

A photograph of a city skyline at sunset. The sky is filled with soft, orange and yellow clouds. In the foreground, a wet surface reflects the city buildings and the sky. The reflection is clear and detailed. In the middle ground, there are several tall, modern skyscrapers with glass facades. One building has a distinctive blue and white geometric design. Another building has a large, dark, dome-shaped roof. The city lights are beginning to glow, and the overall atmosphere is serene and modern.

Relatório da Administração 2017

Eletropaulo

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

Prezados Acionistas,

A administração da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Eletropaulo" ou "Companhia"), em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de V.Sas o Relatório de Administração e as demonstrações contábeis da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes sobre essas demonstrações, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

2017 foi um ano de grandes conquistas e importantes transformações para a Eletropaulo. Realizamos avanços significativos em nosso Plano Estratégico de Criação de Valor, que apresentamos ao mercado no início do ano, que possui como pilares: (i) Programa de Produtividade, (ii) Estrutura de Capital e Gerenciamento de Riscos e (iii) Governança Corporativa. Fortalecemos a nossa governança corporativa, com a migração para o Novo Mercado, segmento da B3 que reúne as empresas com os mais elevados padrões de governança.

A efetivação da migração, concluída em novembro, aumenta a capacidade de investimento necessária para o nosso crescimento à medida que facilita novas captações e a redução do custo de capital. Adicionalmente, potencializa a liquidez das ações, por meio da negociação de apenas ações ordinárias, aumentando também a atratividade para novos investidores e garantindo tratamento igualitário a todos os acionistas.

No curto prazo, essa transformação já trouxe efeitos positivos para a Eletropaulo. Em nosso Conselho de Administração, passamos a contar com 9 membros, sendo cinco independentes. Instituímos, ainda em 2017, os comitês estatutários de assessoramento ao Conselho de Administração: Remuneração e Pessoas, Auditoria e Partes Relacionadas. Esses órgãos contribuem diretamente para a melhoria da análise de temas, que aceleram a nossa capacidade de gerar valor.

Além disso, tivemos importantes evoluções nos outros dois pilares do nosso Plano Estratégico de Criação de Valor. Na frente do Programa de Produtividade, superamos a

nossa meta de redução de despesas operacionais¹ de R\$ 200,0 milhões estipulada para o ano, alcançando R\$ 203,0 milhões, à medida que fomos mais eficientes em nossos processos. Com isso, continuamos trabalhando para melhorar nossos indicadores de qualidade, reduzir a inadimplência e atingir uma maior eficiência da nossa operação, com o compromisso de redução das despesas operacionais¹ de adicionais R\$ 150,0 milhões em 2018 e R\$ 100,0 milhões em 2019.

Para que estas ações fossem possíveis, levamos os investimentos para um novo patamar, totalizando, entre recursos próprios e de terceiros, mais de R\$ 1 bilhão no último ano. Nosso plano é investir um montante adicional de aproximadamente R\$ 4,9 bilhões, em termos nominais, no ciclo de 2018 até 2022, incluindo recursos próprios e de terceiros. O nosso foco é evoluir continuamente em busca da satisfação dos clientes, por meio da qualidade dos serviços que prestamos, sempre tendo em vista a produtividade e a eficiência operacional.

Na frente de Estrutura de Capital e Gerenciamento de Riscos, atuamos em diversas iniciativas para redução das incertezas, com destaque para a redução da sobrecontratação, já dentro do limite regulatório para os anos de 2017 e 2018, e a busca continuada da solução das principais contingências da Companhia. Neste sentido, a Companhia aprovou em março de 2018 o acordo com a Eletrobras visando encerrar a disputa judicial quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo de encargos financeiros referentes ao empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras.

2017 foi um ano de grandes conquistas e importantes transformações para a Eletropaulo. Em 2018, tendo nossos colaboradores atuando como protagonistas alinhados com os nossos objetivos estratégicos, seguiremos com as transformações necessárias para levar a energia que faz pulsar a maior metrópole do país, satisfazer nossos clientes e aumentar o valor da Companhia para os nossos acionistas.

Britaldo Soares

Presidente do Conselho de Administração

Charles Lenzi

Diretor Presidente

¹ Os valores são em termos reais, ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos), em comparação com o resultado de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro, dos valores decorrentes do acordo com Eletrobras (R\$ 9,2 milhões).

PERFIL

A Eletropaulo é uma Companhia de capital aberto com ações listadas no mais alto nível de governança corporativa da B3 – Brasil, Bolsa, Balcão, o Novo Mercado, sendo a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida², estando presente em 24 municípios da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiros do país.

A área de concessão, de 4.526 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, com 1.581³ unidades consumidoras por km², o que corresponde a 33,3%⁴ do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 9,3%⁵ do total do Brasil.

Para cumprir com excelência o desafio de atender aproximadamente 18 milhões de pessoas todos os dias, a Eletropaulo está permanentemente comprometida em prestar serviços sempre melhor e de forma mais rápida. A Companhia está sempre preocupada em ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo sempre aberto com todos os seus públicos. A Eletropaulo é consciente da importância do seu papel no desenvolvimento do país e da sua relação de equilíbrio com o meio ambiente do qual depende.

Para atender à demanda de aproximadamente 7,2 milhões de unidades consumidoras, a Eletropaulo, que conta com 7.355 colaboradores próprios, dispõe de uma infraestrutura formada por 156 subestações (sendo 144 estações transformadoras de distribuição, 8 estações do sistema de distribuição e 4 estações transformadoras subterrâneas de distribuição) e uma malha de distribuição e subtransmissão, cabos aéreos e subterrâneos, de mais de 43 mil quilômetros, dos quais 1.876 km são linhas de subtransmissão, 2.306 km são redes de distribuição subterrâneas e 39.250 km referem-se a redes de distribuição aérea. A Companhia também possui mais de 210 mil transformadores de distribuição aéreos e subterrâneos.

Planejamento Estratégico Sustentável

A estratégia da Eletropaulo está orientada por uma missão que visa promover o bem-estar e o desenvolvimento por meio do fornecimento seguro, sustentável e confiável de soluções de energia.

Os objetivos de longo prazo da Companhia são a satisfação do cliente e o retorno aos acionistas acima da média setorial (representado pelo Índice de Energia Elétrica – “IEE”). Atrelados a esses objetivos, a Companhia busca de maneira contínua a melhoria de sua

² Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, de dezembro de 2016.

³ Dados de dezembro/2017, da Eletropaulo.

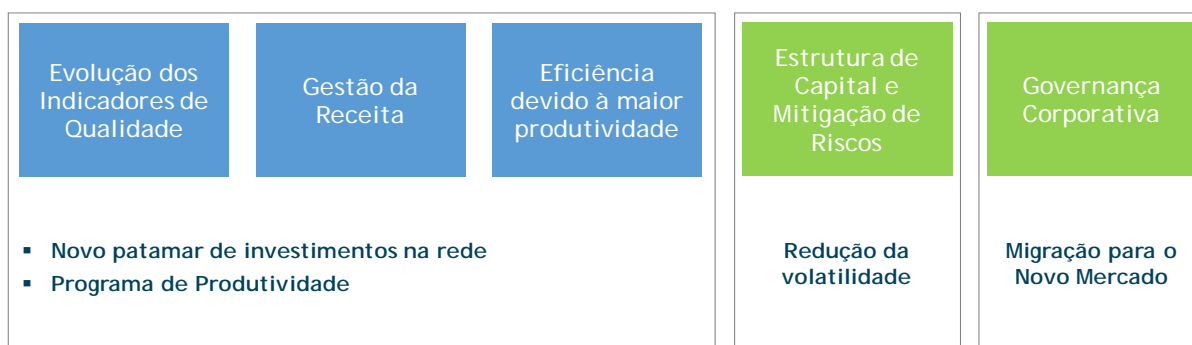
⁴ Dados de novembro/2017, da Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo.

⁵ Dados de novembro/2017, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

gestão e está permanentemente atenta às oportunidades de resolução de contingências, e às possibilidades decorrentes da evolução tecnológica do setor. Desta forma, a Companhia aspira, no longo prazo, estar e manter-se na composição da carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3; e estar entre as melhores empresas para se trabalhar no ranking *Great Place to Work*.

A Eletropaulo divulgou no início de 2017 seu Plano Estratégico de Criação de Valor baseado em 3 principais pilares que, juntos, visam aumentar o valor da Companhia para seus acionistas, sendo eles:

- (i) Programa de Produtividade, com foco na melhoria dos indicadores de qualidade, na gestão da receita e em eficiência devido à maior produtividade, que resultou na redução de despesas operacionais⁶ de R\$ 203,0 milhões em 2017 e redução prevista de R\$ 150,0 milhões em 2018 e R\$ 100,0 milhões em 2019;
- (ii) Estrutura de Capital e Mitigação de Riscos, visando a redução da volatilidade por meio também da resolução de contingências; e
- (iii) Governança Corporativa.



Acordo Eletrobras

Na esfera Estrutura de Capital e Gerenciamento de Riscos do Plano Estratégico de Criação de Valor, destaca-se a celebração de um acordo a Eletrobras - Centrais Elétricas S.A. ("Eletrobras") - ("Acordo Eletrobras") visando encerrar a disputa judicial (processo nº 001002119.1989.8.19.0001 - "Processo Judicial") que envolve a Eletrobras, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("CTEEP") e a Companhia, quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo de encargos financeiros referentes ao empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras à empresa ("Contrato"), que posteriormente foi cindida, dando origem à quatro companhias, entre as quais a Eletropaulo e a CTEEP atuais.

⁶ Os valores são em termos reais, ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos), em comparação com o resultado de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro de 2017, dos valores decorrentes do acordo com Eletrobras celebrado em março de 2018.

No âmbito desse acordo, a Companhia se comprometeu a desembolsar R\$ 1.500,0 milhões, com a finalidade de quitar o débito oriundo do Processo Judicial, objeto da ação de cobrança, ora em fase de liquidação, da seguinte forma: R\$ 1.400,0 milhões em favor da Eletrobras e R\$ 100,0 milhões em favor dos advogados indicados pela Eletrobras, relativamente a honorários de sucumbência.

O valor a ser pago à Eletrobras será quitado da seguinte forma:

- Pagamento de R\$ 250,0 milhões a ser realizado após trânsito em julgado da homologação judicial dos Acordos com Eletrobras e com os advogados, o que ocorrer por último;
- Pagamento de 3 parcelas anuais de R\$300,0 milhões, sendo a primeira parcela 12 meses após o pagamento da primeira parcela descrita anteriormente;
- Pagamento da última parcela de R\$250,0 milhões, 48 meses após o pagamento da primeira parcela.

Os valores serão atualizados, a partir de 31 de janeiro de 2018, por CDI + 1% na efetiva data de pagamento de cada parcela.

O valor a ser pago aos advogados será quitado da seguinte forma:

- Pagamento de 50% após o trânsito em julgado da homologação judicial dos Acordos com Eletrobras e com os advogados, o que ocorrer por último; e
- Pagamento do saldo remanescente ao final de 60 meses após o pagamento da primeira parcela.

Os valores serão atualizados, a partir de 31 de janeiro de 2018, por CDI + 1% na efetiva data de pagamento de cada parcela.

