

## RESULTADOS E DESEMPENHO EM 31 DE MARÇO DE 2017

Resultados Econômico-Financeiros (R\$ milhões) <sup>(1)</sup>	1TRI 17	1TRI 16	Variação <sup>(1)</sup>	Variação %
Receita Bruta	1.895,4	2.104,7	-209,3	-9,9%
Receita Líquida	1.205,1	1.139,1	66,0	5,8%
Margem Operacional Líquida	392,3	369,3	23,0	6,2%
EBITDA	214,5	185,6	28,9	15,6%
Margem EBITDA	17,8%	16,3%	1,5 p.p.	9,2%
Lucro Líquido	87,3	64,9	22,4	34,5%
Dívida Líquida	1.739,8	1.900,6	-160,8	-8,5%
Investimentos	74,5	73,5	1,0	1,4%
Outros Resultados	1TRI 17	1TRI 16	Variação	Variação %
Volume de fornecimento (GWh)	2.814,7	3.080,1	-265,4	-8,6%
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	4.133,7	3.974,1	159,6	4,0%
Clientes (milhares)	2.565	2.516	49	2,0%
DEC anualizado (horas)	8,43	8,50	-0,07	-0,8%
FEC anualizado (interrupções)	4,74	4,69	0,05	1,1%
Perdas de Distribuição (%)	8,71%	7,60%	1,1 p.p.	14,6%
Rating corporativo (Standard & Poor's)	brAA-	brAA-	-	-

<sup>(1)</sup> Em milhões de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida.

### DESTAQUES

- O EBITDA encerrou o período em R\$ 214,5 milhões, um aumento de 15,6% em relação aos três primeiros meses de 2016 (R\$ 185,6 milhões) em função (i) do crescimento de 4,0% no consumo do mercado total (clientes livres e cativos); (ii) do Reajuste Tarifário de agosto de 2016, que gerou impacto positivo na Parcela B (custos gerenciáveis pela Companhia), de 5,0% ao longo do ano; e (iii) da melhora do *mix* da carteira de clientes devido à maior participação da classe residencial, que possui maior margem operacional (aumento de 5,4% no volume de fornecimento no primeiro trimestre de 2017 em comparação ao ano anterior);
- A Elektro Redes registrou Lucro Líquido de R\$ 87,3 milhões no primeiro trimestre de 2017, R\$ 22,4 milhões acima do resultado de março de 2016 (R\$ 64,9 milhões), principalmente devido à redução de 15,6% de sua Despesa Financeira Líquida, em função (i) da desaceleração dos indexadores econômicos e (ii) redução do saldo da dívida;
- No primeiro trimestre de 2017, a Elektro Redes reduziu o seu endividamento líquido em 8,5% quando comparado ao mesmo período de 2016, principalmente devido à amortização de dívidas vigentes;
- A Elektro Redes foi reconhecida como a melhor distribuidora de energia da região Sudeste e a quinta melhor entre as distribuidoras do país no *ranking* de Continuidade do Serviço da ANEEL.

## SUMÁRIO

1. A ELEKTRO REDES E O MERCADO DE CAPITAIS.....	3
2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES .....	3
3. AMBIENTE ECONÔMICO .....	3
4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO .....	4
4.1. Reajuste Tarifário .....	4
4.2. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) .....	5
4.3. Bandeiras Tarifárias .....	5
4.4. Processo de ajuste nas tarifas – EER Angra III .....	6
4.5. Sobrecontratação de energia.....	6
5. DESEMPENHO COMERCIAL .....	8
5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição .....	8
5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia .....	11
5.3. Contratos de Compra de Energia .....	11
6. RESULTADOS .....	12
6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio .....	14
7. ESTRUTURA DE CAPITAL .....	15
7.1. <i>Covenants</i> Financeiros.....	16
8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO.....	17
9. POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS .....	17
10.FLUXO DE CAIXA .....	18
11.INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO .....	18
12.DESEMPENHO OPERACIONAL .....	19
12.1.DEC e FEC.....	19
12.2.Perda de Distribuição.....	20
13.RECONHECIMENTOS .....	21

## 1. A ELEKTRO REDES E O MERCADO DE CAPITALIS

A **Elektro Redes S.A.** (“Elektro Redes” ou “Companhia”) é uma sociedade anônima de capital aberto, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e listada na BM&FBovespa S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros sob os códigos EKTR3 (ações ordinárias) e EKTR4 (ações preferenciais). Do total de ações emitidas e em circulação, 0,32% são negociadas no mercado.

Em 31 de março de 2017, o capital social da Elektro Redes era de R\$ 952,5 milhões, divididos em 91,9 milhões de ações ordinárias e 101,9 milhões de ações preferenciais, conforme tabela a seguir:

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA EM 31/12/2016						
Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total de Ações	
	Qtde.	Part (%)	Qtde.	Part (%)	Qtde.	Part (%)
<b>Elektro Holding S.A</b>	91.855.825	99,97%	101.279.596	99,41%	193.135.421	99,68%
<b>Acionistas Minoritários</b>	25.147	0,03%	598.697	0,59%	623.844	0,32%
<b>Total</b>	<b>91.880.972</b>	<b>100,00%</b>	<b>101.878.293</b>	<b>100,00%</b>	<b>193.759.265</b>	<b>100,00%</b>
<b>Participação sobre o total de Ações</b>		<b>47,42%</b>		<b>52,58%</b>		<b>100,00%</b>

A política atualmente praticada pela Elektro Redes para distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio aos seus acionistas é de 100% do lucro (disponível<sup>1</sup>) do exercício, considerando que em 2012 a Companhia atingiu o limite de constituição das Reservas, de acordo com o disposto no Art. 193 § 1º da Lei 6.404/76.

## 2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES

A Elektro Redes mantém um canal de comunicação com o mercado pelo *website* [ri.elektro.com.br](http://ri.elektro.com.br), pelo endereço eletrônico [ri@elektro.com.br](mailto:ri@elektro.com.br) ou pelo telefone (19) 2122-1487.

## 3. AMBIENTE ECONÔMICO

O cenário econômico brasileiro no início de 2017 continua desafiador, porém podemos identificar alguns sinais de recuperação. A queda dos índices de inflação, impactados pela baixa atividade econômica dos últimos dois anos, abriu espaço para redução da taxa de juros, visando estimular a retomada de consumo e investimentos. Este cenário aliado à agenda de reformas proposta pelo governo tem contribuído positivamente para os índices de confiança da indústria e do consumidor.

O Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M) acumulado do primeiro trimestre fechou em 0,74% a.a. em março de 2017, reduzindo em 2,23 pontos percentuais se comparado ao mesmo período de 2016. Com relação ao Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), o indicador encerrou o primeiro trimestre em 0,96% (no mesmo período em 2016, o índice registrou 2,62%), queda de 1,66 pontos percentuais, ambos indicadores foram impactados pela retração da atividade econômica em 2016 (redução do PIB de 3,6 % no ano).

Do ponto de vista de política econômica local, o Comitê de Política Monetária (Copom), visando estimular o consumo e investimento vem reduzindo a taxa básica de juros (SELIC) desde outubro de 2016, resultando em uma queda de 3,0 pontos percentuais até abril de 2017 – saindo de 14,25% a.a. para 11,25% a.a..

Outra medida de estímulo ao investimento foi a redução de Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) que, em 30 de março reduziu de 7,5% para 7,0% ao ano o principal indexador de empréstimos do BNDES. A nova taxa foi fixada até junho de 2017.

<sup>1</sup> Lucro Líquido ajustado pela reclassificação do plano de pensão. Os valores ajustados contra resultados abrangentes, conforme parágrafo 120 C do CPC 33 (R1), são reconhecidos diretamente em lucros ou prejuízos acumulados e apresentados na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido.

Com relação ao comércio exterior brasileiro, segundo apuração do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio (MDIC), o saldo acumulado da Balança Comercial em março de 2017 foi um superávit de US\$ 14,4 bilhões, ultrapassando em US\$ 6,0 bilhões o resultado acumulado de março de 2016. No período, as exportações somaram US\$ 50,5 bilhões, 24,4% acima do apurado até março de 2016 (US\$ 40,6 bilhões) impactadas pelo aumento da exportação de produtos básicos, como minério de ferro, petróleo e carnes; já as importações somaram US\$ 36,0 bilhões, aumento de 12,0% em relação a 2016 (US\$ 32,2 bilhões). Os investimentos estrangeiros diretos (IDE), até fevereiro, somaram US\$ 16,8 bilhões, valor recorde para o período, representando um aumento de 57% se comparado ao mesmo período de 2016.

O aumento no Investimento Estrangeiro Direto aliado a recente subida dos preços das principais *commodities* no mercado internacional, tem levado a um processo de valorização cambial: a moeda brasileira fechou o primeiro trimestre de 2017 em R\$ 3,1684/US\$, uma valorização de 11,0% em relação ao mesmo período de 2016 (R\$3,5583/US\$) e de 2,8% frente ao dólar norte-americano de dezembro 2016, cotado a 3,2591/US\$.

