

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	3
Balanço Patrimonial Passivo	4
Demonstração do Resultado	6
Demonstração do Resultado Abrangente	7
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	8

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2015 à 31/03/2015	9
DMPL - 01/01/2014 à 31/03/2014	10
Demonstração de Valor Adicionado	11
Comentário do Desempenho	12
Notas Explicativas	34
Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais	59

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	60
--	----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 31/03/2015
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	91.880.972
Preferenciais	101.878.293
Total	193.759.265
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Assembléia Geral Ordinária	09/04/2015	Dividendo		Ordinária		1,63681
Assembléia Geral Ordinária	09/04/2015	Dividendo		Preferencial		1,80050

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
1	Ativo Total	6.468.224	5.801.992
1.01	Ativo Circulante	2.818.674	2.044.225
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.055.416	578.648
1.01.03	Contas a Receber	1.536.911	1.243.560
1.01.03.01	Clientes	952.406	740.544
1.01.03.01.01	Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	1.010.949	782.980
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-58.543	-42.436
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	584.505	503.016
1.01.03.02.01	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	584.505	503.016
1.01.06	Tributos a Recuperar	38.830	40.579
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	38.830	40.579
1.01.06.01.01	Tributos a compensar	38.830	40.579
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	187.517	181.438
1.01.08.03	Outros	187.517	181.438
1.01.08.03.01	Caução de fundos e depósitos vinculados	7.862	7.776
1.01.08.03.04	Outros créditos	179.655	173.662
1.02	Ativo Não Circulante	3.649.550	3.757.767
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.993.822	2.012.681
1.02.01.03	Contas a Receber	171.862	312.043
1.02.01.03.01	Clientes	16.023	28.024
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	155.839	284.019
1.02.01.06	Tributos Diferidos	739.560	764.915
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	739.560	764.915
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	1.082.400	935.723
1.02.01.09.05	Tributos a compensar	92.284	80.770
1.02.01.09.06	Caução de fundos e depósitos vinculados	15.436	10.471
1.02.01.09.07	Depósitos judiciais	106.719	102.081
1.02.01.09.08	Ativo Indenizável (concessão)	825.645	700.242
1.02.01.09.09	Outros créditos	42.316	42.159
1.02.03	Imobilizado	16.894	17.939
1.02.03.02	Imobilizado Arrendado	16.894	17.939
1.02.04	Intangível	1.638.834	1.727.147
1.02.04.01	Intangíveis	1.638.834	1.727.147
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.638.834	1.727.147

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
2	Passivo Total	6.468.224	5.801.992
2.01	Passivo Circulante	1.283.453	1.052.387
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	42.915	54.330
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	42.915	54.330
2.01.02	Fornecedores	706.306	488.071
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	641.299	449.838
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	65.007	38.233
2.01.03	Obrigações Fiscais	177.085	124.072
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	58.438	29.956
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	9.524	58
2.01.03.01.02	Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	39.679	23.743
2.01.03.01.03	Programa de integração social - PIS	8.495	5.155
2.01.03.01.04	Impostos retidos na fonte	740	1.000
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	118.455	93.807
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	192	309
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	152.462	130.753
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	84.412	65.459
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	67.966	58.146
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	16.446	7.313
2.01.04.02	Debêntures	68.050	65.294
2.01.05	Outras Obrigações	204.685	255.161
2.01.05.02	Outros	204.685	255.161
2.01.05.02.07	Obrigações P&D e eficiência energética	29.996	26.352
2.01.05.02.09	Outros passivos	50.571	57.064
2.01.05.02.10	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	124.118	171.745
2.02	Passivo Não Circulante	2.847.314	2.529.346
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	2.438.746	2.065.098
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	1.439.768	1.092.596
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	438.227	411.809
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	1.001.541	680.787
2.02.01.02	Debêntures	998.978	972.502
2.02.02	Outras Obrigações	186.800	245.160
2.02.02.02	Outros	186.800	245.160
2.02.02.02.04	Obrigações P&D e eficiência energética	15.779	15.346
2.02.02.02.06	Outros passivos	12.354	14.243
2.02.02.02.07	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	158.667	215.571
2.02.04	Provisões	221.768	219.088
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	221.768	219.088
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	32.670	31.925
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	30.475	27.788
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	126.055	124.033
2.02.04.01.05	Desapropriações e servidões	12.217	11.742
2.02.04.01.06	Regulatórias	20.351	23.600
2.03	Patrimônio Líquido	2.337.457	2.220.259

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
2.03.01	Capital Social Realizado	952.492	952.492
2.03.02	Reservas de Capital	765.882	765.882
2.03.02.07	Reserva de capital	765.882	765.882
2.03.04	Reservas de Lucros	501.885	501.885
2.03.04.01	Reserva Legal	171.422	171.422
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	330.463	330.463
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	117.198	0

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 31/03/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 31/03/2014
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.494.709	1.018.067
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.235.498	-895.679
3.02.01	Energia comprada para revenda	-1.013.702	-703.125
3.02.02	Custos operacionais	-104.953	-90.391
3.02.03	Depreciações e Amortizações	-1.044	-556
3.02.04	Amortização de Ativo Intangível	-39.435	-36.717
3.02.05	Custo de construção	-76.364	-64.890
3.03	Resultado Bruto	259.211	122.388
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-57.921	-39.183
3.04.01	Despesas com Vendas	-5.084	-2.007
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-20.749	-15.131
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-32.088	-22.045
3.04.05.01	Outras despesas operacionais líquidas	-32.088	-22.045
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	201.290	83.205
3.06	Resultado Financeiro	-20.215	-26.776
3.06.01	Receitas Financeiras	113.475	37.045
3.06.02	Despesas Financeiras	-133.690	-63.821
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	181.075	56.429
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-64.743	-21.049
3.08.01	Corrente	-39.834	-44.746
3.08.02	Diferido	-24.909	23.697
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	116.332	35.380
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	116.332	35.380
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	PN	0,62774	0,19082
3.99.01.02	ON	0,5704	0,17348