A eficácia do acordo ainda está sujeita ao trânsito em julgado da sua homologação judicial perante o Juízo da 5ª Vara Cível da Comarca do Rio de Janeiro, o que dará ensejo ao encerramento do processo judicial e contribuirá para a estratégia de recuperação de valor da Companhia.

CONTEXTO SETORIAL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), tem suas diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia ("MME") e conta com a participação dos seguintes agentes institucionais: o Operador Nacional do Sistema ("ONS"), que tem a atribuição de coordenar e controlar a operação do Sistema Interligado Nacional ("SIN"); a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), que é responsável pela contabilização e liquidação das transações no mercado de curto prazo e, sob delegação da ANEEL, realiza os leilões de energia elétrica; e a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), que desenvolve os estudos e pesquisas para o planejamento do setor.

Elaborado com o objetivo de assegurar o fornecimento de energia elétrica e a modicidade tarifária, o marco deste modelo setorial foi a promulgação da Lei nº. 10.848/2004, que dispõe sobre a atuação dos agentes dos segmentos de geração, distribuição, transmissão e comercialização.

Tarifas e Modelo Tarifário

As tarifas de energia elétrica (uso de rede e fornecimento), praticadas pela Companhia na distribuição de energia a consumidores finais, são determinadas de acordo com o contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. A tarifa considera três custos distintos: (i) energia gerada; (ii) transporte de energia até as unidades consumidoras e (iii) encargos setoriais.

As tarifas de fornecimento de energia elétrica são reajustadas anualmente a partir de uma fórmula paramétrica prevista no contrato de concessão. Essa fórmula considera o repasse dos chamados pela ANEEL custos "não gerenciáveis" (Parcela A - encargos setoriais, custos de compra de energia para revenda e custos de transmissão) e corrige os "custos gerenciáveis" da concessionária (Parcela B - despesas operacionais, remuneração dos ativos e depreciação) pelo IGP-M dos 12 meses anteriores à data-base do seu reajuste, deduzidos de um índice de ganho de produtividade, denominado "Fator X".

Além do reajuste anual, as tarifas são revisadas periodicamente e tem o objetivo de restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no contrato de concessão. No caso da Eletropaulo, a revisão tarifária ocorre a cada quatro anos.

Dentre os principais pontos que são considerados pela ANEEL na metodologia de revisão tarifária estão a avaliação da base de ativos, as despesas operacionais, as perdas regulatórias, a depreciação repassada às tarifas e o custo médio de capital ("WACC") que, aplicado sobre a base de ativos, determina a remuneração da Companhia. A quinta revisão tarifária terá como data-base julho de 2019.

Reajuste Tarifário Anual

A ANEEL, em Reunião Pública de Diretoria que ocorreu em 27 de junho de 2017, homologou o resultado do reajuste tarifário anual de 2017, com aplicação a partir de 4 de julho de 2017. O índice de reajuste tarifário teve um efeito médio percebido pelos consumidores de 4,48% como detalhado a seguir.

A Parcela A foi reajustada em 5,62%, representando 4,39% no reajuste econômico, afetado principalmente pelo Encargo de Transmissão (+7,11%).












A Parcela B foi reajustada em 0,98%, representando uma participação de +0,21% no reajuste econômico. Tal reajuste é composto pelo IGP-M de -0,30% no período de 12 meses findos em junho de 2017 acrescido pelo Fator X de -1,28%, que é composto pelos ganhos de produtividade ("Fator Xp") de 1,13% e do componente de trajetória de custos operacionais ("Fator Xt") de -2,37%, previamente definidos na Quarta Revisão Tarifária Periódica ("4RTP"), além do componente de qualidade de serviço ("Fator Xq") de -0,04%.

O índice de reajuste tarifário foi de 4,48% (efeito médio a ser percebido pelo consumidor), sendo composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	-3,79%
	Energia Comprada	1,07%
	Encargos de Transmissão	7,11%
	Parcela A	4,39%
Parcela B		0,21%
Reajuste Econômico		4,60%
CVA Total		-5,59%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		6,56%
Reajuste Financeiro		0,97%
Reajuste Total		5,57%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-1,09%
Efeito para o consumidor		4,48%

Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, passou a vigorar o sistema de Bandeiras Tarifárias. Criado pela ANEEL, o sistema de bandeiras tarifárias sinaliza o custo real da energia gerada, incentivando os consumidores o uso consciente da energia elétrica. 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, de acordo com o Custo Variável Unitário da última usina a ser despachada no sistema. Os valores cobrados ao longo de 2017 estão demonstrados na imagem a seguir:













Vigência Feb/16 a Jan/17			Vigência a partir de Fev/17			Vigência a partir de Nov/17		
Bandeira		Tarifa	Bandeira		Tarifa	Bandeira		Tarifa
Verde		Sem custo	Verde		Sem custo	Verde		Sem custo
Amarela		Aumento de R\$ 15/MWh	Amarela		Aumento de R\$ 20/MWh	Amarela		Aumento de R\$ 10/MWh
Vermelha (patamar 1)		Aumento de R\$ 30/MWh	Vermelha (patamar 1)		Aumento de R\$ 30/MWh	Vermelha (patamar 1)		Aumento de R\$ 30/MWh
Vermelha (patamar 2)		Aumento de R\$ 45/MWh	Vermelha (patamar 2)		Aumento de R\$ 35/MWh	Vermelha (patamar 2)		Aumento de R\$ 50/MWh

Em 24 de outubro de 2017, a ANEEL aprovou em reunião pública de Diretoria, a abertura da audiência pública nº 061/17 para discussão de revisão da metodologia das bandeiras tarifárias e dos valores de suas faixas de acionamento. A proposta era de que novos valores valessem a partir de novembro de 2017. De acordo com tal audiência pública os adicionais foram definidos em:













- (i) Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- (ii) Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 10/MWh;
- (iii) Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 30/MWh
Patamar 2: acréscimo de R\$ 50/MWh

A referida audiência pública foi encerrada no final de 2017 e encontra-se em fase de análise pela ANEEL.

As bandeiras tarifárias que vigoraram ao longo de 2016 e 2017, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir.

2016	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária		 Patamar 1										
CVU - R\$/MWh	595,11	556,26	249,83	303,49	210,35	259,43	134,88	113,60	125,27	195,63	224,42	169,54

CVU: Custo variável da última término despachada (fonte: ANEEL)

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 de jan/17 a out/17; *PLD gatilho nov/17 e dez/17 (fonte: ANEEL)

Cabe destacar que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são compartilhados entre elas por meio da CCRBT ("Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária") administrada pela CCEE. Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i) os custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; (ii) a cobertura tarifária vigente de

cada distribuidora; e (iii) a arrecadação de recursos financeiros por meio do faturamento das Bandeiras Tarifárias.

Tarifa Branca

A Tarifa Branca é uma nova opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (abaixo de 2.300 volts, denominadas como grupo B) e para aquelas pertencentes ao grupo "A", optantes pela tarifa de baixa tensão. A partir do dia 1º de janeiro de 2018, todas as distribuidoras do país devem atender aos pedidos de adesão à Tarifa Branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Em 2019, unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo. Para isso, a Companhia tomou as medidas necessárias para a adequação de seus sistemas, procedimentos técnicos e aquisição de equipamentos ainda no ano de 2017.

Os consumidores que decidirem aderir ao programa de Tarifa Branca terão a possibilidade de pagar diferentes valores na tarifa em função da hora e dia que consumirem energia elétrica. Neste caso, o consumo de energia fora do horário de ponta ficará mais barato enquanto o consumo nos demais horários intermediários ficará mais caro. O consumidor que conseguir alocar seu maior consumo em horário fora de ponta, conseguirá se beneficiar desta nova tarifa.

A Companhia ainda avalia os impactos da implementação desta nova regulamentação, como investimentos em novos medidores e baixa do Imobilizado.

Revisão - WACC Regulatório

As discussões dos novos parâmetros do WACC regulatório aplicável às companhias de distribuição para aplicação nas revisões tarifárias entre janeiro/2018 e dezembro/2020 têm como objetivo obter contribuições quanto a atualização do cálculo. A atualização dos parâmetros representa uma etapa intermediária entre revisões metodológicas. Em 16 de novembro de 2017 a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 066/2017 com vistas a obter subsídios e informações adicionais para a revisão WACC.

Como resultado da referida Audiência Pública, em Reunião Pública realizada no dia 6 de março de 2018, a diretoria da ANEEL aprovou a manutenção do WACC regulatório no patamar de 8,09%, até 31 de dezembro de 2019, e opinou por abrir nova audiência pública para discussão de metodologia de cálculo de WACC.

Resultado - Consulta Pública 33

Em 3 de julho de 2017, o MME anunciou uma série de alterações propostas em relação a legislação do setor elétrico. Segundo o MME, o principal objetivo destas medidas seria, entre outros pontos: (i) redução dos riscos para as distribuidoras; (ii) fortalecimento do

mercado livre ao reduzir as barreiras de migração; (iii) redução de subsídios e (iv) respeito aos contratos vigentes. Após avaliação das contribuições da sociedade, o MME publicou em 9 de fevereiro de 2018 as propostas finais que compõem o Projeto de Lei enviado à Casa Civil da Presidência para, encaminhamento e deliberação pelo Congresso Nacional.

Dentre as alterações propostas, que a Companhia entende como positivas, podem ser destacadas: (i) o objetivo do governo federal em reduzir os riscos para distribuidoras, na medida em que passaria, entre outros pontos, a considerar como involuntária a sobrecontratação relacionada a migração de clientes para o mercado livre, protegendo a remuneração das empresas de distribuição; (ii) modernização do Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") com o aprimoramento e ampliação dos mecanismos de transferência para que os distribuidores de energia comercializem contratos de eletricidade; (iii) a tarifação horária, que permite tarifação distinta de acordo com os diferentes horários de consumo; (iv) a redução da base de cálculo de multas administrativas que passam a ter como referência o benefício econômico da distribuição, e não o faturamento; (v) a possibilidade da adoção de modalidade de consumo pré-pago, no caso de inadimplência recorrente; (vi) nova regra de ressarcimento de encargos que passa a ser responsabilidade de todos os consumidores, incluindo auto produtores, que hoje contam com incentivo regulatório decorrente de isenções; (vii) repactuação do risco hidrológico e da indenização das transmissoras sem impactos tarifários para os consumidores; e (viii) fim do regime de cotas.

EFICIÊNCIA COMERCIAL

Foco no Cliente

A Eletropaulo tem a responsabilidade e o compromisso de prestar um serviço de qualidade e garantir a satisfação de seus clientes, sendo essa a base dos objetivos de longo prazo de seu Planejamento Estratégico Sustentável. Um dos métodos para atingir a melhoria na satisfação do cliente é a realização de pesquisas, para avaliar os processos da companhia. Esta pesquisa é realizada em parceria com a ABRADÉE (Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica), por meio de entrevistas realizadas na área de concessão da Eletropaulo.

A tabela a seguir apresenta a evolução do índice de satisfação da Companhia:

Índice de Desempenho	Meta 2017	2017	2016
Índice de Satisfação de Clientes	79,60%	74,90%	74,70%

Em 2017, a Eletropaulo atingiu 74,9% no Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes residenciais ("ISQP"), evolução de 0,2 p.p quando comparado ao resultado de

2016, 74,7%. As áreas de qualidade que mais apresentaram evolução foram as de “Informação e Comunicação” e “Fornecimento” que apresentaram crescimento de 0,7 p.p e 0,6 p.p respectivamente. Estas melhorias na percepção dos clientes nas áreas relacionadas a fornecimento é reflexo do novo patamar de investimentos e das ações voltadas para a Recuperação dos Indicadores de Qualidade divulgadas no início de 2017.