Os indicadores econômicos que mais influenciam os resultados da Elektro Redes apresentaram a seguinte evolução:

Indicadores	Variação Acumulada		
	1TRI 17	1TRI 16	Variação
Taxa de Câmbio R\$/US\$ <sup>(1)</sup>	3,1684	3,5589	(0,3905)
Valorização / (desvalorização) cambial - Real em relação ao Dólar <sup>(2)</sup>	2,78%	8,86%	-6,08 p.p.
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) <sup>(3)</sup>	0,74%	2,97%	-2,23 p.p.
IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo) <sup>(3)</sup>	0,96%	2,62%	-1,66 p.p.
CDI Médio (Certificado de Depósitos Interbancários) <sup>(3)</sup>	3,03%	3,25%	-0,22 p.p.
TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) <sup>(3)</sup>	1,82%	1,82%	0 p.p.

<sup>(1)</sup> Cotação no encerramento do período.

<sup>(2)</sup> Variação acumulada em relação a dezembro do ano anterior.

<sup>(3)</sup> Taxa acumulada no primeiro trimestre.

#### 4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro Redes passará pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos e reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas; além de Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTE), quando houver necessidade de reequilíbrio econômico-financeiro. A Revisão Tarifária tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estimulando o aumento da eficiência e a qualidade do serviço prestado pela Distribuidora, assegurando uma tarifa justa para os consumidores, além de preservar a atratividade financeira para os investidores. A última revisão tarifária da companhia foi concluída em 27 de agosto de 2015, e considerou as novas metodologias aprovadas pela ANEEL: elevação do Custo de Capital – WACC (*Weighted Average Capital Cost* ou Custo Médio Ponderado de Capital) líquido de impostos de 7,50% (no 3º Ciclo de Revisões Tarifárias) para 8,09%, o que representou um ajuste na remuneração do capital; Custos Operacionais; Perdas Técnicas e Não Técnicas de Energia; Fator X (índice que transfere parte dos ganhos de eficiência das distribuidoras com os consumidores); Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis, desta forma, a Revisão Tarifária resultou em uma elevação média nas tarifas de 4,20%, estabelecida pela recomposição dos custos não gerenciáveis (Parcela A) e pela revisão dos custos gerenciáveis (Parcela B).

##### 4.1. Reajuste Tarifário

O Reajuste Tarifário reestabelece o poder de compra da concessionária por meio da correção pela inflação dos custos com a distribuição sob gestão da Distribuidora (Parcela B), deduzidos do Fator X (índice que transfere parte dos ganhos de eficiência e produtividade das distribuidoras para os consumidores).

Em 27 de agosto de 2016 ocorreu o Reajuste Tarifário Anual da Elektro Redes, homologado pela Resolução nº 2.125 de 23 de agosto de 2016. Neste reajuste foram atualizados os custos não gerenciáveis da distribuidora (Parcela A), repassados em sua totalidade para a tarifa dos consumidores. Nesse sentido, a redução de alguns componentes, como o preço da tarifa de energia de Itaipu, aliada à redução do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (vide nota 4.2) culminou em uma redução média das tarifas

aos consumidores de 13,40%. Ressalta-se que a parcela que remunera os custos gerenciados pela distribuidora (Parcela B), obteve reajuste positivo devido à atualização pela inflação registrada no período (IGP-M), descontada do Fator X. Assim, a redução nas tarifas praticadas, no que tange a atualização da Parcela A e Outros Itens Financeiros, não afeta a Margem Operacional da Companhia uma vez que o impacto é neutro no resultado.

#### **4.2. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**

A CDE é um encargo setorial criado em 2002 destinado à promoção do desenvolvimento energético em todo o território nacional. Sua arrecadação visa promover a competitividade da energia elétrica produzida por fontes alternativas, a universalização da energia elétrica no país e também suportar os subsídios tarifários destinados a cobrir descontos concedidos na tarifa pelas distribuidoras de energia elétrica a determinadas classes de clientes, além de outros custos. O mecanismo de recomposição do fundo é realizado por meio de cotas mensais homologadas pela ANEEL e recolhidas ao fundo operacionalizado pelas Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras, sendo que este encargo é repassado aos consumidores por meio das tarifas, tendo efeito nulo no resultado da distribuidora. O ressarcimento às distribuidoras relativo aos subsídios tarifários ocorre através de repasses operacionalizados pela Eletrobras. A partir de maio de 2017, por força da Lei nº 13.360/2016, a Eletrobras deixará de ser a responsável pela operacionalização do fundo CDE, passando esta responsabilidade à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

No que tange aos recolhimentos mensais das cotas de CDE, houve no ano de 2015 um descasamento de caixa, pois a Elektro Redes vinha recolhendo integralmente sua cota mensal, e em contrapartida não recebia do fundo a integralidade dos repasses dos valores de subsídios. Assim, em 06 de agosto de 2015, a Companhia obteve ordem liminar, atualmente já confirmada por decisão de Segunda Instância, permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos mensais dos encargos os valores já vencidos e não repassados pelo fundo. No primeiro trimestre de 2017, o valor compensado totalizou R\$ 62,5 milhões (R\$ 53,6 milhões em 31 de março de 2016), o qual, por se tratar de ordem liminar ainda sujeita a recurso, a Companhia apresenta os saldos a receber e a pagar segregados em seu balanço patrimonial, exceto para o período de agosto de 2015 a janeiro de 2016, para os quais obteve recibo de quitação no montante de R\$ 230,7 milhões.

Ainda em relação aos recolhimentos da CDE, observa-se que, desde 2015, o surgimento de liminares questionando em Juízo o pagamento de alguns itens que compõem esse encargo, bem como a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, levou a ANEEL a fixar novas tarifas para os clientes que ingressaram com as liminares, a fim de dar cumprimento à ordem judicial. Em dezembro de 2015, como o impacto na arrecadação do encargo não havia recebido a correspondente diminuição na cota de aportes de cada distribuidora para a CDE e para evitar um desequilíbrio financeiro para o setor de distribuição, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) ingressou em Juízo e obteve a permissão para deduzir do saldo a pagar de CDE os montantes mensais que deixaram de ser faturados devido à liminar movida naquele ano pela Associação Brasileira de Consumidores de Energia (ABRACE). Dada a recorrência de liminares desta natureza durante o ano de 2016, a ANEEL emitiu em 14 de junho o Despacho nº 1.576, que normatiza o tratamento a ser dado pelas distribuidoras no caso de surgirem novas liminares questionando os valores de CDE cobrados nas tarifas. Assim, nesses casos, será autorizada automaticamente a dedução dos montantes a serem recolhidos para a CDE dos valores não arrecadados devido às liminares obtidas por esses clientes, respeitando a neutralidade tarifária. Posteriormente, a Associação Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE) e a Associação Nacional de Fabricantes de Produtos Eletroeletrônicos (ELETROS) também ingressaram com ações similares visando o faturamento diferenciado da cota CDE. Para a Elektro Redes, o montante total deduzido do saldo a pagar até 31 de março de 2017, relativo a essas liminares, foi de R\$ 3,3 milhões (R\$ 6,8 milhões em 31 de março de 2016).

#### **4.3. Bandeiras Tarifárias**

A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, estabeleceu os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de Bandeiras Tarifárias, cujos valores são publicados mensalmente pela ANEEL através de despachos, tendo entrado o sistema em vigor a partir de janeiro de 2015.

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias tem como finalidade indicar ao consumidor se a energia terá um custo mais elevado, em função das condições de geração de energia elétrica, e, de maneira complementar à Revisão Tarifária Extraordinária, visa preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, cobrindo custos adicionais de geração térmica, Encargo de Serviços de Sistema – ESS, risco hidrológico e

os custos com compra de energia no mercado de curto prazo devido à exposição involuntária das distribuidoras. As variações de custos remanescentes, não cobertos pelo mecanismo das Bandeiras Tarifárias, são registradas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros para inclusão no próximo processo de Reajuste ou Revisão Tarifária. Do mesmo modo, receitas provenientes de Bandeira Tarifária superiores às necessidades da Companhia são registradas como Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros para devolução no próximo Reajuste Tarifário ou Revisão Tarifária, tendo a neutralidade assegurada no resultado da Companhia.

Desde a Resolução Homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016, a ANEEL estabeleceu quatro patamares de Bandeiras Tarifárias: verde, amarela e vermelha – patamares 1 e 2, correspondendo a uma escala que varia de nenhum acréscimo tarifário até R\$ 45/MWh. No primeiro trimestre de 2017 vigorou a bandeira verde nos meses de janeiro e fevereiro e bandeira amarela no mês de março, enquanto no mesmo período do ano anterior foi aplicada a bandeira vermelha – patamar 2, a bandeira vermelha – patamar 1 e a bandeira amarela, para o meses de janeiro a março, respectivamente.

Em 31 de março de 2017 o montante registrado de Bandeira Tarifária pela Elektro Redes é de R\$ 22,2 milhões (R\$ 107,1 milhões em 31 de março de 2016), sendo R\$ 7,7 milhões (R\$ 109,7 milhões em 31 de março de 2016) recebido através do faturamento das contas de energia e R\$ 14,5 milhões (R\$ 2,6 milhões à pagar em 31 de março de 2016) através da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT).

#### **4.4. Processo de ajuste nas tarifas - EER Angra III**

O Encargo de Energia de Reserva – EER é um encargo que tem o objetivo de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional através da contratação de energia elétrica junto a geradoras térmicas.