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 31/03/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 31/03/2014
4.01	Lucro Líquido do Período	116.332	35.380
4.02	Outros Resultados Abrangentes	866	820
4.02.05	Efeito do limite do ativo de benefício definido	1.313	1.244
4.02.06	Tributo diferido sobre ajustes atuariais	-447	-424
4.03	Resultado Abrangente do Período	117.198	36.200

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 31/03/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 31/03/2014
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	200.263	-74.348
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	298.001	118.589
6.01.01.01	Lucro líquido do período	116.332	35.380
6.01.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	15.851	6.009
6.01.01.03	Juros e variações monetárias e cambiais	78.701	54.090
6.01.01.04	Depreciações e amortizações	40.480	37.273
6.01.01.05	Perda na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis	6.372	-416
6.01.01.06	Plano de pensão	1.313	1.244
6.01.01.07	Plano especial de aposentadoria	0	37
6.01.01.08	Provisão para ações judiciais e regulatórias	8.100	6.111
6.01.01.09	Tributos diferidos	24.908	-23.698
6.01.01.10	Marcação a mercado - ativo financeiro	-7.323	-8.135
6.01.01.11	Programa de P&D e eficiência energética	13.084	9.684
6.01.01.12	Pagamentos baseados em ações	183	1.010
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-97.738	-192.937
6.01.02.01	Contas a receber	-215.712	-54.134
6.01.02.03	Tributos a compensar	-9.765	-1.072
6.01.02.04	Contas a receber CDE - Decreto nº 8.221/2014	0	-585.233
6.01.02.05	Outros créditos	-12.154	-23.351
6.01.02.06	Juros pagos (empréstimos, debêntures e arrend. mercantil)	-37.843	-17.562
6.01.02.07	Fornecedores e supridores de energia elétrica e encargos do consumidor	211.288	487.715
6.01.02.08	Tributos a recolher	53.040	71.625
6.01.02.09	Imposto de renda e contribuição social pagos	-27	-44.281
6.01.02.10	Provisão para ações judiciais e regulatórias	-5.420	-1.145
6.01.02.11	Plano especial de aposentadoria	0	-2.926
6.01.02.12	Programa de P&D e eficiência energética	-10.059	-9.460
6.01.02.13	Outros passivos	-13.245	-13.113
6.01.02.14	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	46.691	0
6.01.02.15	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	-104.532	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-80.159	-57.182
6.02.01	Adições ao ativo intangível, ativo indenizável e o imobilizado	-76.364	-64.890
6.02.02	Valor pago na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	790	7.618
6.02.04	Caução de fundos e depósitos vinculados	-4.585	90
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	356.664	26.243
6.03.02	Amortização de empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil (principal)	-13.737	-18.817
6.03.04	Captação de empréstimos	370.401	45.060
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	476.768	-105.287
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	578.648	467.630
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	1.055.416	362.343

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/03/2015**(Reais Mil)**

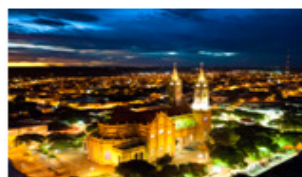
Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	SalDOS Iniciais	952.492	765.882	501.885	0	0	2.220.259
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	SalDOS Iniciais Ajustados	952.492	765.882	501.885	0	0	2.220.259
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	117.198	0	117.198
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	116.332	0	116.332
5.05.03	Reclassificações para o Resultado	0	0	0	866	0	866
5.05.03.02	Ganhos e perdas atuariais, líquidos	0	0	0	0	866	866
5.05.03.03	Reclassificação requerida parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	0	0	0	866	-866	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	SalDOS Finais	952.492	765.882	501.885	117.198	0	2.337.457

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 31/03/2014**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	952.492	765.882	334.381	0	0	2.052.755
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	952.492	765.882	334.381	0	0	2.052.755
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	36.200	0	36.200
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	35.380	0	35.380
5.05.03	Reclassificações para o Resultado	0	0	0	820	0	820
5.05.03.02	Ganhos e perdas atuariais, líquidos	0	0	0	0	820	820
5.05.03.03	Reclassificação requerida parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	0	0	0	820	-820	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-162.959	0	0	-162.959
5.06.05	Aprovação de dividendos propostos	0	0	-162.959	0	0	-162.959
5.07	Saldos Finais	952.492	765.882	171.422	36.200	0	1.925.996

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 31/03/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 31/03/2014
7.01	Receitas	2.263.093	1.374.945
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	2.019.150	1.312.032
7.01.02	Outras Receitas	243.943	62.913
7.01.02.01	Receita de construção	76.364	64.890
7.01.02.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida	-12.319	-2.419
7.01.02.03	Outras receitas	674	442
7.01.02.04	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	179.224	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-1.269.993	-904.425
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.145.960	-800.784
7.02.04	Outros	-124.033	-103.641
7.02.04.01	Custo de construção	-76.364	-64.890
7.02.04.02	Outros custos operacionais	-47.669	-38.751
7.03	Valor Adicionado Bruto	993.100	470.520
7.04	Retenções	-40.479	-37.273
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-40.479	-37.273
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	952.621	433.247
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	113.475	37.045
7.06.02	Receitas Financeiras	113.475	37.045
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.066.096	470.292
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.066.096	470.292
7.08.01	Pessoal	63.210	51.803
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	497.999	304.617
7.08.02.01	Federais	161.638	86.079
7.08.02.02	Estaduais	336.271	218.476
7.08.02.03	Municipais	90	62
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	388.555	78.492
7.08.03.03	Outras	388.555	78.492
7.08.03.03.01	Encargos setoriais e outros	254.865	14.699
7.08.03.03.02	Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais	133.690	63.793
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	116.332	35.380
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	116.332	35.380