Um dos grandes avanços realizados foi o lançamento do portal de obras e investimentos⁷, onde o cliente pode consultar de forma transparente, por meio de um mapa, os locais onde a Companhia está realizando obras e para onde estão sendo direcionados os investimentos, além de ser possível verificar o tipo de obra está sendo feita na região, assim como a programação de interrupções para manutenções quando necessário.

Transformação Digital do Atendimento

Em linha com os objetivos estratégicos definidos, a Companhia vem se adaptando rapidamente aos novos hábitos de seus clientes visando aumentar a satisfação, por meio de soluções tecnológicas que oferecem comodidade, acessibilidade e resolutividade em suas solicitações.

Atualmente, 77% das solicitações são realizadas por meio dos canais digitais e em busca da excelência nesta experiência, foi iniciado em 2017 o Programa de Transformação Digital do Atendimento que visa a inovação dos canais tradicionais e oferta de serviços inovadores. Nesse sentido já foram disponibilizados aos clientes dois novos serviços com processos automatizados e de respostas online: transferência de responsabilidade e religação.

Para que esta transformação aconteça de acordo com as necessidades dos clientes, a Eletropaulo tem feito parceria com empresas de consultoria tecnológica, design e inovação.

Em 2018, serão implementadas ferramentas tecnológicas com inteligência artificial que facilitem a comunicação do cliente com a empresa, como *chatbot* (programa de computador que tenta simular um ser humano na conversação com as pessoas) e URA (Unidade de Resposta Audível) visual.

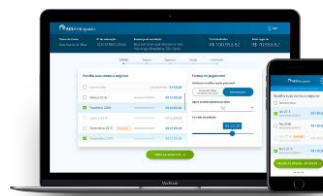
Para a garantia de um atendimento resolutivo e com maior eficiência entre os diversos canais, será implementada a solução de *omnichannel* em todos canais, plataforma de integração de todos os canais, permitindo que o cliente não precise iniciar novamente o atendimento realizado anteriormente, sendo nas lojas, call center ou por meio eletrônico.

⁷ <http://investimentoaeseletropaulo.com.br/home>

Ações de Negociação

O aumento das tarifas ocorrido em 2015 e a situação econômica do país contribuíram para o aumento da inadimplência. Para mitigar o impacto das ações de cobrança, a Eletropaulo intensificou as frentes para o esclarecimento de dúvidas sobre o tema e ações para facilitar o pagamento.

Dentre essas ações destaca-se o lançamento do portal de negociação⁸ para os clientes da Eletropaulo no primeiro trimestre de 2017 ("1T17"), oferecendo mais praticidade, agilidade e condições diferenciadas para negociação de dívidas. No acumulado do ano, foram realizadas 219,4 mil negociações, as quais totalizaram R\$ 128 milhões negociados.



Nesse período também foi dada continuidade aos feirões de negociação, que são eventos em que os clientes podem negociar os débitos pendentes junto à empresa e obter descontos e opções de parcelamento. Em 2017, foram realizados nove feirões de negociação. O resultado destes feirões neste período somou R\$ 7,8 milhões negociados através de 2.539 acordos, em comparação a R\$ 3,8 milhões no ano anterior, e pode ser percebido na redução dos níveis de PECLD (Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa).

A Eletropaulo também investiu em ações de comunicação com os clientes, 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, cartazes em lojas, entre outros).

Indicadores de Qualidade

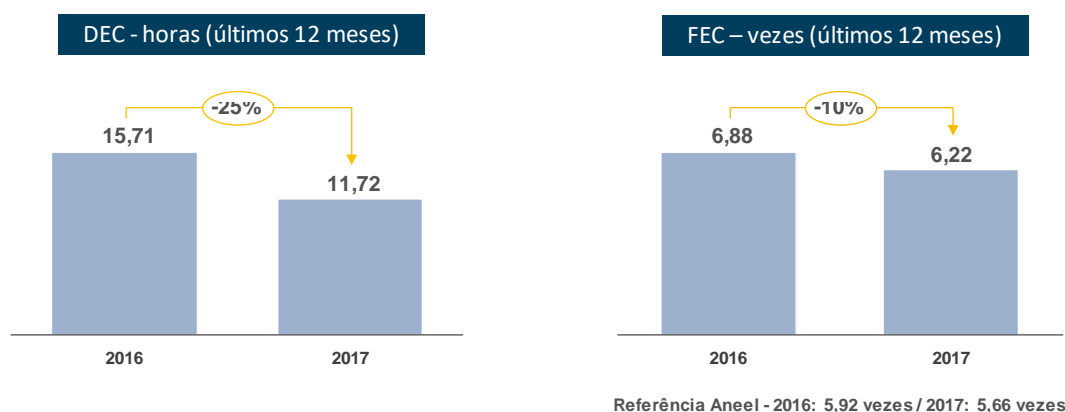
Os critérios de cálculo do DEC ("Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora") e FEC ("Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora"), definidos pela ANEEL, consideram as interrupções acima de três minutos e, desse resultado, são expurgados os dias com volume atípico de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

As compensações aos clientes pelas transgressões aos limites de DEC e FEC são definidas pela ANEEL para a distribuidora e seu pagamento se dá com base nos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI; o ressarcimento ocorre diretamente ao cliente. 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.

⁸ <https://portalnegociacao.aeseletropaulo.com.br/#/home>

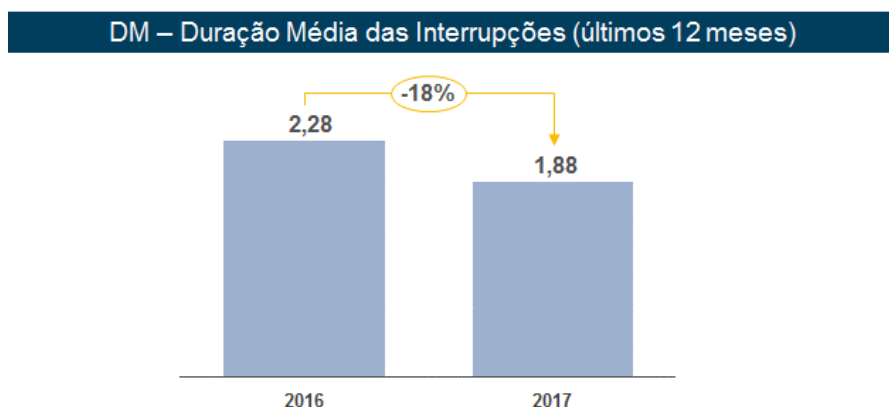
O indicador FEC do ano de 2017 foi de 6,22 vezes, uma redução de 9,6% em comparação ao indicador de 2016, de 6,88 vezes. Já o indicador DEC, apresentou redução de 25,4%, ou 3,99 horas, totalizando 11,72 horas em 2017. Essas reduções refletem o grande investimento em novas subestações, modernização de alimentadores através de larga aplicação de rede compacta (*spacer cable*) que permite melhor convivência com contatos acidentais e temporários de galhos de árvore com os cabos de média tensão, automação da rede, o aumento das ações de manutenção programada e de poda preventiva, além das melhorias nos processos de despacho de equipes de manutenção.

Os gráficos a seguir demonstram a variação dos indicadores DEC e FEC entre os períodos de 2016 e 2017.



Como consequência da evolução dos indicadores de qualidade, e alinhamento à estratégia da Companhia, os valores em multas com DIC/FIC/DMIC/DICRI tiveram redução de 32,0% em relação a 2016, representando um impacto positivo de R\$ 40,2 milhões.

A duração média de atendimento das ocorrências emergenciais de 2017 caiu 17,5% em comparação ao período de 2016, refletindo de forma positiva a melhoria no processo de priorização e despacho e agilidade na reação dos desligamentos emergenciais.



Dentre as ações que a Companhia realizou visando a melhoria dos indicadores de qualidade, inclui-se:

- (i) substituição de 91,2 mil conectores e ramais em 2017;
- (ii) 320,0 mil podas realizadas em 2017;
- (iii) instalação de 1,2 mil religadores automáticos em 2017; e
- (iv) instalação de 5,4 mil detectores de falta em 2017.

EFICIÊNCIA OPERACIONAL, ECONÔMICA FINANCEIRA

Desempenho Operacional

Balanço energético⁹

SUPRIMENTO (GWh)		Energia Requerida 38.148	FATURAMENTO (GWh)	
Itaipu	9.343		16.090	Residencial
Proinfa	840		10.699	Comercial
Leilão (hídrico)	20.979		3.344	Industrial
Leilão (térmico)	8.306		2.643	P.Público e Outros
CCEE	(1.320)		37	Consumo Próprio
			878	Perda Transmissão
			4.457	Perda Distribuição

A Eletropaulo encerrou o ano de 2017 com um nível de contratação de energia equivalente a 103,5% da sua carga cativa, dentro do limite regulatório de 105%. As sobras de energia (superávit) de 1.320 GWh acumuladas foram vendidas na CCEE.

Sobrecontratação de Energia

Em relação à energia contratada no Leilão A-1 de 2015, cabe ressaltar que, em cumprimento à regulação vigente a época, a Companhia declarou compulsoriamente o mínimo obrigatório de 96% do volume da energia vinculado ao contrato bilateral com a AES Tietê, com a ressalva, em sua declaração, de que a mesma excedia a sua necessidade. No dia 2 de agosto de 2016, foi publicado o Decreto 8.828, alterando o Decreto 5.163 de 2004, que retirou a trava de obrigação de declaração para os montantes de reposição. O novo decreto é aderente às argumentações da Eletropaulo em relação à obrigatoriedade imposta para o leilão A-1 de dezembro de 2015.

Em relação à migração de consumidores especiais, seguindo orientações dadas em Reunião de Diretoria da ANEEL, a Companhia apresentou em julho de 2016 pedido administrativo

⁹ O balanço energético reflete os números de 2017 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Contábeis da Companhia refletem os valores por ela estimados à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes, quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

de equiparação à tratativa existente para os clientes convencionais, com consequente reconhecimento de sobrecontratação involuntária. Também protocolou pedido administrativo para reconhecimento da compra compulsória de energia no leilão A-1 e consequente sobrecontratação involuntária. Conforme decisão da ANEEL de 25 de abril de 2017, a sobrecontratação involuntária devida a ambos os casos não foi reconhecida no caso genérico e será analisada individualmente considerando o esforço de cada concessionária na redução do montante sobrecontratado.