Anualmente, a CCEE informa à ANEEL a previsão de custos para aquisição de energia de reserva, que compõe os custos considerados no processo de Reajuste e/ou Revisão Tarifária de cada distribuidora. A estimativa considerada no processo tarifário de 2016 das distribuidoras contemplou a previsão de valores devidos a vários empreendimentos, dentre eles a usina nuclear de Angra III. No entanto, por esta usina não ter entrado em operação, os custos previstos de Angra III não integraram o valor de EER cobrado das distribuidoras durante o atual ano tarifário.

Em geral, tais diferenças são capturadas nas tarifas no processo tarifário seguinte através do mecanismo de CVA. No entanto, a ANEEL decidiu por antecipar esse efeito aos consumidores e, em 28 de março de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.214, aprovou um processo extraordinário de ajuste nas tarifas das distribuidoras, que ocorrerá a partir do mês de abril, com o objetivo de antecipar os efeitos da inclusão da parcela do EER correspondente à contratação da usina de Angra III. Assim, durante o mês de abril de 2017 a tarifa será reduzida para reverter os valores de Angra III incluídos no último processo tarifário, fazendo o movimento de devolução em um único mês do valor acumulado até então, e nos meses subsequentes deixará de considerar o custo futuro do EER dessa usina.

#### **4.5. Sobrecontratação de energia**

De acordo com o Modelo Regulatório, as distribuidoras devem contratar antecipadamente 100% da energia elétrica necessária para fornecimento aos seus clientes por meio de leilões regulados pela ANEEL. Tais leilões, com apoio da CCEE, ocorrem com antecedência mínima de cinco, três ou um ano. Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial no Decreto nº 5.163/2004, se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas das variações de custo incorrido com a compra de energia excedente. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite e, sendo este ocasionado de forma voluntária, ficará exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

A Elektro Redes sempre manteve seus níveis de contratação dentro dos limites regulamentares. A partir de 2016, entretanto, devido a uma conjunção de fatores externos alheios à gestão da Companhia, que afetaram de forma generalizada o setor de distribuição de energia no país, dentre eles: (i) o impacto da queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável; (ii) o efeito da realocação de cotas de energia; e (iii) a intensa migração de clientes na condição de especiais para o

mercado livre, contribuíram para que a Companhia apresentasse uma situação de sobrecontratação de energia. Devido ao caráter sistêmico desse fenômeno, ao longo do ano de 2016 foram tomadas diversas medidas pelos órgãos competentes (ANEEL e Ministério de Minas e Energia), que endereçaram as principais questões, a fim de mitigar os impactos da sobrecontratação do setor, conforme descrito a seguir.

A ANEEL, no final de 2014, com o objetivo de equalizar os custos da energia comprada pelas empresas distribuidoras de energia, propôs uma realocação das cotas de energia proveniente das geradoras que possuem um preço médio menor e que tiveram seus contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013, alterando, a partir de janeiro de 2015, os montantes contratados de cada distribuidora. Entretanto, o montante recebido pela Elektro Redes foi maior do que a necessidade de compra da Companhia, fato este que contribuiu significativamente para um excesso de energia contratada em 2016. Com o intuito de evitar um desequilíbrio econômico-financeiro para as empresas do setor de distribuição, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 706 de 1º de abril de 2016, informou que o efeito desta realocação de cotas será considerado como involuntário, ou seja, terá a integral cobertura tarifária.

Em março de 2016, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 012, com o objetivo de obter subsídios para a definição de mecanismos de adequação dos níveis de contratação de energia via acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores de energia, visando minimizar impactos da sobrecontratação. Essa audiência resultou na Resolução Normativa nº 711, de 19 de abril de 2016, que estabelece os critérios sobre os quais passou a ser permitida a realização de tais acordos. Eles podem envolver a redução temporária total ou parcial da energia contratada, redução permanente, porém parcial do contrato, ou ainda a rescisão contratual. A Elektro Redes realizou acordos nos termos desta resolução, não apenas para contratos de suprimento imediato, mas também para aqueles de suprimento futuro, com o propósito de diminuir os impactos da sobrecontratação.

Em julho de 2016, por meio da Resolução nº 727, a ANEEL implantou uma nova modalidade do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para contratos provenientes de leilões de energia nova entre distribuidoras e geradores, permitindo a realocação de energia entre esses agentes. Este mecanismo permite reduzir as sobras globais das distribuidoras. Foram realizados três processamentos do MCSD de Energia Nova em 2016: o primeiro em julho, o segundo em agosto, que em função da participação da usina Belo Monte permitiu que um volume maior de energia fosse realocado, e o terceiro em outubro, no qual foram incluídas as usinas que foram impedidas de participar dos processamentos anteriores por restrições operacionais da CCEE. A participação nestes MCSDs auxiliou na mitigação de parte da energia sobrecontratada da Elektro Redes para o ano de 2016. Além disso, como resultado da Audiência Pública nº 074/2016, foi realizado ao final de fevereiro de 2017 o reprocessamento dos dois primeiros MCSDs de Energia Nova realizados em 2016, para possibilitar a participação de geradores que não puderam fazê-lo à época por restrições operacionais da CCEE, o que trouxe reduções expressivas no nível contratual das distribuidoras.

Outro aspecto relacionado ao tema são os baixos preços praticados no mercado livre de compra de energia comparativamente às tarifas praticadas no mercado regulado, o que gerou um aumento na migração de clientes especiais (com demanda contratada entre 0,5 e 3 MW) para o ambiente livre. Em 2016, dado o elevado volume destas migrações e seu impacto no portfólio das distribuidoras, o assunto ganhou relevância na agência, inclusive com a emissão, pela Procuradoria Geral, de parecer equiparando a condição dos clientes especiais a dos clientes livres. Foi então publicada a Resolução Normativa nº 726, que reconheceu este entendimento ao permitir a devolução de contratos posteriores a sua publicação, como forma de mitigar o impacto da migração destes clientes, analogamente ao que já era praticado no caso dos clientes livres. Quanto ao impacto destas migrações em períodos anteriores à efetivação destas devoluções, será tratado pontualmente pela ANEEL dentro do processo tarifário de cada distribuidora.

Adicionalmente, em 2 de agosto de 2016, a ANEEL emitiu o Decreto nº 8.828 que desobriga as distribuidoras sobrecontratadas de penalidades caso não contratem energia para o montante de reposição dos contratos que estão para expirar.

Dessa forma, a Elektro Redes, fez uso de todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento do seu nível de sobrecontratação e logrou mitigar o impacto de sobrecontratação em seu resultado em 2016.

Para 2017, parte da sobrecontratação será endereçada como desdobramento das medidas tomadas em 2016, a exemplo do tratamento da migração de clientes especiais como sobrecontratação involuntária e dos processamentos do MCSD de Energia Nova. Adicionalmente, em 2017, a Elektro Redes participou dos dois MCSDs de Energia Nova processados até o momento, um com vigência de janeiro a dezembro de 2017 e

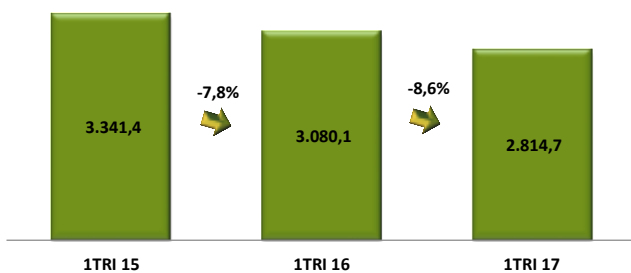
outro com vigência de abril a dezembro de 2017. Ainda estão previstos mais dois processamentos deste mecanismo ao longo do ano.

A Companhia tem até o encerramento do ano de 2017 para concluir e endereçar todos os pontos relacionados à sobrecontratação.

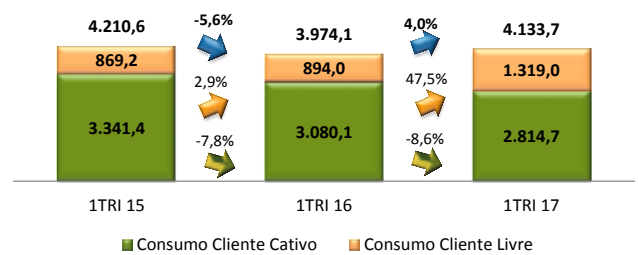
## 5. DESEMPENHO COMERCIAL

### 5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição

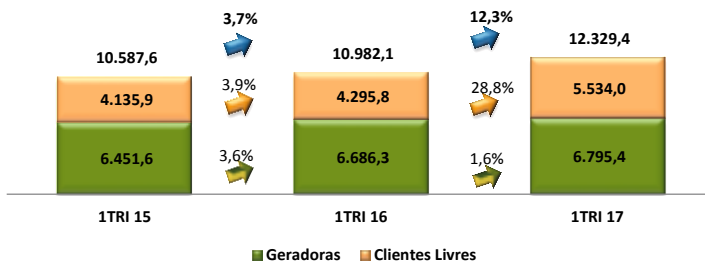
Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (GWh) (\*)



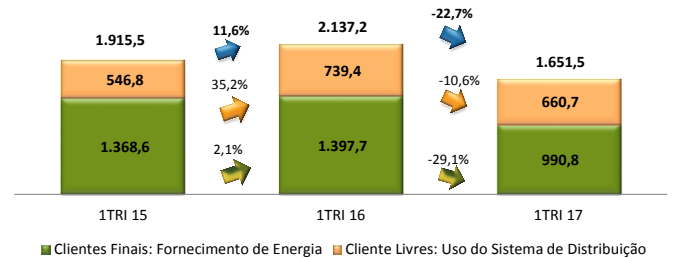
Consumo Total de Energia Elétrica na Área de Concessão (GWh) (\*)



Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras (MW) (\*)



Receita de Fornecimento de Energia e de Uso do Sistema (R\$ milhões)



(\*) Informações não revisadas pelos auditores

Fornecimento de Energia a Clientes Finais	GWh <sup>(1)</sup>		
	1TRI 17	1TRI 16	Var. %
Residencial	1.205,1	1.143,7	5,4%
Industrial	431,6	710,5	-39,3%
Comercial	626,9	677,6	-7,5%
Rural	232,9	231,1	0,8%
Poder Público	81,2	78,1	4,0%
Iluminação Pública	120,4	117,9	2,1%
Serviços Públicos	116,6	121,2	-3,8%
<b>Total de Fornecimento de Energia a Clientes Finais</b>	<b>2.814,7</b>	<b>3.080,1</b>	<b>-8,6%</b>
<b>Consumo Total de Energia Elétrica na Área de Concessão (Finais + Livres)</b>	<b>4.133,7</b>	<b>3.974,1</b>	<b>4,0%</b>
Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	MW <sup>(1)</sup>		
	1TRI 17	1TRI 16	Var. %
<b>Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição <sup>(1)</sup></b>	<b>12.329,4</b>	<b>10.982,1</b>	<b>12,3%</b>
Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	R\$ milhões		
	1TRI 17	1TRI 16	Var. %
Residencial	442,3	551,9	-19,9%
Industrial	144,1	312,6	-53,9%
Comercial	222,4	315,7	-29,6%
Rural	48,9	66,0	-25,9%
Poder Público	25,9	32,7	-20,8%
Iluminação Pública	23,2	32,5	-28,6%
Serviços Públicos	36,4	50,6	-28,1%
Receita não Faturada <sup>(2)</sup>	47,6	35,6	33,7%
<b>Total de Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais</b>	<b>990,8</b>	<b>1.397,7</b>	<b>-29,1%</b>
Uso do Sistema de Distribuição	R\$ milhões		
	1TRI 17	1TRI 16	Var. %
<b>Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição <sup>(1)</sup></b>	<b>660,7</b>	<b>739,4</b>	<b>-10,6%</b>
<b>Receita de Fornecimento de Energia + Uso do Sistema de Distribuição (R\$ milhões)</b>	<b>1.651,5</b>	<b>2.137,2</b>	<b>-22,7%</b>

\* Informações não revisadas pelos auditores independentes.

<sup>(1)</sup> A Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição está apresentada como demanda faturada.

<sup>(2)</sup> Receita de fornecimento de energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor após a medição mensal e até o último dia do mês, calculada com base na carga de energia distribuída referente ao período apurado. Resultados negativos representam variações na carga e na tarifa média de energia, em relação a dezembro do ano anterior.

Ao longo do primeiro trimestre de 2017, o consumo total de energia na área de concessão da Elektro Redes, considerando os clientes livres e cativos, cresceu 4,0% (de 3.974,1 GWh no primeiro trimestre de 2016 para 4.133,7 GWh no mesmo período de 2017). Em relação ao fornecimento de energia elétrica a clientes finais (mercado cativo), a Elektro Redes forneceu 2.814,7 GWh de energia, representando uma redução de 8,6%, quando comparado ao mesmo período em 2016 (3.080,1 GWh), impactado negativamente pela migração de clientes das classes industrial e comercial para o mercado livre, devido à redução dos preços no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A classe residencial apresentou aumento de 5,4% no consumo acumulado do ano quando comparado ao mesmo período de 2016, reflexo principalmente das temperaturas mais altas do início do ano de 2017.

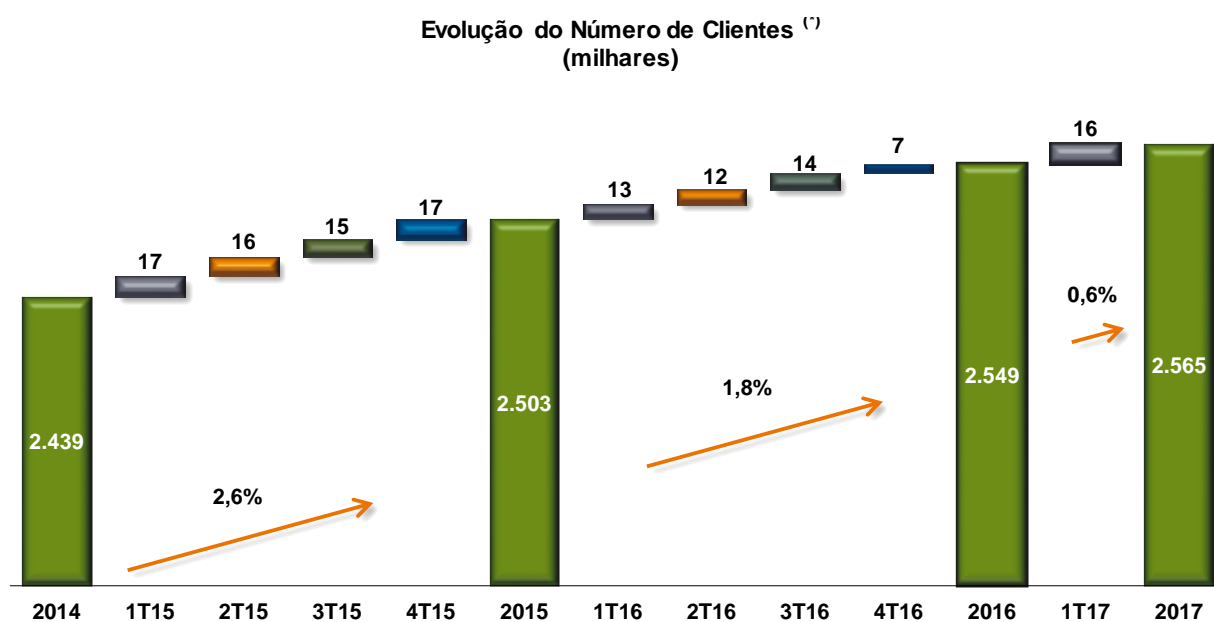
Considerando o consumo da área de concessão (clientes cativos e livres), a classe industrial apresentou um crescimento de 2,0% em relação a 2016. Como comentado anteriormente, essa classe está intensamente impactada pela migração de clientes para o mercado livre, o que gerou uma redução de 39,3% no fornecimento de energia elétrica para clientes industriais cativos quando comparado ao mesmo período de

2016. É importante mencionar que essa migração não impacta a margem operacional da distribuidora, uma vez que esses clientes continuam a consumir a tarifa de fio (receita pelo uso do sistema de distribuição). Assim como a classe residencial, o consumo total de energia da classe comercial na área de concessão (clientes cativos e livres) apresentou aumento de 3,6%, reflexo das altas temperaturas. Quando analisado o fornecimento de energia a cliente finais (mercado cativo), houve redução no consumo de 7,5% no acumulado do ano, resultado da migração de clientes cativos para o mercado livre.

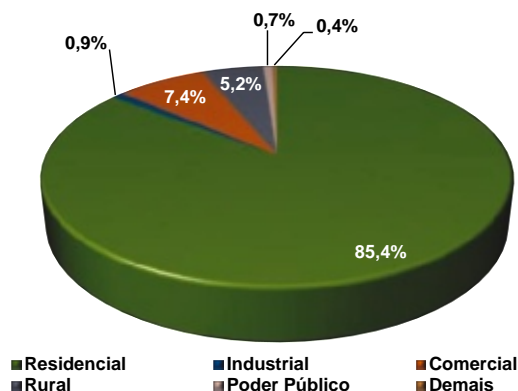
A Administração Pública (que abrange as classes de Poder Público, Iluminação Pública e Serviços Públicos) registrou um aumento de 8,9% em relação ao primeiro trimestre de 2016 quando analisada a área de concessão da Companhia (clientes finais e livres), principalmente em decorrência da elevação do consumo da Sabesp devido à maior demanda de sua operação. Esse crescimento é amenizado para 0,3% quando considerado apenas o consumo de clientes cativos.

As receitas de fornecimento de energia e uso do sistema de distribuição apresentaram uma redução de 29,1% e 10,6%, respectivamente, se comparadas ao mesmo período de 2016, mesmo com o crescimento do consumo na área de concessão de 4,0%, em decorrência dos efeitos de recomposição de itens da Parcela A, como: (i) valores de Parcela A e Outros Itens Financeiros que estão sendo devolvidos a partir do Reajuste Tarifário de 2016 devido a maior cobertura tarifária de custos e encargos setoriais em 2016, (ii) maior montante de bandeiras tarifárias faturados em 2016 e (iii) migração de clientes para mercado livre de energia, cuja fatura de energia contempla apenas a tarifa de fio. Todos estes efeitos não impactam a margem da companhia e, por este motivo, a companhia explica as variações do resultado pela Margem Operacional Líquida, conforme será apresentado na sessão seguinte.