Comentário do Desempenho**Resultado do 1º trimestre de 2015**
22 de abril de 2015**RESULTADOS E DESEMPENHO DO 1º TRIMESTRE DE 2015**

Resultados Econômico-Financeiros (R\$ milhões)⁽¹⁾	1T 2015	1T 2014	Variação ⁽¹⁾	Variação %
Receita Bruta	2.274,7	1.376,9	897,8	65,2%
Receita Líquida	1.494,7	1.018,1	476,6	46,8%
EBITDA	241,8	120,5	121,3	100,7%
Margem EBITDA	16,2%	11,8%	4,4 p.p.	37,3%
Lucro Líquido	116,3	35,4	80,9	228,5%
Dívida Líquida	1.535,8	1.681,1	-145,3	-8,6%
Investimentos	74,8	58,2	16,6	28,5%
Volume de fornecimento (GWh)	3.341,4	3.391,8	-50,4	-1,5%
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	4.210,6	4.371,3	-160,7	-3,7%

Outros Resultados	mar/15	mar/14	Variação	Variação %
Cientes (milhares)	2.456,4	2.387,5	69	2,9%
DEC anualizado (horas)	8,14	8,31	-0,17	-2,0%
FEC anualizado (interrupções)	4,89	4,95	-0,06	-1,2%
Perdas de Distribuição ⁽³⁾	7,32%	7,32%	0 p.p.	0,0%
Rating corporativo (Standard & Poor's)	brAAA	brAAA	-	-

(1) Em milhões de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida.

(2) Este indicador não contempla o valor das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs), que passou a ser contabilizado desde set/12 pela CCEE como perdas das distribuidoras. Caso incluído este efeito, o índice de perdas em mar/15 da Elektro seria de 9,34% – ver item 12.2. – Perdas de Distribuição.

- No primeiro trimestre de 2015 a Elektro alcançou o EBITDA de R\$ 241,8 milhões e um Lucro Líquido de R\$ 116,3 milhões, representando um incremento de 100,7% e 228,5% respectivamente em comparação com o mesmo período do ano anterior. Parte deste resultado é explicada pelo reconhecimento nos resultados das distribuidoras, a partir de dezembro de 2014 em diante, dos custos não gerenciáveis e que ainda não estão contemplados na tarifa vigente, refletindo sua real situação econômica, antes impactada temporariamente por estes custos.
- Em março de 2015 foi aprovada a Revisão Tarifária Extraordinária com o objetivo de garantir o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia em um cenário de elevados custos com geração. O reajuste médio aplicado nas tarifas da Elektro foi de 24,25%.
- Em março de 2015 a Elektro realizou captação de R\$ 300,5 milhões em moeda estrangeira por meio do instrumento de Lei nº 4.131, com prazo de vencimento de 3 anos e custo médio de 93,6% do CDI.

Comentário do Desempenho**Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015****SUMÁRIO**

1. A ELEKTRO 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.....	5
4.2. Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13.....	5
4.3. Decretos nº 8.203/14 e nº 8.221/14.....	5
4.4. Bandeiras Tarifárias.....	6
4.5. Revisão Tarifária Extraordinária.....	6
5. DESEMPENHO COMERCIAL	7
5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição.....	7
5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia.....	10
5.3. Contratos de Compra de Energia	10
6. RESULTADOS.....	12
6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio.....	15
7. ESTRUTURA DE CAPITAL.....	15
7.1. <i>Covenants</i> Financeiros.....	17
8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO	18
9. POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS	18
10.FLUXO DE CAIXA	19
11.INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO.....	20
12.DESEMPENHO OPERACIONAL	21
12.1.DEC e FEC	21
12.2.Perdas de Distribuição	21
13.RECONHECIMENTO.....	22

Comentário do Desempenho**Resultado do 1º trimestre de 2015**
22 de abril de 2015**1. A ELEKTRO E O MERCADO DE CAPITAIS**

A Elektro Eletricidade e Serviços S.A. ("Elektro" 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 2015, o capital social da Elektro 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 31/03/2015						
Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total de Ações	
	Qtde.	Part (%)	Qtde.	Part (%)	Qtde.	Part (%)
Iberdrola Brasil S.A.	91.855.825	99,97%	101.279.596	99,41%	193.135.421	99,68%
Acionistas Minoritários	25.147	0,03%	598.697	0,59%	623.844	0,32%
Total	91.880.972	100,00%	101.878.293	100,00%	193.759.265	100,00%
Participação sobre o total de Ações		47,42%		52,58%		100,00%

A política atualmente praticada pela Elektro para distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio aos seus acionistas é de 100% do lucro (disponível¹) 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 mantém um canal de comunicação com o mercado pelo *website* ri.elektro.com.br, pelo endereço eletrônico ri@elektro.com.br ou pelo telefone (19) 2122-1487.

3. AMBIENTE ECONÔMICO

Ao longo do primeiro trimestre de 2015 o Brasil vivenciou a continuidade dos desafios apresentados em 2014 e o início dos ajustes fiscais e monetários implementados pela nova equipe econômica, que propôs medidas focadas principalmente no reequilíbrio das contas públicas e controle da inflação.

Dentre as principais mudanças destacam-se a eliminação do programa de desoneração fiscal de setores como a "linha branca", automóveis, máquinas, equipamentos e tecelagem. A taxa de juros básica da economia também foi elevada de 12,25% para 12,75% no início de março de 2015, medida voltada principalmente para conter o aumento na inflação, segundo o Comitê de Política Monetária (Copom). Já o Conselho Monetário Nacional (CMN) aumentou a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), principal indexador de empréstimos do BNDES, de 5,5% para 6,0% ao ano, a vigorar a partir do segundo trimestre de 2015.

O Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M) registrou inflação de 2,02% no acumulado de 2015, retraindo 0,53 pontos percentuais em relação ao primeiro trimestre de 2014, quando registrou 2,55%. Já o Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), encerrou o mesmo período em 3,83%, 1,66 ponto percentual acima do primeiro trimestre de 2014, momento em que alcançou 2,17%. Para ambos índices, a inflação medida no primeiro trimestre de 2015 é principalmente explicada pelos mesmos fatores, dentre eles, o aumento nos preços administrados, tais como a energia elétrica e combustíveis, além de alimentação e bebidas, transportes, saúde e cuidados pessoais. Em contrapartida, as maiores reduções ocorreram em passagens aéreas e telefonia fixa.

Em relação ao câmbio, a moeda brasileira apresentou desvalorização no trimestre de 20,8% frente ao dólar norte-americano, cotada a R\$ 3,2080/US\$ em 31 de março de 2015, contra uma valorização de 3,4% no

¹ 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 imediatamente em lucros ou prejuízos acumulados e apresentados na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido.

Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

mesmo período de 2014, quando era cotada a R\$ 2,2630/US\$. No período, o fluxo cambial ficou positivo, demonstrando aumento de divisas para o país.

A taxa de câmbio desvalorizada pressionou o preço dos produtos importados, impactando na redução das importações. Por outro lado, o preço do dólar elevado assegurou a competitividade das exportações, mesmo com a desvalorização do preço das *commodities* no mercado global. Neste cenário, segundo apuração do MDIC (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio), o saldo da Balança Comercial ficou negativo em US\$ 5,5 bilhões, um resultado 8,5% melhor do que o déficit apresentado no primeiro trimestre de 2014 (US\$ 6,1 bilhões). Em 2015, as exportações somaram US\$ 42,8 bilhões, enquanto as importações somaram US\$ 48,3 bilhões.

Em relação ao PIB, foi divulgado crescimento de 0,1% em 2014, como reflexo do cenário macroeconômico desafiador enfrentado no ano. A produção industrial também enfrentou queda, principalmente nos setores automotivo, de equipamentos de informática e eletrônicos, de produtos derivados do petróleo e biocombustíveis, vestuário e produtos alimentícios.

Somam-se a este contexto, a constante recuperação dos países desenvolvidos, liderada pelos Estados Unidos, ampliando a confiança do mercado, consubstanciando na expectativa de aumento na taxa de juros americana. Isso levou ao fluxo negativo de moeda estrangeira partindo dos países emergentes, o que ampliou a desvalorização de suas moedas frente ao dólar e por outro lado, vem estimulando a competitividade de produtos de exportação.

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

Indicadores	Variação Acumulada		
	1T 2015	1T 2014	Variação
Taxa de Câmbio R\$/US\$ (*)	3,2080	2,2630	0,9450
Valorização / (desvalorização) cambial - Real em relação ao Dólar	-20,77%	3,40%	-24,17 p.p.
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado)	2,02%	2,55%	-0,53 p.p.
IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo)	3,83%	2,17%	1,66 p.p.
CDI (Certificado de Depósitos Interbancários)	2,81%	2,39%	0,42 p.p.
TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo)	1,38%	1,26%	0,12 p.p.

(*) Cotação no encerramento do período.

4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO

O primeiro trimestre de 2015 apresentou um ambiente regulatório mais favorável para o setor, com maior estabilidade econômica e operacional para as distribuidoras de energia elétrica.

Desde 2014 a ANEEL tem anunciado medidas que minimizaram os impactos dos elevados custos de compra de energia causados pelo baixo nível dos reservatórios, bem como os atrasos da entrada em operação de novas usinas geradoras.

Dentre as medidas anunciadas destaca-se a assinatura do Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, celebrado em dezembro de 2014, a partir do qual os custos adicionais com a compra de energia, bem como os demais itens de Parcela A, passaram a ser contabilizados nas demonstrações financeiras da Companhia, refletindo, assim, sua real situação econômica. No primeiro trimestre de 2015 foram contabilizados R\$ 179,2 milhões relativos a estes itens, conforme detalhado no item 6 deste relatório.

Outro fator relevante que contribuiu para a maior estabilidade financeira do setor foi a aprovação de um montante adicional de repasses governamentais na modalidade de empréstimos, firmados junto à CCEE (Camara de Comercialização de Energia Elétrica) por meio da Conta no Ambiente de Contratação Regulada ("Conta ACR") com participação de instituições financeiras. A Elektro recebeu adicionais R\$ 54,5 milhões em março de 2015, referente às competências de novembro e dezembro de 2014, totalizando R\$ 1,12 bilhão recebido destes recursos, conforme detalhado no item 4.3 deste relatório.

Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

Outras duas medidas anunciadas pela ANEEL que também contribuíram para minimizar o impacto de elevações do custo de energia no caixa das distribuidoras, foi a implementação das Bandeiras Tarifárias e a Revisão Tarifária Extraordinária.

As Bandeiras Tarifárias foram implementadas a partir de janeiro de 2015, e tem como objetivo sinalizar ao consumidor, por meio de tarifas diferenciadas, o custo efetivo com a geração de energia. E por meio deste sinal econômico, minimiza os impactos dos reajustes tarifários anuais. O mecanismo de funcionamento das Bandeiras Tarifárias é detalhado no item 4.4 deste relatório.

A Revisão Tarifária Extraordinária, com efeitos a partir de março de 2015, tem o objetivo de restabelecer o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia, tendo em vista o aumento de encargos de CDE e os custos de geração de energia. O detalhamento da Revisão Tarifária Extraordinária esta descrito no item 4.5 deste relatório.

4.1. Reajuste Tarifário

O reajuste tarifário anual aconteceu no dia 27 de agosto de 2014, conforme previsto no Contrato de Concessão. O reajuste médio foi de 37,78% e vem permitindo ao longo do ano regulatório, a recuperação gradual do caixa da Companhia, que apresenta descasamento decorrente dos aumentos nos custos.