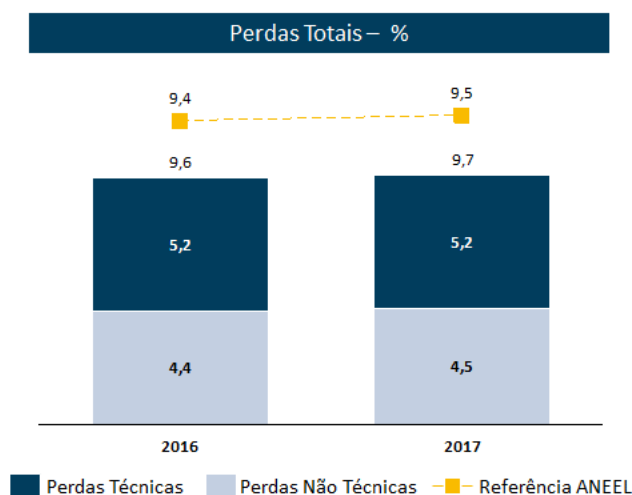
Por meio de uma série de iniciativas de gestão, incluindo renegociações bilaterais de acordos com geradores de energia (aproximadamente 52 acordos ao longo de 2017 e 46 acordos ao longo de 2016) e participação em 17 leilões e mecanismo de compensação de déficit (7 em 2016 e 10 em 2017), a Companhia reduziu seu nível de sobrecontratação, conforme demonstrado a seguir:

(i) Ano de 2016: redução de 116%¹⁰ para 110,3%, sendo o impacto acima do limite de 105% equivalente a R\$ 90,1 milhões (R\$ 106,1 milhões atualizado pela SELIC até 31 de dezembro de 2017), caso não venha a ser considerado como sobrecontratação involuntária pela ANEEL;

(ii) Ano de 2017: redução de 113%¹¹ para 103,5%, dentro do limite regulatório;

(iii) Ano de 2018: redução de 107,3%¹² para 102,5%, dentro do limite regulatório.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)



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

¹⁰ Projeção divulgada em 13 de maio de 2016.

¹¹ Projeção divulgada em 3 de novembro de 2016.

¹² Projeção divulgada em 5 de maio de 2017.

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,7%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,2%) e não técnicas (4,5%). Em comparação com 2016, as perdas totais apresentaram um leve aumento de 0,1 p.p, ainda resultado dos aumentos tarifários de 2015 e do cenário econômico que o país vem enfrentando.

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

- (i) inspeções de fraude;
- (ii) programa de recuperação de instalações cortadas;
- (iii) regularização de ligações informais; e
- (iv) redução de perdas administrativas.

Em 2017, as iniciativas de combate a perdas acrescentaram ao mercado faturado 815,5 GWh, ante 673,6 GWh em 2016. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 90,2 milhões (250,6 GWh) em 2017 em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 45,0 milhões (111,1 GWh) em 2017 com a regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 36,5 milhões (90,0 GWh) em 2017 com a recuperação de clientes cortados;
- (iv) R\$ 124,2 milhões (307,3 GWh) em 2017 com redução de perdas administrativas;
- (v) R\$ 22,9 milhões (56,4 GWh) em 2017 com o faturamento de energia retroativa de consumo irregular.

Consumo

Em 2017, o mercado total da área de concessão da Eletropaulo totalizou 42.982,0 GWh, em linha com o valor reportado em 2016. Considerando a mesma base de comparação, a classe residencial cresceu 1,0% e a comercial 0,6%, ao passo que a industrial e as demais classes registraram retrações de 0,6% e de 0,8%, respectivamente. A expansão mais modesta no consumo no ano refletiu os efeitos da economia, cuja recuperação da recessão tem ocorrido de modo moderado e desigual entre os setores.

O mercado cativo totalizou 32.776,4 GWh, uma retração de 4,9% ante 2016. Dentre os principais fatores que influenciaram esse resultado, destacam-se: i) efeitos da migração de clientes para o Ambiente de Contratação Livre ("ACL") (-2.044,0 GWh) e de retorno ao ACR (+14,7 GWh); (ii) dias a mais na escala de faturamento entre classes (0,7 dia, ou +17,5 GWh). Quando ajustados esses efeitos, o mercado cativo teria um crescimento de 0,9%. Já o mercado livre totalizou 10.205,6 GWh em 2017, um aumento de 22,0% comparado ao ano de 2016, refletindo a migração de 352 e 296 clientes para o ambiente de contratação livre em 2016 e 2017, respectivamente.

Consumo - GWh	2017	2016	Var (%)
Residencial	16.090,1	15.930,0	1,0%
Comercial	10.698,9	11.757,8	-9,0%
Industrial	3.343,9	4.055,5	-17,5%
Demais	2.643,5	2.720,3	-2,8%
Mercado Cativo	32.776,4	34.463,6	-4,9%
Clientes Livres	10.205,6	8.362,1	22,0%
Mercado Total	42.982,0	42.825,7	0,4%

Consumo total - GWh (inclusive Clientes Livres)	2017	2016	Var (%)
Residencial	16.090,1	15.930,0	1,0%
Comercial	14.261,3	14.177,4	0,6%
Industrial	8.610,7	8.664,3	-0,6%
Demais	4.019,8	4.054,0	-0,8%
Total	42.982,0	42.825,7	0,4%

Não inclui Consumo Próprio; Dados de 2016 consideram consumo dos serviços de condomínio na classe comercial

Desempenho Econômico Financeiro

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia totalizou R\$ 21.661,4 milhões em 2017, um aumento de 5,6% ou R\$ 1.151,1 milhões quando comparado a 2016. Essa variação pode ser explicada por (i) constituição de um Ativo Financeiro Setorial no montante de R\$ 1.216,2 milhões representando uma variação de R\$ 2.351,4 milhões quando comparado ao Passivo Financeiro Setorial constituído em 2016, principalmente, em função dos maiores custos com compra de energia, refletindo a piora das condições hidrológicas, (ii) aumento de R\$ 290,1 milhões com faturamento com Bandeira Tarifária, parcialmente compensado pelo menor faturamento (ex-bandeira tarifária) no montante de R\$ 1.459,4 milhões devido, principalmente, ao menor consumo faturado das classes comercial e industrial.

Deduções da Receita e Receita Operacional Líquida

Em 2017, as deduções da receita operacional totalizaram R\$ 8.492,9 milhões, redução de R\$ 357,5 milhões ou 4,0% em função, principalmente, (i) de menores encargos da CDE¹³ no montante de R\$ 420,2 milhões, acrescidos da (ii) redução de R\$ 374,5 milhões de ICMS e PIS/COFINS, em função principalmente, da alteração na regra de tributação do PIS/COFINS excluindo o ICMS-ST da base de cálculo destas deduções (clientes ACL),

¹³ CDE (Conta de Desenvolvimento Energético). Recursos desta conta são utilizados para promover a competitividade de fontes alternativas de energia - eólica, solar, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, entre outros - e para a universalização da energia elétrica no País. O custo da CDE é rateado por todos os clientes atendidos pelo Sistema Interligado.

parcialmente compensado por (iii) maiores encargos da CCRBT no montante de R\$ 403,4 milhões.

Considerando essas variações, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 13.168,5 milhões em 2017, um aumento de R\$ 1.508,6 milhões ou 12,9% comparado à receita líquida de R\$ 11.659,9 milhões registrada em 2016.

Receita Operacional - R\$ milhões	2017	2016	Var (%)
Receita de Fornecimento	10.605,1	11.000,8	-3,6%
Outras Receitas	9.840,1	10.644,7	-7,6%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	1.216,2	(1.135,2)	-207,1%
Total Receita Bruta	21.661,4	20.510,3	5,6%
Dedução da Receita Bruta	(8.492,9)	(8.850,4)	-4,0%
Receita Líquida	13.168,5	11.659,9	12,9%

Custos e Despesas Operacionais

Em 2017, as despesas operacionais, excluindo custo com depreciação e custo com construção, aumentaram em 9,4%, totalizando R\$ 11.071,3 milhões. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	2017	2016	Var (%)
Parcela A	8.743,6	7.681,0	13,8%
Energia Comprada para Revenda	7.799,4	6.737,9	15,8%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	944,3	943,2	0,1%
PMSO	2.327,7	2.442,1	-4,7%
Pessoal e Entidade de Previdência	1.214,6	1.139,2	6,6%
Pessoal	821,9	783,5	4,9%
Entidade de Previdência	392,7	355,7	10,4%
Serviços de Terceiros	563,4	567,1	-0,6%
Materiais	61,5	77,1	-20,3%
PECLD	170,7	309,0	-44,8%
Multas	85,3	125,6	-32,0%
Contingências	45,8	24,8	84,5%
Outros	186,3	199,3	-6,5%
Total	11.071,3	10.123,1	9,4%

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

Parcela A

A despesa com energia elétrica comprada para revenda aumentou em 15,8% ou 1.061,5 milhão em comparação a 2016, principalmente em função do maior custo com Risco Hidrológico no valor de R\$ 1.625,0 milhões devido a piora das condições hidrológicas em comparação a 2016. Este efeito foi parcialmente compensado por uma redução no custo da energia adquirida¹⁴ no montante de R\$ 451,0 milhões, refletindo maior queda de 11,9%

¹⁴ Composta por CCEARs, CCEE, Itaipu, Angra 1 e 2, Quotas e Ressarcimento leilões de energia e PROINFA.

no volume de energia adquirida e aumento nos créditos de PIS/COFINS no valor de R\$ 112,6 milhões.

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão apresentaram um pequeno aumento de 0,1% ou R\$ 1,1 milhão em 2017 quando comparadas ao ano de 2016, refletindo (i) aumento do custo com uso da rede básica em R\$ 386,8 milhões devido ao aumento nas tarifas decorrentes da indenização de investimentos realizados por transmissoras que renovaram concessão em 2013; (ii) maiores despesas no montante de R\$ 80,4 milhões referente ao transporte de energia - Furnas/Itaipu em função da referida indenização às transmissoras; parcialmente compensada por (iii) maior montante recebido de recursos da CONER¹⁵ no valor de R\$ 309,6 milhões e (iv) menor custo com encargos do serviço do sistema ("ESS") no valor de R\$ 130,2 milhões, devido ao menor despacho térmico fora da ordem de mérito.

¹⁵ CONER – Conta de Energia de Reserva.

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

Em 2017, o OPEX reportado foi de R\$ 2.327,7 milhões, uma redução de R\$ 114,4 milhões quando comparado a 2016. As principais variações estão detalhadas a seguir.

Pessoal

Pessoal - R\$ milhões	2017	2016	Var (%)
Pessoal e Encargos	821,9	783,5	4,9%
Entidade de Previdência Privada	392,7	355,7	10,4%
Total	1.214,6	1.139,2	6,6%

Despesas com Pessoal e Encargos

Em 2017, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 821,9 milhões, um aumento de 4,9% ou R\$ 38,4 milhões. Esse aumento ocorreu, principalmente, (i) pelo aumento de R\$ 36,3 milhões em função do reajuste de acordos coletivos, (ii) maiores dispêndios com assistência médica no montante de R\$ 12,0 milhões e (iii) aumento de R\$ 8,0 milhões referente às despesas com rescisão e Programa de Incentivo à Aposentadoria, parcialmente compensados pela redução de R\$ 18,4 milhões atrelada à maior capitalização de mão de obra devida ao maior volume de investimentos realizados em 2017.

Despesas com Entidade de Previdência Privada

No acumulado do ano, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 392,7 milhões, um aumento de 10,4% ou R\$ 37,0 milhões em comparação ao mesmo período de 2016. Contribuiu para esta variação, a redução da taxa de desconto do passivo, reduzida de 7,30% ao final de 2015 para 6,05% no 1S16, com impacto em 2016, para 5,80% ao final de 2016, com impacto em 2017.