Em 31 de março de 2017, a Elektro Redes registrou 2.565 mil consumidores cativos, um incremento de cerca de 16 mil novos clientes no primeiro trimestre do ano (2,3% acima do mesmo período de 2016 e 0,6% em relação aos 2.549 clientes atendidos em dezembro de 2016). No mercado livre atendemos 366 clientes, uma elevação de 173%, em relação aos 134 clientes atendidos em março de 2016.



**Segmentação dos Clientes (\*)**  
(Total: 2,6 milhões)

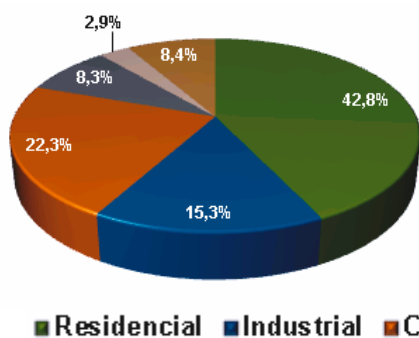


(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

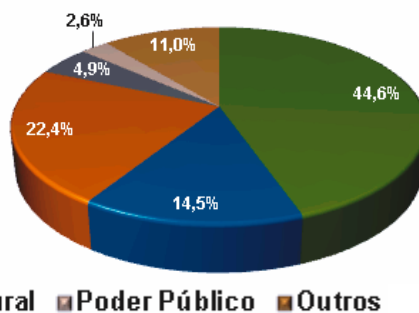
## 5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia

O fornecimento de energia elétrica a clientes finais apresentou a seguinte segmentação de janeiro a março de 2017:

**Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (2.814,7 GWh) (\*)**



**Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (R\$ 990,8 milhões)<sup>(1)</sup>**



(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

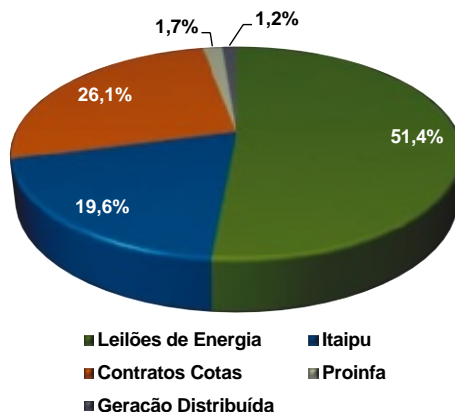
<sup>(1)</sup> Inclui receita não faturada a clientes finais.

## 5.3. Contratos de Compra de Energia

No primeiro trimestre de 2017, o suprimento de energia (em GWh) para a Elektro Redes foi realizado por (i) 51,4% em contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado; (ii) 19,6% pela energia compulsória proveniente de Itaipu; (iii) 26,1% de fontes oriundas de Contratos de Cotas (decorrentes das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13); (iv) 1,7% de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA) e (v) 1,2% proveniente da Geração Distribuída.

O gráfico a seguir demonstra a composição do volume de compras de energia da Elektro Redes entre janeiro e março de 2017.

### Contratos de Compra de Energia (3.874,8 GWh) <sup>(\*)</sup>



(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

## 6. RESULTADOS

Demonstração de Resultados (em R\$ milhões)	1TRI 17	1TRI 16	1TRI 17 x 1TRI 16	
			△ R\$	△ %
Venda de Energia Clientes Finais	990,8	1.397,7	(406,9)	-29,1%
Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição	660,7	739,4	(78,7)	-10,6%
Receita de construção	83,2	80,4	2,8	3,5%
Valores a Receber/(Devolver) de Parcela A e Outros Itens Financeiros	(14,4)	(268,5)	254,1	-94,6%
Outras Receitas	175,1	155,7	19,4	12,5%
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.895,4</b>	<b>2.104,7</b>	<b>(209,3)</b>	<b>-9,9%</b>
Deduções às Receitas Operacionais	(668,1)	(858,5)	190,4	-22,2%
Deduções por Bandeiras Tarifárias	(22,2)	(107,1)	84,9	-79,3%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.205,1</b>	<b>1.139,1</b>	<b>66,0</b>	<b>5,8%</b>
Energia Comprada para Revenda	(729,6)	(689,4)	(40,2)	5,8%
Custo de Construção	(83,2)	(80,4)	(2,8)	3,5%
<b>Margem Operacional Líquida</b>	<b>392,3</b>	<b>369,3</b>	<b>23,0</b>	<b>6,2%</b>
Gastos e Despesas Operacionais	(221,5)	(226,5)	5,0	-2,2%
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>170,8</b>	<b>142,8</b>	<b>28,0</b>	<b>19,6%</b>
<b>EBITDA <sup>(1)</sup></b>	<b>214,5</b>	<b>185,6</b>	<b>28,9</b>	<b>15,6%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(33,1)</b>	<b>(39,2)</b>	<b>6,1</b>	<b>-15,6%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>87,3</b>	<b>64,9</b>	<b>22,4</b>	<b>34,5%</b>

<sup>(1)</sup> O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) consiste no lucro líquido (R\$ 87,3 milhões em 31 de março de 2017) ajustado pelo resultado financeiro (R\$ 33,1 milhões), imposto de renda e contribuição social (R\$ 50,5 milhões) e depreciação e amortização de 31 de março de 2017 (R\$ 43,7 milhões). A administração da Elektro Redes entende o EBITDA como uma medida gerencial de lucratividade, amplamente utilizada por investidores e analistas para avaliar e comparar o desempenho das empresas.

Conforme expresso na Orientação Técnica OCPC 08, o reconhecimento e mensuração das variações entre os custos não gerenciáveis efetivamente ocorridos em relação às tarifas homologadas são classificados sempre na linha de Receita Operacional como Valores a Receber/Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros. Considerando que grande parte da Parcela A é registrada como custo de energia, a análise isolada de variações de receita e custo pode levar a distorções na interpretação do resultado do período. Desta forma, a Companhia acredita ser mais adequado explicar as variações do resultado pela Margem Operacional Líquida.

A Margem Operacional Líquida da Elektro Redes registrou R\$ 392,3 milhões no acumulado até março de 2017, um aumento de 6,2% em relação ao mesmo período de 2016, impactada principalmente (i) pelo crescimento de 4,0% do mercado total (clientes cativos e livres); (ii) pelo Reajuste Tarifário de agosto de 2016, que gerou impacto positivo de 5% ao longo do ano na Parcela B; e (iii) pela melhora do *mix* da

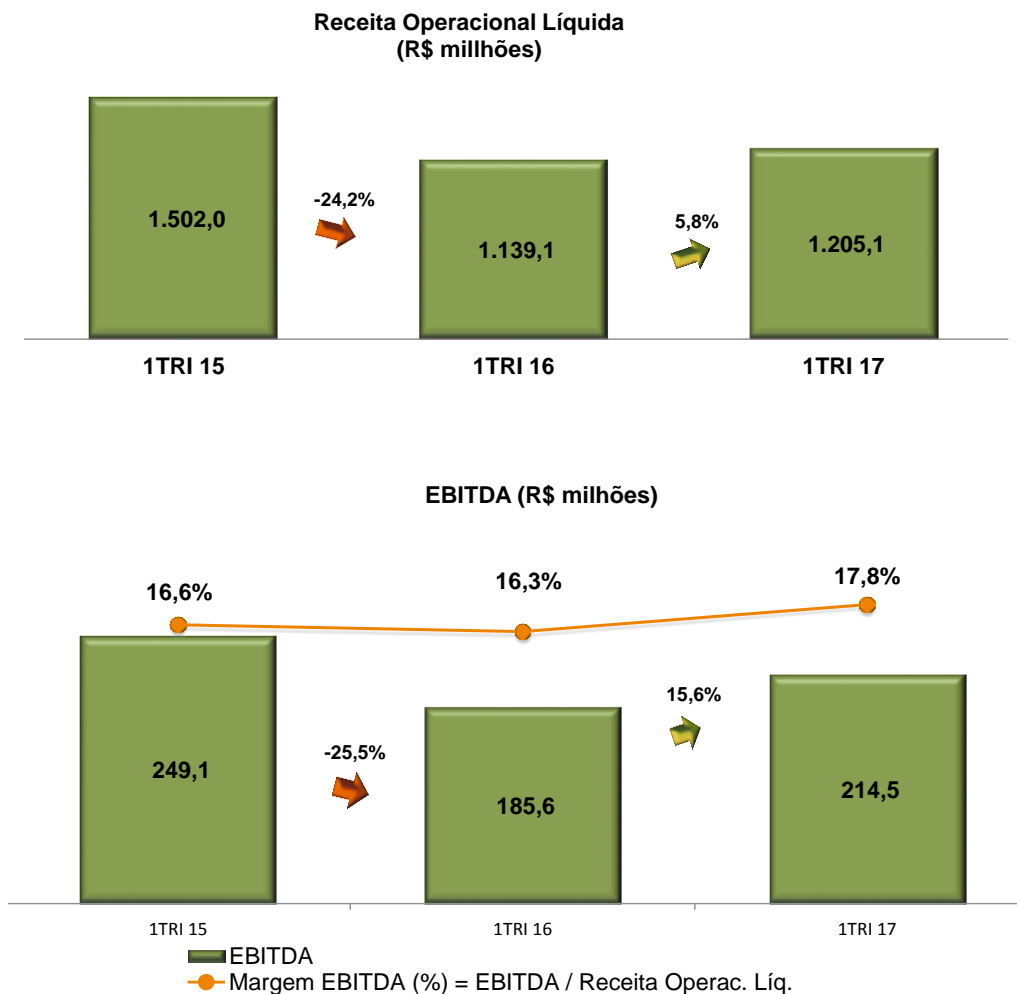
carteira de clientes devido à maior participação da classe residencial, que possui maior margem operacional (aumento de 5,4% no volume de fornecimento no primeiro trimestre de 2017 em comparação ao ano anterior).