4.2. Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13

O Governo Federal oficializou por meio da referida lei, a redução nos encargos de energia elétrica e as regras para renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição vincendas entre 2015 e 2017. Esta Lei permitiu àqueles concessionários a possibilidade de prorrogar suas concessões pela antecipação dos contratos mediante condições específicas previamente estabelecidas. A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei nº 12.783/13 não causou impactos no contrato de concessão da Elektro, uma vez que este tem vigência até 2028.

Como resultado das novas regras estabelecidas pela Lei nº 12.783/13, algumas geradoras decidiram pela não renovação das concessões. Além disso, houve a rescisão de contratos dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização de algumas usinas pela ANEEL e atraso na operação comercial de outras usinas. Desta forma, a insuficiência de contratos fez com que as distribuidoras tivessem que comprar essa energia no mercado de curto prazo, gerando custos elevados na compra de energia. Somam-se a isso as condições hidroenergéticas desfavoráveis desde o último trimestre de 2012, levando ao despacho das usinas térmicas, cujos preços são bem mais elevados, e o início da contabilização pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) o que resultou em um volume maior de energia comprada no mercado de curto prazo. O Governo Federal, dentre outras medidas, emitiu os Decretos nº 7.891/13 e nº 7.945/13, que incluíram a possibilidade de repasses de recursos de CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo e cobrir o custo adicional decorrente do despacho de usinas termelétricas (vide nota 23).

4.3. Decretos nº 8.203/14 e nº 8.221/14

Em março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou novamente o Decreto nº 7.891/13. O novo decreto orientou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100,1 milhões.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14 que define a criação pela CCEE da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com a destinação de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEARs, na modalidade por disponibilidade, e normatizando o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16 de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução nº 612/14 e em 22 de abril de 2014 o Despacho nº 1.256/14, detalhando

Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

o funcionamento da CONTA-ACR e homologando os valores repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro de 2014.

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$ 11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. Tendo em vista que tal montante se mostrou insuficiente para a finalidade desejada, em 15 de agosto de 2014 foi assinado novo Contrato de Financiamento, no valor adicional de R\$ 6,6 bilhões. Os custos cobertos por essa operação foram parcialmente suficientes e compreenderam o período de fevereiro a outubro de 2014. Assim, até dezembro de 2014 a Companhia havia recebido o montante de R\$ 963,2 milhões, referente à competência de fevereiro a outubro de 2014.

Em março de 2015, foi celebrado um novo contrato para a terceira parcela do empréstimo, para cobertura dos custos de novembro e dezembro de 2014, no valor de R\$ 3,4 bilhões, o qual prorrogou o prazo de amortização da 1ª e 2ª operações que venceria em outubro de 2017 para abril de 2020. Em março de 2015 através do Despacho ANEEL nº 773/15 a Companhia recebeu o montante de R\$ 54,5 milhões para cobertura dos custos incorridos no período de novembro e dezembro de 2014. A CCEE liquida esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas eram estabelecidas mensalmente pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuíam nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato.

4.4. 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 pela ANEEL, a cada mês, em ato específico, tendo entrado em vigor em Janeiro de 2015.

Este sistema tem como finalidade indicar se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, para cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, ESS e risco hidrológico. Nos meses de janeiro e fevereiro os valores a serem acrescidos pelas bandeiras amarelas e vermelhas eram R\$15/MWh e R\$30/MWh, e a partir de 2 de março foram atualizados para R\$25/MWh e R\$55/MWh, respectivamente. Durante todo o primeiro trimestre de 2015, perdeu o regime de bandeira vermelha.

Em fevereiro de 2015 foi criada, através do Decreto nº 8.401, a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), cuja função é centralizar o recolhimento dos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifária e apurar qual a diferença entre este total faturado e a cobertura tarifária de cada agente de distribuição. De posse dessas informações, é feito um rateio para equalizar entre todos os agentes o efeito desta arrecadação. No primeiro trimestre de 2015 a Companhia faturou o montante de R\$ 95,5 milhões de bandeira tarifária, sendo R\$ 86,6 milhões através do faturamento e R\$ 8,9 milhões via CCRBT.

O objetivo do ajuste é que o mecanismo das Bandeiras, de maneira complementar à Revisão Tarifária Extraordinária, atue para preservar o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras. Contudo, caso ainda persistam variações de custos, estes serão registrados na CVA para inclusão no próximo processo de reajuste tarifário.

4.5. Revisão Tarifária Extraordinária

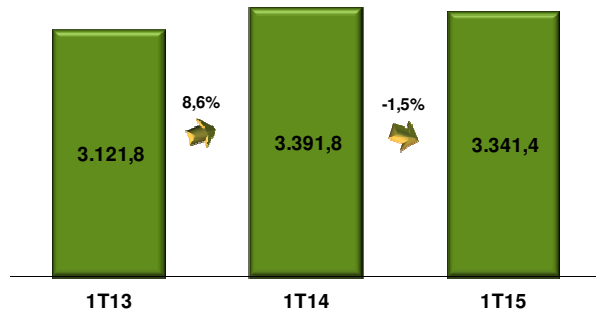
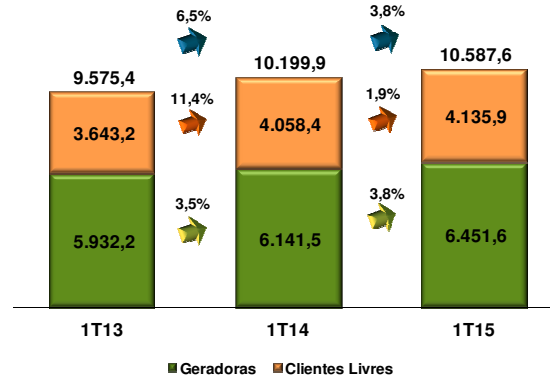
Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) pode ser aplicada para garantir o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia. Diante da elevação dos custos com a compra de energia de Itaipu, o preço realizado no 14º Leilão de Energia Existente e no 18º Leilão de Ajuste, e o aumento da cota anual do encargo da CDE a Elektro solicitou uma RTE de forma a não ocasionar um descompasso expressivo em seu caixa, a qual foi aprovada em dia 2 de março de 2015 com índice médio de 24,25%.