Materiais e Serviços de Terceiros

Em 2017 as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 624,9 milhões, uma redução de 3,0% ou R\$ 19,3 milhões em comparação a 2016. Essa variação é explicada, principalmente, por (i) uma redução de R\$ 21,0 milhões em função da otimização no processo de poda seletiva, com utilização de equipes próprias para execução; e (ii) redução de R\$ 8,0 milhões devida ao aumento na produtividade nas ações de corte e cobrança, consequência da ampliação do papel do leiturista em agente comercial; parcialmente compensados por (iii) R\$ 9,2 milhões referente as despesas associadas ao Acordo com Eletrobras; e (iv) R\$ 4,0 milhões referente a despesas com o processo de migração para o Novo Mercado.

Outras Despesas Operacionais

Em 2017, o grupo de Outras Despesas Operacionais totalizou R\$ 488,2 milhões, uma redução de R\$ 170,5 milhões ou 25,9% em comparação a 2016. Essa variação decorre, sobretudo pelos seguintes efeitos:

- (i) redução de R\$ 138,3 milhões em despesas com PECLD, proveniente da implementação de novas ações de cobrança, com a criação de uma célula dedicada ao público de baixa renda, lançamento da plataforma de negociação online e ampliação do papel do leitorista;
- (ii) redução de R\$ 40,2 milhões em multas com DIC/FIC/DMIC/DICRI, como resultado do Programa de Produtividade da Companhia e consequente melhoria dos indicadores de qualidade;
- (iii) reconhecimento de R\$ 16,9 milhões referentes ao valor a receber de empreiteiras devido às faltas de materiais identificados nos inventários realizados em seus depósitos; parcialmente compensados pelo:
- (iv) aumento de R\$ 21,0 milhões em contingências devido, principalmente, à mudança no critério de contabilização trabalhista realizada em 2016, gerando redução no exercício de 2016.

Outras Despesas Operacionais R\$ milhões	2017	2016	Var (%)
PECLD	170,7	309,0	-44,8%
Provisão de Litígios e Contingências	45,8	24,8	84,5%
DIC / FIC / DMIC / DICRI	85,3	125,6	-32,0%
Outros	186,3	199,3	-6,5%
Total	488,2	658,7	-25,9%

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

Programa de Produtividade

Em fevereiro de 2017, a Companhia divulgou, no âmbito do seu Plano Estratégico de Criação de Valor, o Programa de Produtividade, com foco na recuperação dos indicadores de qualidade, na gestão da receita e em eficiência devida à maior produtividade, seguindo o novo patamar de investimentos da Companhia.

Para o ano de 2017, foi planejada uma redução de R\$ 200,0 milhões, a qual foi superada, atingindo R\$ 203,0 milhões no ano, devido à redução da PECLD melhor que a esperada. Para 2018, a Companhia planeja uma redução adicional de R\$ 150 milhões e R\$ 100 milhões adicionais para 2019. Os valores são em termos reais ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos) e em comparação com as despesas operacionais de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão e o impacto do reconhecimento, em dezembro de 2017, dos valores decorrentes do acordo com Eletrobras celebrado em março de 2018, no valor de R\$ 9,2 milhões.

LAJIDA¹⁶ ("EBITDA")

Em 2017, a Companhia alcançou um *EBITDA* Reportado de R\$ 1.062,2 milhões, valor 44,7% superior ao registrado em 2016, de R\$ 734,3 milhões. Esta variação, de R\$ 327,9 milhões ocorreu, principalmente, devido a:

- (i) efeito positivo pela redução de R\$ 114,4 milhões no OPEX, como resultado das ações do Programa de Produtividade empenhadas pela Companhia;
- (ii) efeito positivo na margem de R\$ 88,1 milhões, em função principalmente do aumento do componente da Parcela B na tarifa em decorrência dos reajustes tarifários de 2016 e 2017;
- (iii) efeito positivo de R\$ 77,8 milhões devido a ressarcimento de acordos bilaterais, como estratégia de redução dos níveis de sobrecontratação; e
- (iv) efeito positivo de R\$ 47,6 milhões referentes a efeitos regulatórios e tributários devidos, principalmente, à alteração na base de cálculo do PIS/COFINS sobre ICMS-ST (clientes ACL), atualização monetária do ativo financeiro, neutralização da variação cambial de Itaipu e compensação, ocorrida em 2016, relativa ao ativo possivelmente inexistente (Cabos).

Conforme IN CVM 527/2012, a divulgação do cálculo do *EBITDA* deve ser acompanhada da conciliação dos valores constantes das demonstrações contábeis e deve ser obtida da seguinte forma: prejuízo líquido em 2017 de R\$ 844,4 milhões e lucro líquido em 2016 de R\$ 20,9 milhões, acrescidos dos tributos sobre o lucro (positivo em R\$ 419,8 milhões em 2017 e positivo em R\$ 5,5 milhões em 2016), do resultado financeiro líquido negativo de R\$ 1.802,4 milhões em 2017 e de R\$ 228,5 milhões em 2016, e das depreciações e amortizações (R\$ 524,1 milhões em 2017 e R\$ 490,4 milhões em 2016) totalizando R\$ 1.062,2 milhões em 2017 e R\$ 734,3 milhões em 2016.

Resultado Financeiro

Em 2017, o resultado financeiro líquido totalizou R\$ 1.802,4 milhões negativos ante R\$ 228,5 milhões negativos em 2016, representando uma variação negativa de R\$ 1.574,0 milhões.

Receita Financeira

A receita financeira da Companhia em 2017 totalizou R\$ 340,1 milhões ante R\$ 434,9 milhões em 2016, representando uma redução de 21,8%. Esse resultado é explicado, principalmente, pela (i) menor receita, em R\$ 36,1 milhões, com rendimento de aplicações financeiras, reflexo da menor disponibilidade de caixa, e do CDI médio, de 10,07% em 2017 vs. 14,06% em 2016; (ii) redução de R\$ 43,4 milhões com multas, atualização monetária e juros sobre contas atrasadas em função dos esforços da Companhia na estratégia de Gestão da Receita; (iii) redução de R\$ 48,0 milhões na linha

¹⁶ Lucro antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização.

de atualização monetária do ativo financeiro setorial; parcialmente compensado (iv) pelo aumento de R\$ 43,4 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.

Despesa Financeira

A despesa financeira totalizou R\$ 2.138,7 milhões em 2017, um aumento de R\$ 1.440,0 milhões quando comparada a 2016. Essa variação é explicada, principalmente: (i) pelo reconhecimento, em dezembro de 2017, do valor integral do Acordo Eletrobras no valor de R\$ 1.500,0 milhões; (ii) R\$ 8,3 milhões referentes a correção de custos associados ao referido acordo; e (iii) por maior despesa de R\$ 66,2 milhões com atualização monetária do passivo financeiro setorial; parcialmente compensada por (iv) menores custos com encargos da dívida no valor de R\$ 143,5 milhões devido, principalmente, ao CDI médio de 10,07% em 2017 vs. 14,06% registrado em 2016.

Variações cambiais

As variações cambiais líquidas apresentaram um resultado negativo de R\$ 3,8 milhões ante um resultado positivo de R\$ 35,3 milhões em 2016 devido à oscilação cambial principalmente referente à aquisição da energia de Itaipu.

Lucro Líquido

Em 2017, a Companhia registrou um prejuízo líquido reportado de R\$ 844,4 milhões, ante um lucro líquido de R\$ 20,9 milhões em 2016. A variação negativa de R\$ 865,3 milhões é explicada, principalmente, em função (i) do aumento do *EBITDA* reportado em R\$ 327,9 milhões; compensado pela (ii) variação negativa no resultado financeiro de R\$ 1.574,0 milhões, principalmente pelo reconhecimento do Acordo Eletrobras; (iii) aumento com depreciação e amortização no valor de R\$ 33,6 milhões; e (iv) menores impostos (IR/CSLL) em R\$ 414,3 milhões, em comparação a 2016, principalmente, devido ao diferimento de impostos decorrente do reconhecimento de despesas em função do acordo celebrado com Eletrobras para encerramento de disputa judicial.

Remuneração aos Acionistas

A proposta da Diretoria Executiva da Companhia em relação à destinação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, face à apuração do prejuízo líquido ajustado pela realização de ajuste de avaliação patrimonial e dividendos e JSCP prescritos do exercício no montante de R\$ 770,1 milhões, é reverter parcela da reserva estatutária de lucro da Companhia para absorver o prejuízo líquido do exercício. Tal proposta foi deliberada pelo Conselho de Administração e será submetida para deliberação em Assembleia Geral Ordinária (“AGO”).

Remuneração aos Acionistas (R\$ milhões)	
Resultado do Exercício - 31 de dezembro de 2017	-844,4
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	74,0
Dividendos e JSCP prescritos	0,4
Base para distribuição de dividendos	-770,1
Dividendos - mínimo obrigatório	-
Absorção pela Reserva Estatutária	770,1

Endividamento

A Companhia registrou em 31 de dezembro de 2017 uma dívida bruta¹⁷ de R\$ 4.817,2 milhões, montante 5,2% maior em relação a 2016, R\$ 4.580,7 milhões.

As disponibilidades somaram R\$ 601,3 milhões em 2017, ante R\$ 1.067,6 milhões no ano anterior, redução explicada pela piora no cenário hidrológico no 2S17 acompanhada pelo aumento dos investimentos realizados pela Companhia em 2017 vs. 2016.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.216,0 milhões em 31 de dezembro de 2017, um aumento de R\$ 702,9 milhões em relação ao saldo de R\$ 3.513,1 milhões do ano anterior. Esse aumento deve-se principalmente à:

- (i) redução das disponibilidades em R\$ 466,4 milhões;
- (ii) emissões de R\$ 839,3 milhões, no período, incluindo debêntures, notas promissórias e CCB com destaque para (i) a 3ª emissão de nota promissória no valor de R\$ 100 milhões; (ii) a emissão da 20ª e 21ª emissão de debêntures que totalizaram o valor de R\$ 456,9 milhões e (iii) a emissão da CCB com Banco Safra

¹⁷ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, arrendamento financeiro e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.248,2 milhões em 31 de dezembro de 2017 (não considerando o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 2.458,9 milhões) e R\$ 1.309,3 milhões em 31 de dezembro de 2016.