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 221,5 milhões no acumulado de março de 2017, frente a R\$ 226,5 milhões no mesmo período de 2016, uma redução de 2,2%, principalmente em função da melhora dos níveis de inadimplência refletidos na Provisão para Devedores Duvidosos (PDD), resultado das ações de cobrança assertivas adotadas pela Companhia.

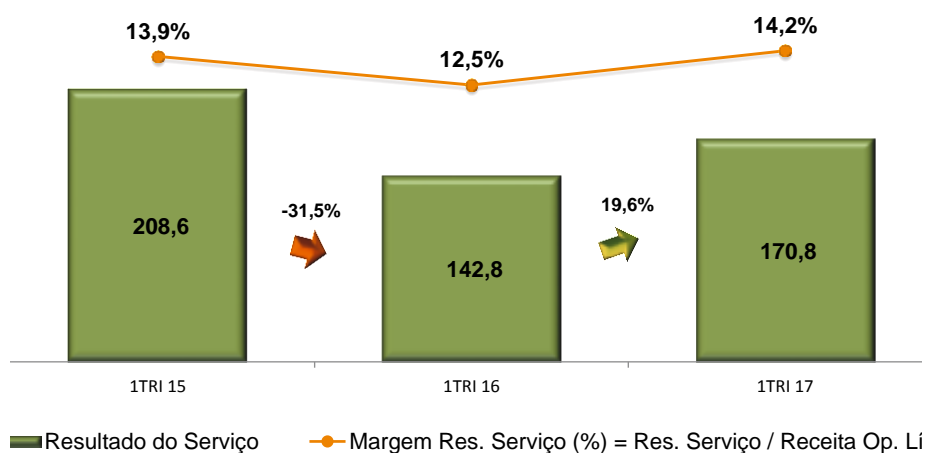
Como resultado destes efeitos, o EBITDA encerrou o período em R\$ 214,5 milhões, um incremento de 15,6% em relação aos três primeiros meses de 2016 (R\$ 185,6 milhões).

No primeiro trimestre de 2017, a Elektro Redes apresentou Despesa Financeira Líquida de R\$ 33,1 milhões, R\$ 6,1 milhões abaixo do mesmo período do ano anterior, principalmente pela desaceleração dos indexadores econômicos e menor saldo médio da dívida, após amortizações realizadas ao longo de 2016 e início de 2017. Durante o trimestre, a Elektro Redes continuou com sua gestão de caixa prudente, visando assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio e mantendo o nível adequado de investimentos.

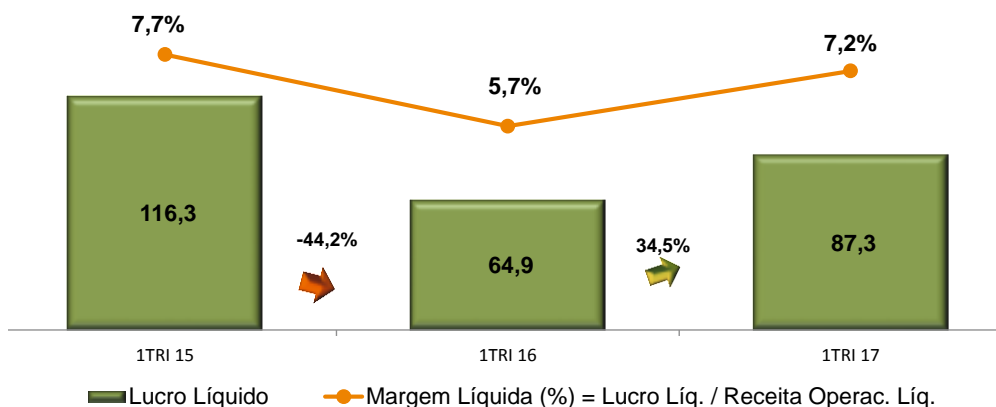
Considerando os fatores acima mencionados, a Elektro Redes registrou Lucro Líquido de R\$ 87,3 milhões no primeiro trimestre de 2017, 34,5% acima do resultado de março de 2016 (R\$ 64,9 milhões).



Resultado do Serviço (R\$ milhões)



Lucro Líquido (R\$ milhões)



### 6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Em 08 de fevereiro de 2017 foi pago aos acionistas, em uma única parcela o montante de R\$ 117,9 milhões (líquido de R\$ 20,8 milhões de imposto de renda) de Juros sobre Capital Próprio do exercício social de 2016, previamente aprovado em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 14 de outubro de 2016.

Em Assembleia Geral Ordinária, realizada em 07 de abril de 2017, foi aprovado o Lucro Líquido referente ao exercício de 2016 no montante de R\$ 351,7 milhões. Desta forma, e de acordo com proposta apresentada em Reunião do Conselho de Administração de 17 de fevereiro de 2017, também foi aprovado o pagamento de R\$ 108,5 milhões relativos a dividendos adicionais propostos, calculados com base no Lucro Líquido de 2016 e Resultado Abrangente do período, já deduzidos de dividendos intermediários e Juros sobre Capital Próprio. Os dividendos serão pagos em uma única parcela, em 25 de abril de 2017, conforme Aviso aos Acionistas publicado em 11 de abril de 2017.

## 7. ESTRUTURA DE CAPITAL

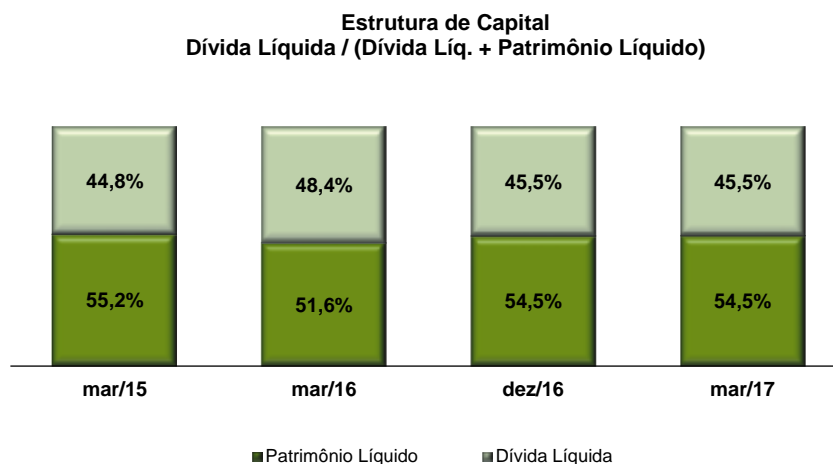
31/03/2017	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
<b>Empréstimos com Terceiros, líquidos de instrumentos derivativos (Swap)</b>				
Debêntures	221,6	678,2	899,8	36,7%
BNDES Finem / Finame	95,8	406,7	502,6	20,5%
Eletrobrás	13,1	33,7	46,8	1,9%
Finep	10,7	16,9	27,6	1,1%
BEI	56,8	507,0	563,8	23,0%
Moeda Estrangeira (4131)	463,1	70,0	533,2	21,7%
Resultado do Swap	(30,3)	(102,0)	(132,3)	-5,4%
Arrendamento mercantil	4,0	6,3	10,3	0,4%
<b>Total da Dívida</b>	<b>834,8</b>	<b>1.616,9</b>	<b>2.451,7</b>	<b>100,0%</b>
<b>Perfil da Dívida</b>	<b>34%</b>	<b>66%</b>	<b>100%</b>	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos <sup>(1)</sup>			<b>(711,9)</b>	
<b>Endividamento Líquido</b>			<b>1.739,8</b>	

<sup>(1)</sup> Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

A Elektro Redes encerrou o primeiro trimestre de 2017 com endividamento líquido de R\$ 1.739,8 milhões (4,1% maior quando comparado à posição de encerramento de 31 de dezembro de 2016, quando o endividamento líquido era de R\$ 1.670,5 milhões), resultado de endividamento total de R\$ 2.451,7 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 711,9 milhões. A dívida de curto prazo corresponde a 34% do endividamento total.

No primeiro trimestre de 2017, a Elektro Redes amortizou R\$ 139,8 milhões em dívidas vigentes, sendo R\$ 116,3 milhões referentes ao financiamento via Lei nº 4.131 e R\$ 23,7 milhões referentes a contratos com BNDES, Eletrobrás e FINEP.

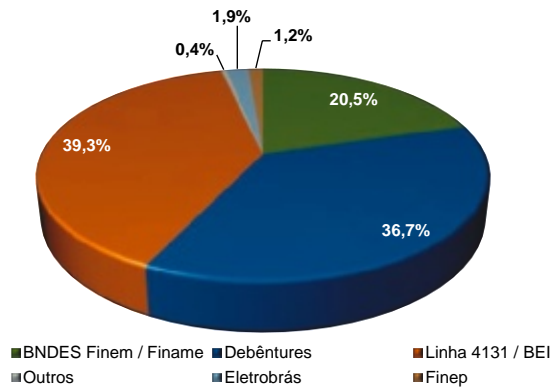
Em março de 2017, a Companhia apresentou alavancagem de 45,5% (mesma posição apresentada no encerramento de dezembro de 2016), mantendo uma composição adequada entre capital próprio e de terceiros, com endividamento a taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.



