - acordos	129.012	124.187
Outros créditos	326.216	346.427
Almoxarifado	33.570	30.182
Despesas pagas antecipadamente	46.035	37.067
Ativo financeiro setorial, líquido	468.807	18.288
Ativo Não Circulante	11.778.264	10.876.074
Consumidores, revendedores e outros	12.437	13.380
Outros tributos compensáveis	82.151	62.244
Tributos e contribuições sociais diferidos	2.062.146	1.998.433
Cauções e depósitos vinculados	542.366	532.495
Contas a receber - acordos	11.299	11.657
Outros créditos	48.701	46.762
Ativo financeiro da concessão	3.427.253	3.011.833
Ativo financeiro setorial, líquido	229.871	0
Investimento	33.179	44.049
Imobilizado, líquido	72.229	72.762
Intangível	5.256.632	5.082.459

Balanço Patrimonial - Passivo

Balanço Patrimonial (R\$ mil)	3T18	4T17
Passivo Total e Patrimônio Líquido	16.774.608	14.213.810
Passivo Circulante	4.292.825	4.433.087
Fornecedores	2.176.604	1.789.718
Empréstimos e financiamentos	181.738	461.099
Debêntures	211.151	534.728
Arrendamento financeiro	33.072	30.616
Subvenções governamentais	4.302	4.916
IRCS a pagar	0	0
Outros tributos a pagar	543.742	452.952
Dividendos e JSCP a pagar	360	2.046
Obrigações sociais e trabalhistas	134.296	119.379
Encargos setoriais	248.543	296.933
Provisão para processos judiciais e outros	489.105	481.893
Reserva de Reversão	7.342	0
Outras obrigações	262.570	258.807
Passivo financeiro setorial	0	0
Passivo Não Circulante	9.390.073	8.028.885
Empréstimos e financiamentos	422.887	473.056
Debêntures	3.510.815	2.016.646
Arrendamento financeiro	51.760	52.867
Subvenções governamentais	9.433	12.570
Obrigações com entidade de previdência privada	3.633.101	3.707.100
Provisão para processos judiciais e outros	1.647.520	1.546.924
Encargos setoriais	51.774	30.868
Obrigações sociais e trabalhistas	586	937
Reserva de reversão	53.235	66.085
Outras obrigações	8.962	8.453
Passivo financeiro setorial, líquido	0	113.379
Patrimônio Líquido	3.091.710	1.751.838
Capital social	2.823.486	1.323.486
Reserva de capital	691.470	693.338
Ações em Tesouraria	-49.236	-49.236
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	-708.004	-646.685
Aumento de capital proposto	0	0
Reserva de lucros:	0	0
Reserva legal	248.984	248.984
Reserva estatutária	238.545	238.545
Lucros (prejuízos) acumulados	-153.535	-56.594

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.

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.

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.

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.

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 3T18

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



Eletropaulo