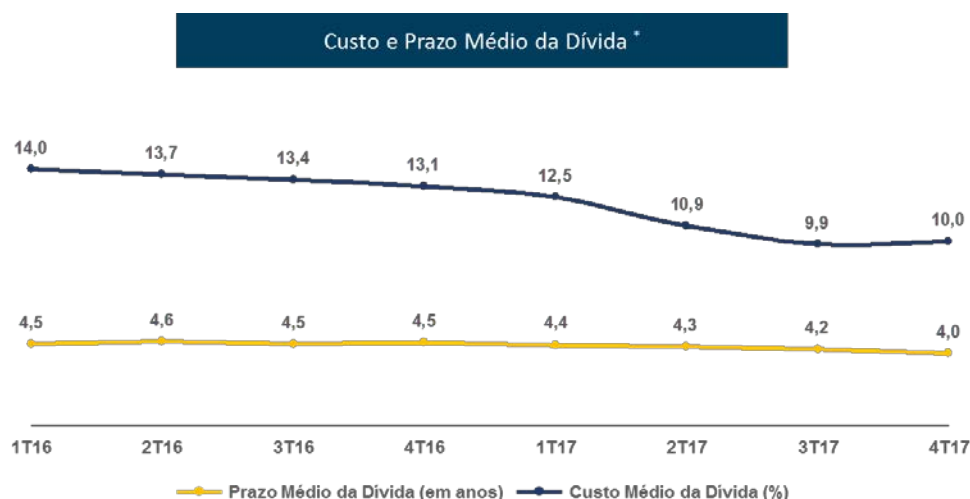
no valor de R\$ 200,0 milhões referente a empréstimo ponte para FINEM; parcialmente compensados pelas;

(iii) amortizações de debêntures, CCB, FINEM, FINEP e Nota Promissória, contemplando principal e juros no valor de R\$ 909,7 milhões, com destaque para amortização do principal dos seguintes instrumentos (i) CCB Bradesco no valor de R\$ 120,0 milhões mais juros; (ii) 13ª debênture no valor de R\$ 80,0 milhões mais juros; (iii) 17ª emissão de debêntures no valor de R\$ 90,0 milhões mais juros e (iv) 19ª emissão de debêntures no valor de R\$ 71,1 milhões mais juros;

(iv) redução do saldo do fundo de pensão ("FUNCESP") em R\$ 61,1 milhões.

Dívida - R\$ milhões	2017	2016	Var (%)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.569,0	3.271,4	9,1%
Fundo de Pensão	1.248,2	1.309,3	-4,7%
(-) Disponibilidades ¹	601,3	1.067,6	-43,7%
Dívida Líquida	4.216,0	3.513,1	20,0%
EBITDA (12 meses)	1.062,2	734,3	44,7%
Despesa com FUNCESP (12 meses)	392,7	355,7	10,4%
EBITDA Ajustado (12 meses)	1.454,9	1.090,0	33,5%
Despesa financeira sobre empréstimos²	445,1	505,3	-11,9%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	2,90	3,22	-10,1%
EBITDA Ajustado/Despesa financeira²	3,27	2,16	51,5%

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



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

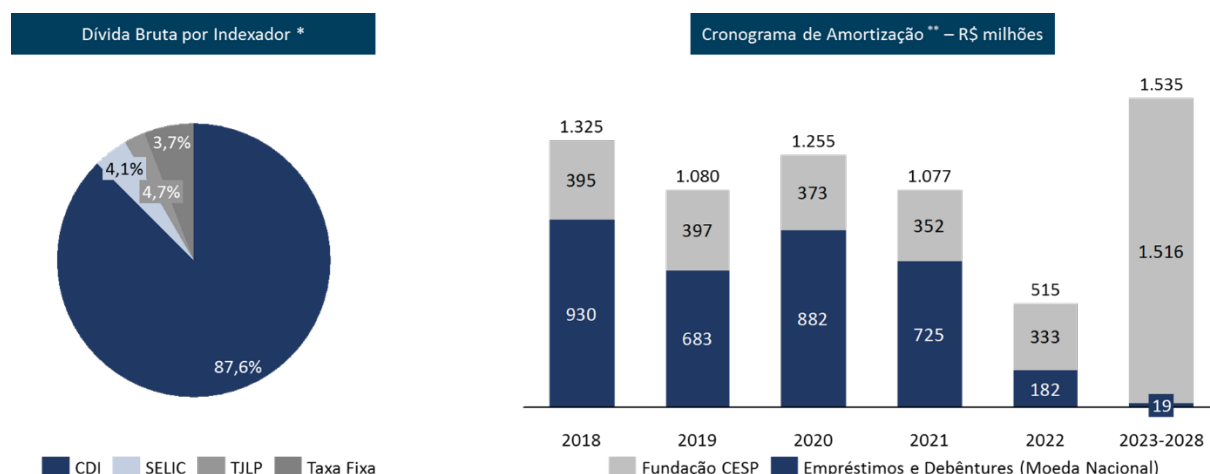
Eletropaulo

Em 31 de dezembro de 2017, a dívida da Eletropaulo atrelada ao CDI¹⁸ foi de R\$ 3.132,0 milhões com um custo médio de CDI + 2,03 % a.a., maior do que o registrado em 2016 de CDI + 1,92 % a.a. sob a dívida de R\$ 2.810,7 milhões em função, principalmente, das novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas no período, conforme descritas anteriormente.

O saldo da dívida atrelada aos demais índices¹⁹, principalmente IGP-DI + 5,9% a.a. totalizou R\$ 1.601,5 milhões em 31 de dezembro de 2017 vs. R\$ 1.693,1 milhões ao custo médio de IGP-DI + 5,5% a.a. registrado em 2016.

O prazo médio da dívida em 31 de dezembro de 2017 era de 4,0 anos, patamar inferior ao prazo de 4,5 anos do ano anterior, também explicado pelas novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridos neste exercício.

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



* Referente a Empréstimos, Financiamentos e Debêntures.

** Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e saldos de diferidos. Não considera arrendamento financeiro.

Cláusulas Restritivas ("Covenants")

Para efeito de cálculo dos *Covenants* sobre contratos de dívidas da Companhia, considera-se o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.248,2 milhões em 31 de dezembro de 2017 (não considerando o efeito das perdas atuariais líquidas do plano de pensão, registradas em "Outros resultados abrangentes", no montante de R\$ 2.458,9 milhões).

¹⁸ Dívida atrelada ao CDI compreende ao somatório de principal e encargos das debêntures, nota promissória e cédulas de crédito bancário (CCB).

¹⁹ A dívida atrelada aos demais índices compreende ao somatório do FINEM, FINEP. Não considera arrendamento financeiro.

Considerando o *EBITDA* previsto nos *Covenants*²⁰ dos últimos 12 meses findos em 31 de dezembro de 2017, a Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/*EBITDA* Ajustado de 2,90x, e *EBITDA* Ajustado/Despesa Financeira de 3,27x.

Os *Covenants* das dívidas são:

- (i) Dívida Líquida/*EBITDA* Ajustado não pode ser superior a 3,5x e
- (ii) *EBITDA* Ajustado/Despesa Financeira não pode ser inferior a 1,75x.

Desta forma, em 31 de dezembro de 2017, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos seus contratos de dívida.

Investimentos

Em 2017, a Eletropaulo investiu R\$ 1.026,0 milhões. Destes, R\$ 911,2 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 114,9 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes. Para o mesmo período a Companhia previa investir R\$ 942,0 milhões, número 8,9% (ou R\$ 84,0 milhões) inferior ao investimento realizado. O incremento nos investimentos no ano de 2017, alinhado com o Plano Estratégico de Criação de Valor da Companhia, teve como objetivo melhor atender aos clientes, por meio da melhor qualidade da rede, e incrementar a base de remuneração regulatória, visando melhorar a receita e reduzir o Opex à medida que os investimentos são direcionados à maior eficiência da operação.

A variação de R\$ 84,0 milhões entre o investimento realizado e o projetado para o ano tem como justificativas: (i) a variação positiva, de R\$ 69,9 milhões da conta de investimentos com Recursos Próprios, resultante principalmente de investimento no sistema para a melhoria da qualidade do fornecimento de energia, e (ii) a variação positiva, de R\$ 14,2 milhões, dos projetos financiados pelos clientes referente principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão.

A tabela a seguir apresenta um comparativo entre os investimentos realizados em 2017 vs. 2016, com destaque para investimentos superiores nos grupos de serviços aos clientes e expansão do sistema e confiabilidade operacional, com foco na melhoria da confiabilidade de rede e inteligência na rede.

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

Investimentos - R\$ milhões	2017	2016	Var (%)
Serviços ao cliente e expansão do sistema	486,1	320,5	51,6%
Confiabilidade operacional	306,3	244,1	25,5%
Recuperação de perdas	12,0	8,1	47,8%
Tecnologia da Informação	48,0	33,9	41,7%
Outros	58,8	74,9	-21,5%
Total com Recursos Próprios	911,2	681,5	33,7%
Financiado pelo cliente	114,9	110,0	4,4%
Total	1.026,0	791,5	29,6%

Principais Investimentos em 2017

Serviços ao Cliente e Expansão do Sistema

Visam o atendimento ao crescimento do mercado e melhoria da capacidade do sistema, com a ampliação/reforço de subestações, instalação de bancos de capacitores e reforço de redes subterrâneas.

Em 2017, foram investidos R\$ 191,6 milhões na adição de 228,7 mil novos clientes, na religação de 61,1 mil clientes com emprego de medidor e na regularização de 65,5 mil conexões informais. Na expansão do sistema, foram investidos R\$ 294,5 milhões visando a melhoria da qualidade do fornecimento de energia. No total, o investimento na frente de Serviços ao Cliente e Expansão do Sistema, totalizou R\$ 486,1 milhões, valor 51,6% superior ao investido em 2016.

Confiabilidade Operacional

Objetiva reduzir as ocorrências na rede elétrica, aumentando a resiliência do fornecimento, evitando acidentes com a população e modernizando a rede de distribuição, por meio da substituição de postes de madeira, digitalização de subestações e manutenção/preservação dos sistemas da subtransmissão e subterrâneo, saneamento de anomalias em religadores automáticos e equipamentos de telecomunicações.

Em 2017, foram investidos R\$ 306,3 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas. Este montante é R\$ 62,2 milhões acima, ou 25,5% maior, ao total investido em 2016.

Recuperação de Perdas

Objetiva a diminuição das ligações ilegais, recuperação de receita e diminuição do risco para os clientes regulares da Companhia.

O montante investido em 2017 em recuperação de perdas atingiu R\$ 12,0 milhões, valor 47,8% acima do investido em 2016, de R\$ 8,1 milhões. Foram realizadas 46,2 mil regularizações, com emprego de medidor, por meio de inspeções de fraude e anomalias.

Tecnologia da Informação

Visa melhorias no conjunto de atividades e soluções providas por recursos de computação buscando melhor produção, armazenamento, transmissão, acesso, segurança e uso das informações.

A Companhia investiu em 2017 R\$ 48,0 milhões em projetos de Tecnologia da Informação na modernização e automação dos sistemas de distribuição e operação da Companhia. Este total representou um aumento de 41,7% no montante investido, em comparação aos R\$ 33,9 milhões realizados em 2016.

Outros

No acumulado do ano, foram investidos R\$ 58,8 milhões, em outros projetos referentes, principalmente, a manutenções prediais e segurança eletrônica. Valor 21,5% inferior ao investido em 2016.

Financiado pelo Cliente

No acumulado do ano, os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 114,9 milhões, e referem-se, principalmente, à conversão e remoção de redes, alteamento de linhas de alta tensão, entre outros. Em comparação a 2016, os investimentos realizados pelos clientes foram 4,4% superiores.

Investimento Remunerável

O investimento remunerável, também denominado de Base de Remuneração, é constituído pelo Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e Almoxarifado de Operação, deduzido do saldo das Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica ("Obrigação Especial"). Sobre o valor líquido da base de remuneração foi calculada a remuneração, e sobre o valor bruto a cota de depreciação, que fazem parte da Parcela "B" da Receita Requerida - RR da Concessionária, homologada pela Resolução Homologatória No 2.263 ANEEL de 27/06/2017.