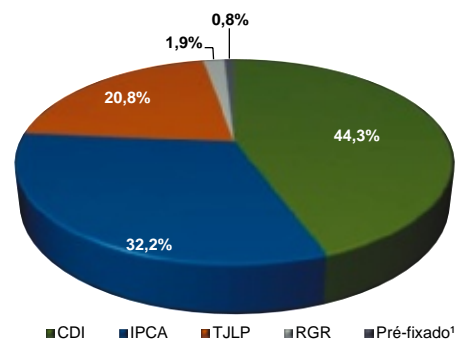
Em 31 de março de 2017, o endividamento total da Elektro Redes apresentava as seguintes características:

### Modalidade do Financiamento

(Total: R\$ 2.451,7 milhões)



### Indexação

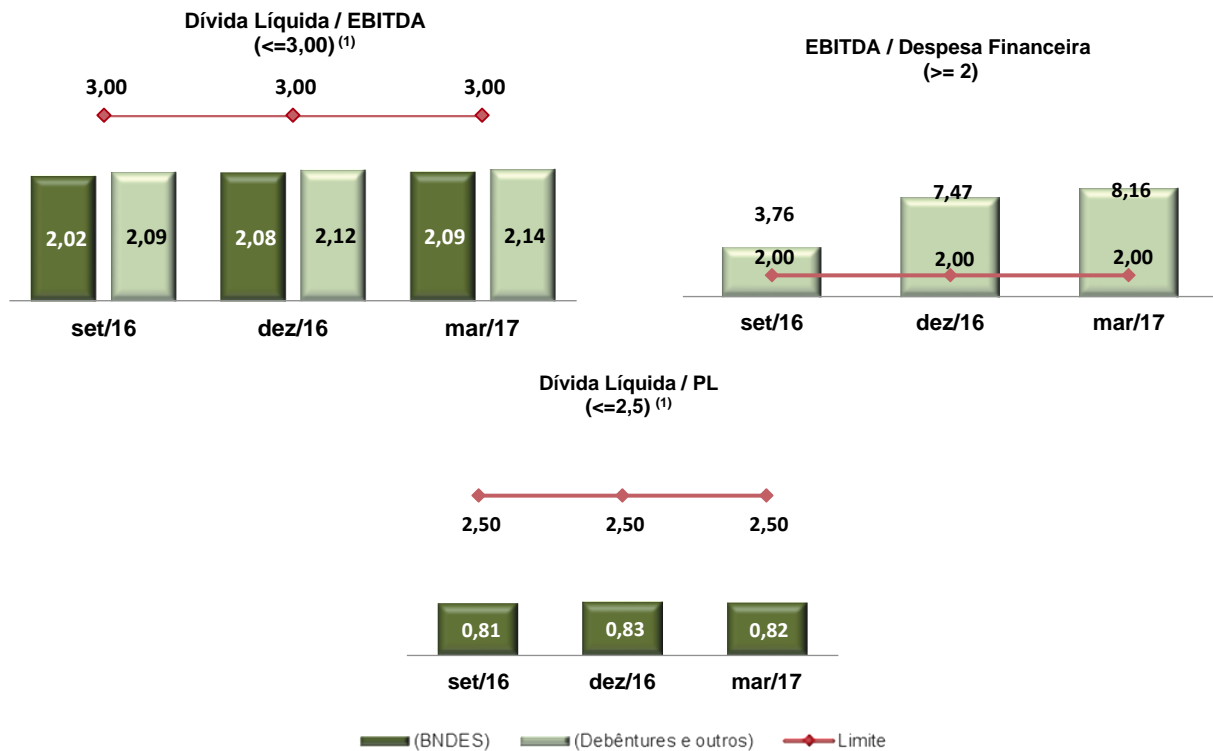


¹ Consideram recursos da FINEP sem indexação.

## 7.1. Covenants Financeiros

A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com os limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES, nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures e nos contratos financeiros com seus credores.

A evolução dos *covenants* financeiros frente aos limites estabelecidos é demonstrada a seguir:



<sup>(1)</sup> BNDES. Para este contrato, a definição de EBITDA contempla a exclusão dos efeitos de outras Receitas/Despesas Operacionais, tais como ganhos/perdas com planos de pensão e lucro/prejuízo na alienação de intangível/imobilizado.

## 8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO

Em 21 de julho de 2016, a agência de classificação de riscos Standard & Poor's (S&P) reafirmou o *rating* de crédito corporativo da Elektro Redes em 'brAA-'. A 5ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$ 300 milhões, emitida em 15 de agosto de 2011, e a 6ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$ 650 milhões, emitida em 12 de setembro de 2012, também tiveram seus *ratings* reafirmados em 'brAA-'.

A Elektro Redes continua apresentando o melhor *rating* possível que uma empresa regulada poderia ter na escala de crédito nacional, pela S&P.

## 9. POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

De acordo com a política da Elektro Redes, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições a variações cambiais ou de taxas de juros. Dessa forma, a Elektro Redes mantém operações de *swap* vinculadas a todos os seus contratos de financiamento em moeda estrangeira (BEI e Lei nº 4.131), cujo objetivo é eliminar o risco de variação cambial de captação em moeda estrangeira vinculada a uma taxa de juros em dólares norte-americanos, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Bancários (CDI).

Os saldos em 31 de março de 2017 dos contratos de financiamento em moeda estrangeira e seus respectivos derivativos estão abaixo relacionados:

Empréstimos e Financiamentos em moeda estrangeira <sup>(1)</sup>	Saldo atual do Contrato	Ganho/(Perda) do Swap	Saldo Líquido
BEI - Banco Europeu de Investimento 2013	370,6	104,6	265,9
BEI - Banco Europeu de Investimento 2016	193,2	9,1	184,2
Lei nº 4.131	533,2	18,6	514,5
	<b>1.097,0</b>	<b>132,3</b>	<b>964,7</b>

(1) Em milhões de Reais

A Companhia também possui pagamentos de compra de energia de Itaipu que são atrelados ao dólar norte-americano, cujas variações cambiais estão contempladas no Reajuste Tarifário anual aplicável à Companhia e devidamente reconhecidos como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros.

## 10. FLUXO DE CAIXA

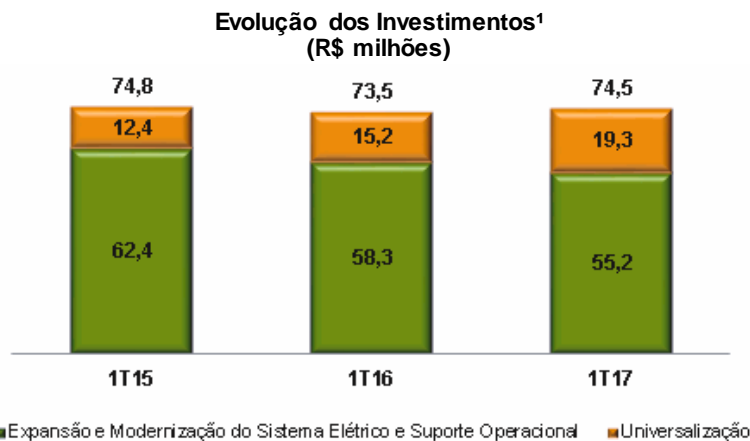
Fluxo de Caixa	Valores em R\$ milhões		
	1TRI 17	1TRI 16	Variação do período
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>87,3</b>	<b>64,9</b>	<b>22,4</b>
Depreciação e outras amortizações	43,7	42,7	1,0
Juros e variação monetária e cambial	71,6	94,2	(22,6)
Outros	63,1	65,7	(2,6)
<b>Despesas (receitas) que não afetam o caixa</b>	<b>178,3</b>	<b>202,6</b>	<b>(24,3)</b>
<b>Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>265,6</b>	<b>267,5</b>	<b>(1,9)</b>
Variação do Capital de Giro Operacional	(111,1)	(14,7)	(96,4)
<b>Geração (Consumo) Operacional de Caixa após Imposto de Renda, Contribuição Social e Pagamento de Juros</b>	<b>154,5</b>	<b>252,8</b>	<b>(98,3)</b>
Adições ao intangível, ao ativo indenizável e imobilizado	(83,2)	(80,4)	(2,8)
Valor recebido na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	0,6	1,1	(0,5)
Caução de fundos e depósitos vinculados	(0,7)	6,2	(6,9)
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Investimento</b>	<b>(83,3)</b>	<b>(73,1)</b>	<b>(10,2)</b>
Amortização de principal de empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil	(140,8)	(24,0)	(116,8)
Captação de empréstimos e debêntures	-	26,1	(26,1)
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento antes do Pagamento de Dividendos</b>	<b>(140,8)</b>	<b>2,1</b>	<b>(142,9)</b>
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	(117,9)	(98,3)	(19,6)
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento após Pagamento de Dividendos</b>	<b>(258,7)</b>	<b>(96,2)</b>	<b>(162,5)</b>
<b>Geração (Consumo) Líquido de Caixa</b>	<b>(187,5)</b>	<b>83,5</b>	<b>(271,0)</b>
Saldo Inicial do Período (excluindo caução de fundos)	899,3	785,1	114,2
<b>Saldo Disponível de Caixa do Período (excluindo caução de fundos)</b>	<b>711,8</b>	<b>868,8</b>	<b>(157,0)</b>