A tabela a seguir apresenta os valores da Base de Remuneração aprovada pela ANEEL para o 4º ciclo de Revisão Tarifária Periódica (2015), e suas respectivas atualizações pelo IGP-M dos subsequentes reajustes tarifários, em cálculo efetuado pela Companhia para referência, não sendo consideradas eventuais adições/baixas ao Ativo em decorrência dos investimentos realizados pela Companhia.

Componentes de Investimentos Remunerável (R\$ milhões)	Revisão (1) jul/15	Reajuste jul/16	Reajuste jul/17
a) Ativo Imobilizado em Serviço Bruto	21.183,1	23.769,0	23.584,0
b1) (-) Depreciação Acumulada	13.391,3	15.026,0	14.909,0
b2) (-) Depreciação Acumulada %	63,2%	63,2%	63,2%
c1) (-) Obrigação Especial Bruta	2.315,6	2.598,3	2.578,1
c2) (-) Obrigação Especial Líquida	1.767,6	1.983,4	1.967,9
d) Bens 100% depreciados	6.147,9	6.898,4	6.844,7
e) Terrenos e Servidões	456,4	512,1	508,1
f) = Ativo Imobilizado em Serviço Bruto Depreciável*	12.263,3	13.760,3	13.653,1
g) (+) Almojarifado	56,7	63,6	63,1
h) = Investimento Remunerável (Base Remuneração)**	6.080,9	6.823,3	6.770,1
i) Variação do IGPM (RH Aneel/Reajuste Tarifário)	5,59%	12,21%	-0,78%
j) cota de Depreciação - Taxa média Anual %	3,75%	3,75%	3,75%

(1) 4º ciclo de RTP - Julho 2015

* Ativo Imobilizado em Serviço Bruto Depreciável = (a) - (c1) - (d) - (e)

** Investimento Remunerável (Base Remuneração) = (a) - (b1) - (c2) + (g)

Plano de Investimento - 2018 até 2022

A Companhia pretende investir, entre recursos próprios e de terceiros, R\$ 4,9 bilhões²¹ no período de 2018 até 2022 (24% acima dos R\$ 4,0 bilhões previstos anteriormente para o período de 2017 até 2021), principalmente na expansão da rede de atendimento e novos clientes e na preservação dos ativos para garantir a distribuição de energia e melhorar os indicadores de qualidade.

Os investimentos previstos para o ano de 2018 são os maiores já realizados pela Eletropaulo, e o aumento do montante esperado para o ciclo demonstra a aceleração na estratégia iniciada em 2017, que visa o melhor atendimento aos clientes, o aumento da base de remuneração regulatória e melhoria dos indicadores de qualidade, buscando atingir as metas regulatórias por meio da transformação digital e maior eficiência.

Investimentos estimados*	2018	2019	2020	2021	2022	2018-2022
Recursos próprios	1.090,2	632,0	770,9	966,2	1.064,0	4.523,3
Recursos financiados pelos clientes	94,0	77,2	76,7	83,0	87,8	418,7
Total	1.184,2	709,2	847,6	1.049,2	1.151,7	4.942,0

*Em termos nominais

²¹ Valores em termos nominais.

Pesquisa e desenvolvimento ("P&D")

Em 2017, a Eletropaulo investiu R\$ 19,3 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento, dentro da sua estratégia de inovação, com foco na melhoria de processos técnicos e operacionais, na segurança de colaboradores e terceirizados, além da promoção de iniciativas sustentáveis para as comunidades. Em 2016, a Eletropaulo investiu R\$ 8,3 milhões.

Os principais projetos de 2017 estão se tornando programas permanentes, como o de "Rede Inteligente", considerado a maior iniciativa de *Smart Grid* do Brasil no desenvolvimento e implementação de soluções de monitoramento, medição, supervisão, comunicação e inteligência na rede elétrica, integrando e levando os sistemas da Companhia a um novo patamar tecnológico. Esse fato se comprova através do projeto de redes subterrâneas inteligentes, que tem um orçamento aprovado de R\$ 86,1 milhões e 30 meses de duração.

Outro destaque neste ano foi o pedido de patente no INPI ("Instituto Nacional da Propriedade Industrial") de um produto desenvolvido no projeto "Localização de perda de óleo", que permite de maneira rápida e com obra civil mínima, a localização de microvazamentos de óleo nos cabos de transmissão de energia subterrânea. Essa tecnologia traz grande benefício para o meio ambiente e diminui drasticamente os transtornos gerados pela ocupação de faixa de ruas e avenidas.

Outro destaque foi o Registro no INPI do *software* denominado "Ferramenta de validação placa da RF/PLC", produto este desenvolvido no projeto "*Smart Grid* - Estruturante", feito para possibilitar a coleta de dados sobre o estado e o desempenho de módulos híbridos RF ("rádio frequência") e PLC ("*power line communication*") e das redes de comunicação nas quais eles operam. Por meio dela é possível a geração de tráfego de acordo com perfis definidos pelo usuário e a coleta de parâmetros que indicam o desempenho dos módulos e das redes de comunicação como resposta a estes perfis de tráfego.

Foram também realizados projetos de soluções técnicas de redes de distribuição, otimização de atividades e processos, novos conceitos, metodologias, equipamentos e de energia renovável solar fotovoltaica.

Programa de Eficiência Energética

O Programa de Eficiência Energética da Eletropaulo busca reduzir o desperdício de energia elétrica por meio da regularização de ligações informais em comunidades de baixa renda, eficiência de máquinas e equipamentos em clientes residenciais, comerciais e industriais e em melhorias na gestão de energia por parte de clientes públicos e corporativos, além de projetos educacionais com foco no consumo consciente de energia. Em 2017, foram investidos R\$ 57,7 milhões com recursos do programa da ANEEL, dos quais R\$ 36,7 milhões no programa Transformação de Consumidores em Clientes, que tem como objetivo a

regularização de ligações informais por meio do fornecimento seguro e confiável de energia.

Nos demais projetos do programa de eficiência energética, foram investidos R\$ 21,0 milhões que contemplaram órgãos públicos e privados e projetos originados através de Chamada Pública, além de projetos no âmbito social como o Recicle Mais Pague Menos e o Eletropaulo nas Escolas.

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

Segurança e Meio ambiente

A segurança dos colaboradores, prestadores de serviços e da comunidade é prioridade no desenvolvimento das atividades da Companhia. No Planejamento Estratégico Sustentável, foram estabelecidas metas de desempenho relacionadas a esse aspecto e que são acompanhadas pela Companhia.

A gestão dos indicadores de segurança segue a norma OSHA (*"Occupational Safety & Health Administration"*), definida pela Agência Norte-Americana de Saúde e Segurança do Trabalho. Os indicadores, conforme norma OSHA, estão apresentados a seguir:

Indicadores OSHA		2017	2016
Próprios	Fatalidade	0	0
	Taxa LTI*	0,276	0,356
	Taxa Recordable**	0,589	0,684
Contratados	Fatalidade	0	0
	Taxa LTI*	0,355	0,170
	Taxa Recordable**	1,177	0,815

*Taxa de incidentes com tempo perdido (acidentes típicos, com perda de dias de trabalho)

**Taxa de acidentes registráveis (acidentes típicos, sem perda de dias de trabalho).

A performance dos indicadores conforme norma OSHA mostra a melhora do desempenho com equipes próprias, fruto das ações preventivas do Programa de Meio Ambiente, Saúde e Segurança do Trabalho. Em relação aos indicadores com contratados, a deterioração ocorreu devido à maior exposição ao risco uma vez que o número de equipes contratadas foi maior quando comparado ao ano anterior. A Companhia tem intensificado os acompanhamentos periódicos dos programas e ações de segurança direcionados aos contratados.

Os indicadores de Segurança do Trabalho de acordo com a NBR 14.280 da ABNT (*"Associação Brasileira de Normas Técnicas"*), estão apresentados a seguir:

Indicadores NBR 14280		2017	2016
Próprios	Fatal - Típico	0	0
	Taxa de Frequência - TF	3,82	5,62
	Taxa de Gravidade - TG	109	104
Contratados	Fatal - Típico	0	1
	Taxa de Frequência - TF	6,77	6,75
	Taxa de Gravidade - TG	86	579

A performance dos indicadores conforme norma NBR mostra melhora da performance com equipes próprias, excluído a TG que ficou em linha com 2016, também fruto das ações preventivas do Programa de Meio Ambiente, Saúde e Segurança do Trabalho. Em relação aos indicadores com contratados, destaca-se a melhora significativa na TG (86 em 2017 vs. 579 em 2016), devido a não ocorrência de acidente fatal no ano de 2017.

Segurança da População

No ano de 2017 foram reportados 122 acidentes com a população, o que representa um aumento de 33% se comparado com o ano de 2016. A maior parcela dos acidentes ocorreu em atividades informais de construção civil, nas quais as vítimas eram trabalhadores autônomos e com baixo grau de especialidade (ausência de equipamentos de proteção individual na realização de tarefas, vestimenta inadequada, etc). Os acidentes em construção civil foram os que mais contribuíram para as fatalidades com população envolvendo a rede elétrica.

Em 2017, ocorreram 23 fatalidades com a população, dos quais, 3 tentativas de suicídios resultando em 2 fatalidades, 4 acidentes com furto de cabo resultando em 3 fatalidades e 5 acidentes com furto de energia resultando em 2 mortes.

A Companhia realiza esforços de mitigação e prevenção de acidentes com a população alinhados ao seu valor número 1, segurança, sendo (i) plano de segurança com o uso de mídias de massa (TV, rádio e blitz em construção civil) e (ii) programa de segurança para conscientização da população (palestras de segurança nas escolas, ONGs e empresas, entrega de folhetos, etc.). Não obstante, verifica-se que a maioria dos acidentes ocorre em construções irregulares que acabam avançando em direção à rede elétrica, já instalada, desrespeitando as distâncias mínimas de segurança.

A Companhia realizou 5.059 ações proativas, incluindo palestras de segurança, ações comerciais e blitzes de segurança, nas cidades da região metropolitana de São Paulo, com o objetivo de promover a conscientização dos perigos da rede elétrica, atingindo um público de quase 240 mil pessoas.

O Programa de Segurança da Companhia está focado em ações proativas que promovam o fortalecimento da cultura de segurança e comportamento seguro, realizado com base nos requisitos do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde do Ocupacional, certificado

conforme a norma internacional OHSAS 18001, e na Política de Sustentabilidade da Companhia.

Sistema de Gestão Ambiental

O Sistema de Gestão Ambiental é estruturado de acordo com a norma ISO 14001 que determina ações para a busca da excelência nos programas ambientais e da eficácia da gestão voltada à identificação de aspectos e impactos ambientais e controles operacionais.

Com o objetivo de manter-se preparada para prevenir acidentes e responder às eventuais situações de emergência, manter boas práticas para prevenção à poluição, e, visando evitar ou mitigar os seus impactos adversos na sociedade e no meio ambiente, a Eletropaulo estabelece procedimentos, planos de preparação e respostas a emergências; mantém contrato com empresa especializada em atender as emergências ambientais e está sempre preparada para atender aos principais cenários emergenciais, identificados em seu Sistema de Gestão Ambiental.

Para manter a Certificação ISO 14001 em 100% de seus processos, a Eletropaulo envolve suas equipes próprias e contratadas em uma mudança cultural, realizando campanhas de conscientização e treinamentos para disseminar a importância da conscientização ambiental dentro da organização. Como ferramenta para a verificação de seu desempenho, realiza auditorias internas e externas periodicamente.

Em 2017, o Sistema de Gestão Ambiental foi atualizado de acordo com a nova versão da ISO 14001 (2015) e em setembro de 2017, recebeu a Auditoria Externa de Manutenção da Certificação que validou essa atualização.

Colaboradores e Comunidades

Colaboradores

Ser reconhecida como um dos melhores lugares para se trabalhar é um dos objetivos traçados em pelo Planejamento Estratégico Sustentável da Companhia. O foco é garantir que os colaboradores se sintam motivados e valorizados no ambiente de trabalho, assumindo o protagonismo profissional e responsável para realizar suas atividades com excelência e satisfação, o que resulta em ganhos de eficiência, produtividade e qualidade.

Em 2017, a Eletropaulo foi reconhecida pelo segundo ano consecutivo como uma das 150 Melhores Empresas para Trabalhar segundo o Guia Você S/A.

Comunidades

Nas comunidades onde atua, a Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 65,5 mil famílias em 2017, em 169 núcleos distintos, comparado à 45,6 mil famílias regularizadas ao longo de 2016, o que representa um crescimento de 43,6%.

Por meio do Programa Transformação de Consumidores em Clientes, as famílias são beneficiadas não só com acesso regular à energia, mas também com um comprovante de cidadania, uma vez que por meio da conta de energia (comprovante de residência) podem abrir conta em banco, ter acesso a crédito e regularizar o imóvel. A Eletropaulo também realiza um intenso trabalho educacional de consumo para realizar suavemente a transição da situação de consumidor irregular para a condição de novo cliente sustentável, tanto do viés de eficiência energética, quanto do ponto de vista da gestão financeira.

Meta	Indicador de Desempenho	2017	2016
Regularizar 65 mil ligações em 2017	Número de ligações regularizadas	65,5	45,6

RECONHECIMENTOS

- ISE da B3: a Eletropaulo integra em 2017-2018, por mais um ano, a carteira do índice que reúne as empresas com práticas mais sustentáveis da bolsa de valores. A Eletropaulo faz parte do índice desde 2005, quando foi criado;
- Guia EXAME de Sustentabilidade: eleita entre os destaques do ano no setor de energia pelas práticas em sustentabilidade;
- 150 Melhores Empresas Para se Trabalhar (Guia Você S/A): eleita dentre as melhores empresas, um dos melhores reconhecimentos de práticas de Recursos Humanos no mercado;
- Prêmio *Smart* 2017: Troféu Prata, na categoria Inovação em Relacionamento pelo projeto de atualização do sistema de relacionamento com clientes;
- Eleita a 1ª empresa mais inovadora entre as empresas de energia do Brasil, de acordo com o anuário Valor Inovação Brasil, do Valor Econômico;
- Qualificação Ouro no Programa Brasileiro *GHG Protocol* pela transparência e asseguarção do inventário de emissões de gases de efeito estufa;
- Entre os três finalistas do Prêmio Nacional de Inovação 2016-2017, na categoria de Inovação Organizacional, na modalidade Grandes Empresas. A iniciativa é da Mobilização Empresarial da Inovação ("MEI") e realizada pelo Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas ("SEBRAE") e pela Confederação Nacional da Indústria ("CNI");
- Prêmio "Empresas que melhor se comunicam com jornalistas";

- Eleita uma das empresas com melhores práticas no setor elétrico para a promoção da igualdade de gênero na liderança segundo o Guia EXAME Mulheres na Liderança;
- Eleita Empreendedora do Ano na categoria Sustentabilidade do Prêmio Ernest Young com o Programa Transformação de Consumidores em Clientes;
- A Fiesp reconheceu a Eletropaulo com o Prêmio de Mérito Ambiental na categoria Destaque em Responsabilidade Socioambiental, pelo projeto Eletropaulo nas Escolas.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Eletropaulo integra o mais alto nível de Governança Corporativa da B3, o Novo Mercado, desde 27 de novembro de 2017. Além disso, o capital da Companhia é composto exclusivamente por ações ordinárias com direito à voto e o Conselho de Administração deve contemplar, no mínimo, 2 ou 20% de conselheiros independentes, o que for maior, com mandato unificado de, no máximo, dois anos.

Desde 2005 a Companhia integra a carteira do ISE, que reúne as empresas que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade corporativa, baseada em eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa.

Migração para o Novo Mercado

Em 12 de setembro de 2017, foi aprovada, em Assembleia Geral Extraordinária, a conversão da totalidade das ações preferenciais em ações ordinárias e a migração da Companhia para o segmento especial da B3 denominado Novo Mercado. A deliberação que aprovou a conversão das ações foi ratificada por 60,36% dos acionistas preferencialistas da Companhia em Assembleia Especial de acionistas preferencialistas realizada na mesma data.

Os acionistas titulares de ações preferenciais da Companhia que não compareceram, se abstiveram de votar ou votaram contra a conversão das ações, tiveram a prerrogativa de exercer o direito de retirada. O período para exercício do direito de retirada iniciou-se em 29 de setembro de 2017 e foi encerrado em 30 de outubro de 2017. Durante este prazo, 359 acionistas titulares de 3.058.154 ações preferenciais de emissão da Companhia, correspondentes a 2,7% das ações preferenciais, optaram pelo exercício do direito de retirada. O valor de direito de retirada a estes acionistas foi calculado com base no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 16,10 por ação), totalizando o montante de R\$ 49,2 milhões que foram pagos em 9 de novembro de 2017.

A migração da Companhia ao Novo Mercado teve por objetivos principais: (i) fortalecer a governança corporativa; (ii) aumentar a capacidade de investimento por maior acesso ao

mercado de capitais e potencial redução no custo de capital; e (iii) potencializar a liquidez das ações negociadas publicamente pela Companhia, por meio da consolidação da negociação dos valores mobiliários exclusivamente em ações ordinárias, aumentando também a atratividade para novos investidores.

Em 27 de novembro de 2017, a totalidade das ações preferenciais da Companhia foi convertida em ações ordinárias na proporção de uma ação preferencial para uma ação ordinária, passando estas a serem negociadas, a partir dessa data, no Novo Mercado da B3, sob o código ELPL3. Com a efetivação da migração ao Novo Mercado, a Companhia não é mais controlada pela The AES Corporation, e o Acordo de Acionistas, celebrado em 30 de dezembro de 2016, entre a The AES Corporation, AES Holdings Brasil Ltda. e o BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, foi extinto. Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 2 de janeiro de 2018, o Conselho de Administração foi adaptado à nova estrutura acionária, passando a ser composto por 9 membros, sem suplentes.

Após a migração para o Novo Mercado, o Comitê de Auditoria, o Comitê de Partes Relacionadas e o Comitê de Remuneração e Pessoas, se tornaram estatutários. Todos os comitês foram criados com o objetivo de assessorar o Conselho de Administração da Companhia nas tratativas de temas relevantes e contam com a participação de conselheiros independentes.

Estrutura Societária

Ao final de dezembro de 2017, o capital social da Eletropaulo era de R\$ 1.323,5 milhões, representado por 167.343.887 ações ordinárias, sendo 3.058.154 ações ordinárias em tesouraria e 164.285.733 ações ordinárias como *free float* à medida que a Companhia se tornou uma *True Corporation* (Companhia com controle diluído) após a migração para o Novo Mercado, sem a figura de um acionista controlador. Ao final do exercício, a Companhia contava com aproximadamente 63 mil acionistas.

A tabela a seguir apresenta a estrutura acionária da Companhia em 31 de dezembro de 2017.

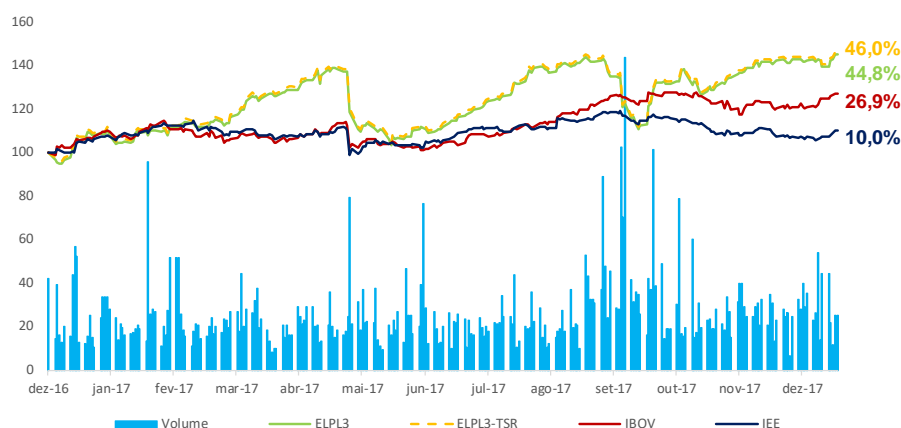
ACIONISTA	ON	%
BNDESPAR	31.350.329	18,73%
AES Holdings Brasil	28.179.237	16,84%
União Federal	13.342.642	7,97%
GWI	11.585.400	6,92%
Ações em Tesouraria	3.058.154	1,83%
Outros	79.828.125	47,70%
Total	167.343.887	100,00%

MERCADO DE CAPITAIS

As ações da Companhia integram, atualmente (i) o mais alto nível de governança corporativa da B3, o Novo Mercado, (representado pelo IGC-NM); (ii) o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado ("Itag"); (iii) o Índice de Energia Elétrica ("IEE"); (iv) o Índice Brasil 100 ("IBrX"); e (v) o ISE da B3, entre outros.

Em 2017, as ações ordinárias (ELPL3) da Eletropaulo encerraram o período cotadas a R\$ 16,35, com valorização de 44,8%²² comparado ao final de 2016, enquanto o IEE valorizou 10,0% e o Ibovespa 26,9%. O volume médio diário negociado de ações preferenciais (ELPL4), listadas até a migração para o Novo Mercado, ocorrida em 27 de novembro de 2017, foi de 1.646 mil ações, e a partir desta data até o fim do exercício a média diária de negociação de ações ordinárias foi de 1.678 mil ações.

Eletropaulo²³ x Ibovespa x IEE (Base 100)



TSR ("Total shareholder return" - retorno total do acionista, o qual representa os ganhos de capitais adicionado os dividendos no período)

AUDITORIA INDEPENDENTE

Em conformidade com a Instrução CVM nº 381, informamos que os auditores independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S.S ("EY"), não prestaram durante o exercício de 2017 outros serviços que não os relacionados com auditoria externa.

A remuneração total da EY pelos serviços prestados de auditoria externa em 2017 foi de R\$ 4.692.586,90.

²² Para fins de cálculo da valorização, considera-se ações preferenciais (ELPL4) até dia 27 de novembro de 2017, data da efetivação da migração para o Novo Mercado, e ações ordinárias (ELPL3) a partir de então.

²³ Considera-se ações preferenciais (ELPL4) até dia 27 de novembro de 2017, data da efetivação da migração para o Novo Mercado, e ações ordinárias (ELPL3) a partir de então.

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a política de atuação da Companhia se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor e consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia. Todos os serviços prestados pelos auditores independentes estão sujeitos à análise prévia do Comitê de Auditoria e são submetidos à aprovação do Conselho de Administração.