No primeiro trimestre de 2017 houve consumo líquido de caixa no montante de R\$ 187,5 milhões, contra uma geração líquida de caixa de R\$ 83,5 milhões em relação ao mesmo período de 2016. Dentre as principais justificativas destacam-se:

- (i) Geração de Caixa Operacional líquida de impostos e juros somou R\$ 154,5 milhões no acumulado até março de 2017, R\$ 98,3 milhões menor em relação ao mesmo período de 2016 (R\$ 252,8 milhões). Essa diferença é explicada pelos fluxos positivos de caixa que ocorreram em 2016 em função do recebimento de Bandeiras Tarifárias além de pagamentos de encargo de CDE e de menores custos de energia em relação aos homologados na tarifa, os quais estão sendo devolvidos aos consumidores desde agosto de 2016, após Reajuste Tarifário.
- (ii) Amortização de dívidas que venceram entre janeiro e março de 2017 no total de R\$ 140,8 milhões, R\$ 116,8 milhões acima do valor amortizado no mesmo período de 2016.
- (iii) Pagamento de Juros sobre Capital Próprio em janeiro de 2017 no montante de R\$ 117,9 milhões, líquidos de Imposto de Renda, sendo R\$ 19,6 milhões maior que o valor pago em 2016 (R\$ 98,3 milhões).

## 11. INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO

No primeiro trimestre de 2017, a Elektro Redes investiu R\$ 74,5 milhões, além de R\$ 2,9 milhões de investimentos realizados com recursos de clientes. Este montante está em linha com os investimentos do primeiro trimestre de 2016.



(1) Exclui investimentos com recursos de clientes.

Os destaques do programa de investimentos foram:

- (i) R\$ 55,2 milhões na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:
  - (a) R\$ 25,8 milhões foram investidos em novas ligações e expansão de subestações e de linhas de transmissão, sendo R\$ 16,0 milhões referentes a obras de instalação de transmissão;
  - (b) R\$ 20,5 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico;
  - (c) R\$ 7,6 milhões foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota;
  - (d) R\$ 1,3 milhão em melhorias e atualizações tecnológicas.
- (ii) R\$ 19,3 milhões no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:
  - (a) R\$ 19,2 milhões referente a Programas de Universalização, que determina o atendimento de novas ligações a aumento de carga, sem ônus aos clientes com carga inferior a 50 KVA; e
  - (b) R\$ 0,1 milhão referente a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizam o fornecimento de energia por meio do Programa Luz para Todos. O programa foi encerrado em dezembro de 2016 e estamos finalizando obras iniciadas durante a vigência do programa.

Os investimentos realizados no primeiro trimestre de 2017 foram aderentes ao planejado para o período. O nível adequado de investimentos reflete a política da Elektro Redes para garantir a constante melhoria da qualidade de seus serviços prestados, bem como a geração de valor do negócio, mantendo seu compromisso com os clientes, a sociedade e a concessão.

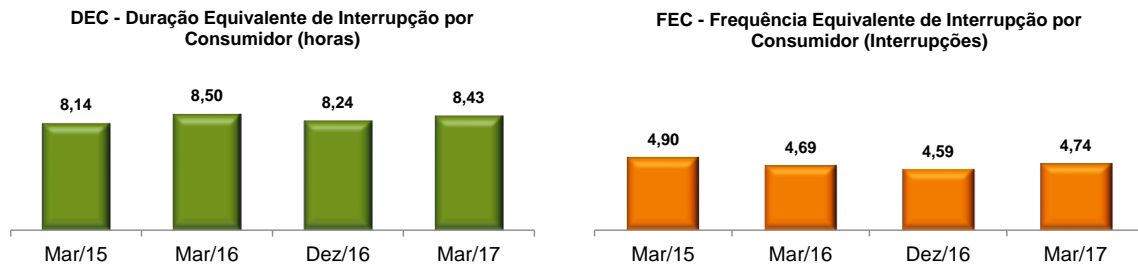
## 12. DESEMPENHO OPERACIONAL

### 12.1. DEC e FEC

A Elektro Redes tem forte compromisso com a eficiência e continua buscando evolução no seu desempenho operacional de forma sustentável, refletida em seus principais indicadores operacionais, como fruto de investimentos em novas tecnologias e inovadores processos de engenharia de distribuição.

O indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) anualizado em março de 2017 apresenta melhora em relação ao indicador anualizado de março de 2016, mesmo impactado por tempestades com chuvas, ventos e descargas atmosféricas ocorridas no primeiro trimestre de 2017 (que apresentou o janeiro mais chuvoso dos últimos anos no Estado de São Paulo), o que ratifica a assertividade dos investimentos e excelência operacional da Companhia .

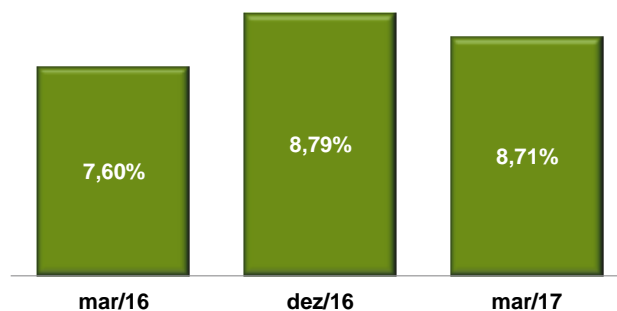
O indicador FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), anualizado em março de 2017, apresenta um incremento em relação ao indicador de março e dezembro de 2016, em decorrência dos eventos climáticos que afetaram a área de concessão da Elektro Redes no período. Destacamos que o indicador encontra-se bem abaixo dos níveis regulatórios definidos para a Companhia.



Obs: Os indicadores acima não consideram os dias críticos, associados a situações de emergência, conforme definido pela resolução ANEEL no Prodist (Procedimentos da Distribuição). Caso considerados, os indicadores DEC e FEC de 31/03/2015 seriam 10,62 e 5,90, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 31/03/2016 seriam 13,84 e 6,19, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 31/12/2016 seriam 11,88 e 5,60, respectivamente e os indicadores DEC e FEC de 31/03/2017 seriam 12,06 e 5,80, respectivamente.

## 12.2. Perda de Distribuição

### Perdas de Distribuição (\*)



#### Notas:

(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

- (i) Devido ao fato de o prazo de apuração do Índice de Perdas de março de 2017 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. O índice de março de 2016 foi ajustado para a apuração definitiva.
- (ii) O critério de cálculo das perdas é baseado na compra total de energia pela Elektro Redes e considera uma média móvel de 12 meses.

Em março de 2017, as perdas de distribuição, apresentaram redução quando comparadas a dezembro de 2016, registrando índice de 8,71%. Se comparado ao primeiro trimestre do ano anterior, no entanto, o índice está impactado pelos seguintes eventos ocorridos em 2016:

- (i) Redução do consumo de clientes conectados ao sistema elétrico de alta tensão (industrial), cujas perdas são sensivelmente mais baixas, comparativamente aos demais subgrupos conectados em baixa e média tensão (classes residencial e comercial);
- (ii) Deterioração das condições macroeconômicas impactando em perdas não técnicas. A Companhia tem realizado ações de combate a fraudes e avarias para mitigar esse efeito;
- (iii) Descasamento do faturamento dos clientes cativos que migraram para o ambiente de contratação livre, uma vez que o consumo desses clientes é faturado no mês subsequente ao fechamento da carga.

Adicionalmente, a partir do mês de dezembro de 2012, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passou a contabilizar as perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) para as Distribuidoras de Energia Elétrica com base na Resolução Normativa da ANEEL nº 67/2004. Os resultados desta contabilização, referente a março de 2017, ainda não foram oficialmente divulgados, porém estima-se que o impacto desta alteração para a Elektro Redes seja de 1,63% em março de 2017. Dessa forma,

---

incluindo-se o efeito da contabilização de perdas nas DIT, o índice de perdas de março de 2017 seria de 10,34%, mesmo índice apresentado em dezembro de 2016 e 0,79 pontos percentuais acima do valor de março de 2016 (9,55%).

### 13. RECONHECIMENTOS

#### **Elektro Redes é a melhor distribuidora do sudeste no *ranking* de Continuidade do Serviço da ANEEL**

A Elektro Redes ocupa a 1ª posição da região Sudeste e a 5ª melhor posição entre as distribuidoras do país, com melhor desempenho segundo o *ranking* de Continuidade do Serviço da ANEEL, divulgado em março. Este *ranking* se baseia no DGC (Indicador de Desempenho Global de Continuidade), que mede a qualidade do fornecimento das empresas por meio da comparação entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores DEC e FEC. A Agência Reguladora exige que todas as distribuidoras certifiquem o processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade DEC e FEC, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (*International Organization for Standardization*) ISO 9000.

---

Mais informações sobre a Elektro Redes

#### **Relações com Investidores**

🌐 [ri.elektro.com.br](http://ri.elektro.com.br)

☎ (+55 19) 2122-1487

✉ [ri@elektro.com.br](mailto:ri@elektro.com.br)