Comentário do Desempenho

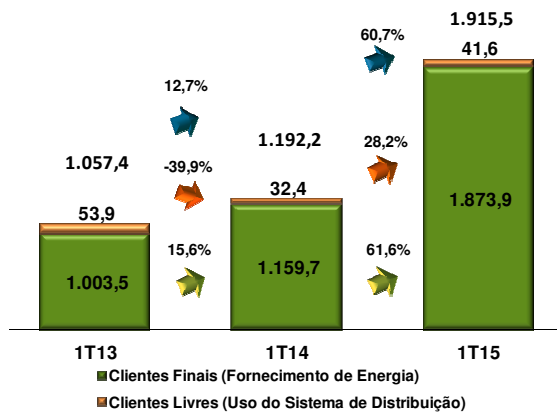
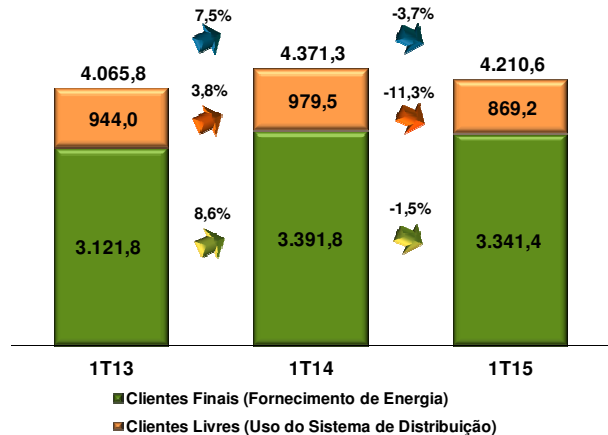
Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

5. DESEMPENHO COMERCIAL

5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição

Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (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)

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

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

Comentário do Desempenho**Resultado do 1º trimestre de 2015**
22 de abril de 2015

Fornecimento de Energia a Clientes Finais	GWh (*)		
	1T 2015	1T 2014	Var. %
Residencial	1.197,3	1.208,3	-0,9%
Industrial	864,5	884,9	-2,3%
Comercial	707,2	690,8	2,4%
Rural	249,1	265,6	-6,2%
Poder Público	82,1	85,8	-4,2%
Iluminação Pública	115,6	114,8	0,7%
Serviços Públicos	125,4	141,6	-11,4%
Total de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	3.341,4	3.391,8	-1,5%

Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	MW (*)		
	1T 2015	1T 2014	Var. %
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição ⁽¹⁾	10.587,6	10.199,8	3,8%

Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	R\$ milhões		
	1T 2015	1T 2014	Var. %
Residencial	737,3	493,3	49,5%
Industrial	412,1	268,6	53,4%
Comercial	400,2	256,5	56,0%
Rural	90,7	60,1	50,9%
Poder Público	46,5	31,3	48,4%
Iluminação Pública	39,7	26,4	50,4%
Serviços Públicos	55,7	38,7	44,2%
Receita não Faturada ⁽²⁾	91,8	(15,2)	705,4%
Total de Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	1.873,9	1.159,7	61,6%

Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	R\$ milhões		
	1T 2015	1T 2014	Var. %
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição ⁽¹⁾	41,6	32,4	28,2%
Receita de Fornecimento de Energia + Uso do Sistema de Distribuição (R\$ milhões)	1.915,5	1.192,2	60,7%

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

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

(2) 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.

No primeiro trimestre de 2015 a Elektro forneceu 3.341 GWh de energia elétrica a clientes finais, representando uma redução no consumo de 1,5% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (3.392 GWh), enquanto o consumo dos clientes livres diminuiu 11,3%. Deste modo, o mercado total da área de concessão decresceu 3,7%.

Dentre os principais fatores para este resultado, destaca-se o desaquecimento da economia, que levou à redução de 2,3% no consumo cativo da classe industrial no trimestre, quando comparado ao mesmo período de 2014. Considerando a totalidade dos clientes industriais, nos mercados livre e cativo, a classe diminuiu o consumo em 5,9% na comparação de igual período. Esta variação, apesar de negativa, foi menos acentuada do que o movimento econômico nacional, que, segundo os dados da Produção Industrial do IBGE, apresentou redução de 7,1% nos dois primeiros meses do ano.

O consumo da classe residencial encolheu 0,9% frente ao primeiro trimestre de 2014, como resultado das temperaturas mais baixas vivenciadas no início de 2015, reduzindo a utilização de aparelhos de ar condicionado e outros.

Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

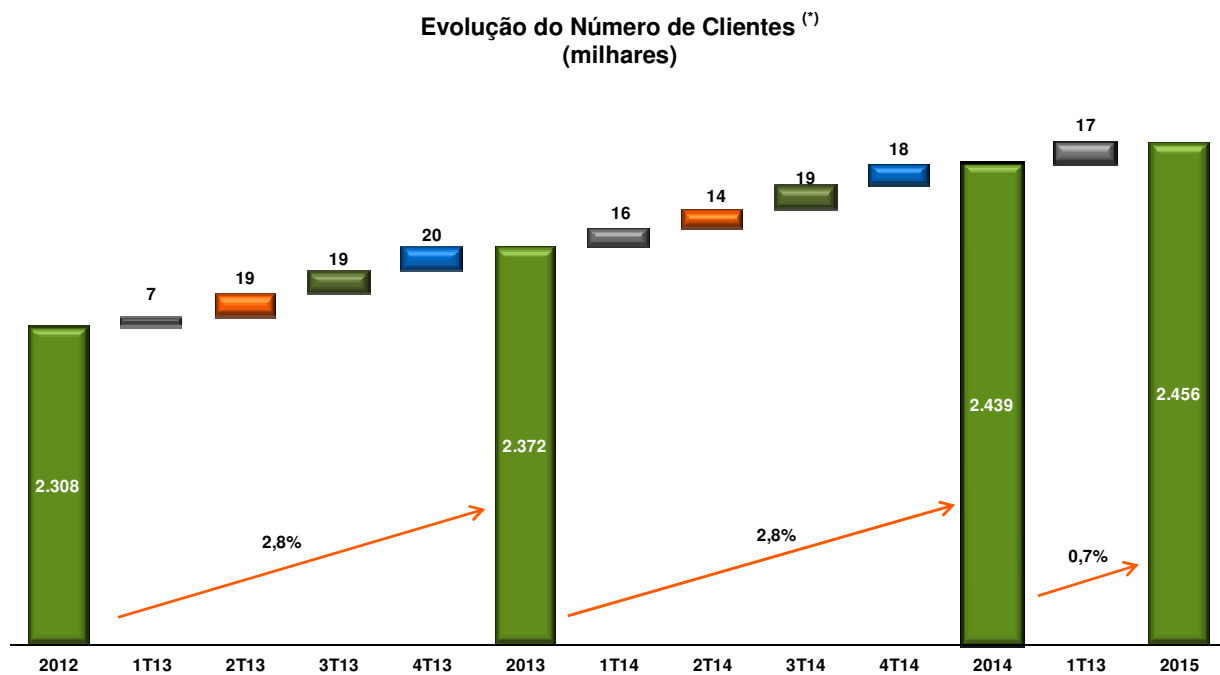
O consumo da classe rural reduziu 6,2% de janeiro a março de 2015 quando comparado ao mesmo período de 2014, em função do maior volume de chuvas verificado de fevereiro a março de 2015, permitindo a redução no uso de sistemas de irrigação.

A classe de serviços públicos apresentou redução de 11,4% no consumo acumulado no primeiro trimestre de 2015. O impacto negativo deve-se a redução do consumo dos clientes responsáveis pelo bombeamento de água, que desde março de 2014 vem diminuindo o volume de operação em função do baixo nível dos reservatórios, que ainda não estão estabilizados aos níveis históricos, mesmo com o aumento no volume de chuvas no período.

A classe comercial, por outro lado, cresceu 2,4% em função da entrada em operação de um novo grande cliente.

A Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição apresentou crescimento em função da demanda já contratada pelos clientes livres, que requer prazo mínimo para alteração de contrato.

Em março de 2015 a Elektro faturou 117 clientes no mercado livre, frente a 116 clientes faturados no mesmo período de 2014. Ao final do primeiro trimestre de 2015, a Elektro atendia 2,5 milhões de clientes, um incremento de 2,9%, representado por 69 mil novos clientes, quando comparado ao mês de março 2014. O crescimento vegetativo da população da área de concessão e, consequentemente, do número de domicílios ligados à rede elétrica, foram responsáveis pelo aumento na base de clientes da Elektro.

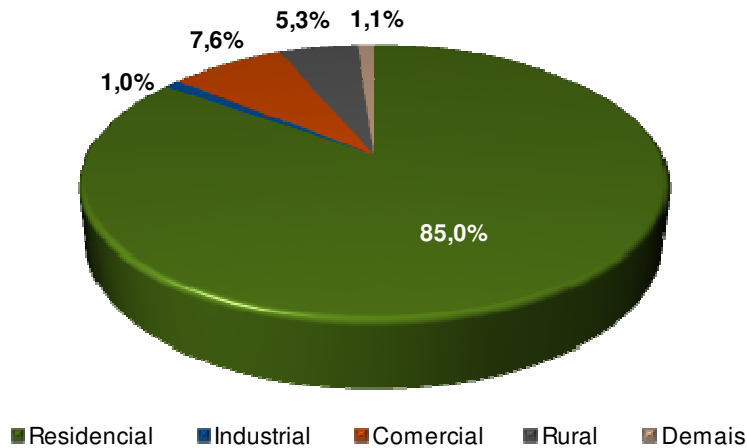


(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

Segmentação dos Clientes ^(*)
(Total: 2,5 milhões)

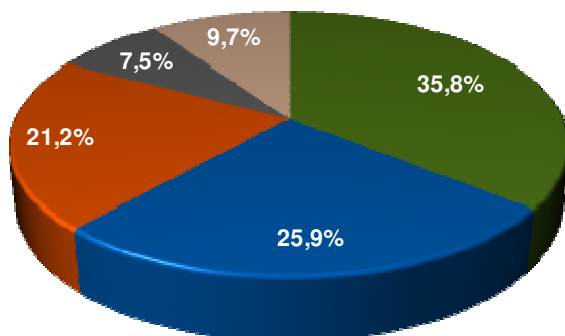


(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

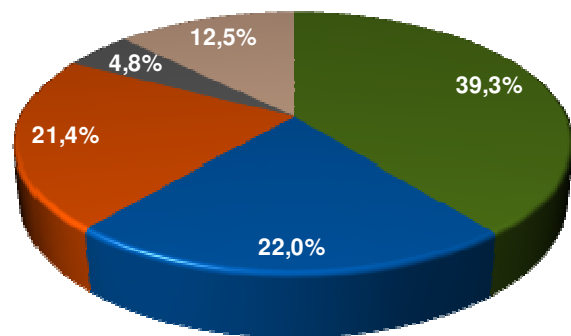
5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia

O fornecimento de energia elétrica a clientes finais apresentou a seguinte segmentação no primeiro trimestre de 2015:

Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (3.341,4 GWh) ^(*)



Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (R\$ 1.873,9 milhões) ⁽¹⁾



(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

(1) Inclui receita não faturada a clientes finais.

5.3. Contratos de Compra de Energia

Considerando as condições estabelecidas pelo atual marco regulatório para a contratação de energia pelas distribuidoras, principalmente por meio de leilões regulados pela ANEEL, a Elektro participou ativamente de todos os mecanismos de compra de energia previstos na regulação para a contratação de sua necessidade de energia para 2014. Ainda assim, a Elektro apresentou uma insuficiência contratual média anual de 9,3%²

² Poderá sofrer redução retroativa em função do efeito da Liminar nº 0009500-90.2013.4.01.4100 a favor do Consórcio Energia Sustentável do Brasil S/A(ESBR), responsável pela Usina UHE Jirau.

Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

em 2014. Conforme legislação vigente, esta exposição foi considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

Para suprir o mercado de 2015 e os próximos anos, parte do volume necessário já foi adquirido em leilões ocorridos em anos anteriores, assim como nos leilões realizados em 2014 e 2015:

- (i) 19º Leilão de Energia Nova A-3, ocorrido em 6 de junho de 2014, com a aquisição de 5,77 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2017;
- (ii) 20º Leilão de Energia Nova A-5, ocorrido em 28 de novembro de 2014, com a aquisição de 119,98 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2019;
- (iii) 14º Leilão de Energia Existente A-1 ocorrido em 05 de dezembro de 2014, com a aquisição de 27,96 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2015;
- (iv) Para suprir parte do mercado de 2015, ocorreu em 15 de janeiro de 2015 o 18º Leilão de Ajuste com a aquisição de 51,3 MWmed, sendo: 4,5 MWmed com período de suprimento de 01 de janeiro a 31 de março de 2015 e 46,7 MWmed com período de suprimento de 01 de janeiro a 30 de junho de 2015;
- (v) Alocação de novas cotas de garantia física a partir de 2015 devido ao fim da vigência dos contratos de geração principalmente a partir de julho de 2015.

O restante da necessidade deverá ser contratado através de leilões específicos a serem realizados em 2015 e próximos anos, conforme previsto na legislação vigente ou através de outros mecanismos de compra de energia disponíveis.

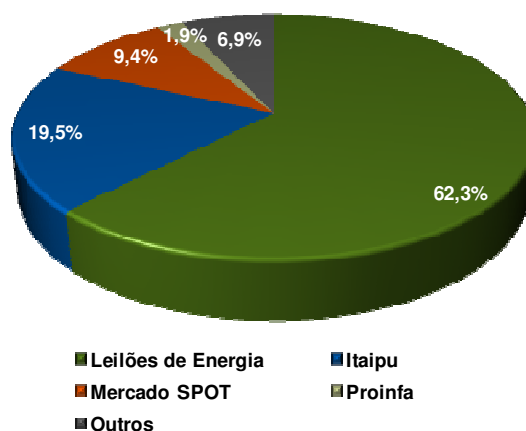
No 1º trimestre de 2015, o suprimento de energia para a Elektro foi realizado (i) 59,2% por meio de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado, (ii) 20,5% da energia compulsória proveniente de Itaipu, (iii) 9,4% decorreram de compras no mercado *spot*, (iv) 2,1% provém de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa), (v) 8,9% provenientes de outras fontes, tais como Contratos de Cotas decorrentes das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13 e de também por compra de energia de Geração Distribuída.

A Elektro apresentou uma insuficiência contratual involuntária média de 9,4%³ no primeiro trimestre de 2015 e esta insuficiência será compensada a partir de julho de 2015, em virtude da alocação de novas cotas de energia compulsória a ser realizada pela ANEEL.

O gráfico a seguir demonstra a composição do volume de compras de energia da Elektro nos primeiros três meses de 2015:

³ Poderá sofrer redução retroativa em função do efeito da Liminar nº 0009500-90.2013.4.01.4100 a favor do Consórcio Energia Sustentável do Brasil S/A(ESBR), responsável pela Usina UHE Jirau.

Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015Contratos de Compra de Energia ^(*)

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

Os próximos leilões previstos para 2015 contribuirão para suprir a necessidade de energia para os anos de 2016 em diante. Os leilões já homologados pela ANEEL são:

- (i) 3º Leilão de Fontes Alternativas previsto para ocorrer em 27 de abril de 2015; com início de suprimento a partir de janeiro de 2016 e julho de 2017;
- (ii) 21º Leilão de Energia Nova A-5 previsto para ocorrer em 30 de abril de 2015; com início de suprimento a partir de janeiro de 2020;
- (iii) 22º Leilão de Energia Nova A-3 previsto para ocorrer em 24 de julho de 2015; com início de suprimento a partir de janeiro de 2018.

6. RESULTADOS

Demonstração de Resultados	1T 2015	1T 2014	1T 2015 / 1T 2014	
			Δ R\$	Δ %
Venda de Energia Clientes Finais	1.873,9	1.159,7	714,2	61,6%
Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição	41,6	32,4	9,1	28,4%
Receita de construção	76,4	64,9	11,5	17,7%
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	179,2	0,0	179,2	100,0%
Outras Receitas	103,7	119,9	(16,2)	-13,5%
Receita Operacional Bruta	2.274,7	1.376,9	897,8	65,2%
Deduções às Receitas Operacionais	(780,0)	(358,9)	(421,2)	117,3%
Receita Operacional Líquida	1.494,7	1.018,1	476,6	46,8%
Energia Comprada para Revenda	(1.013,7)	(703,1)	(310,6)	44,2%
Custo de Construção	(76,4)	(64,9)	(11,5)	17,7%
Gastos e Despesas Operacionais	(203,4)	(166,8)	(36,5)	21,9%
Resultado do Serviço	201,3	83,2	118,1	141,9%
EBITDA *	241,8	120,5	121,3	100,7%
Resultado Financeiro	(20,2)	(26,8)	6,6	-24,6%
Lucro Líquido	116,3	35,4	80,9	228,5%

* O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) consiste no lucro líquido (R\$ 116,3 milhões do primeiro trimestre de 2015) ajustado pelo resultado financeiro (R\$ 20,2 milhões), imposto de renda e contribuição social (R\$ 64,7 milhões), e depreciação e amortização do primeiro trimestre de 2015 (R\$ 40,5 milhões). A administração da Elektro entende o EBITDA como uma medida gerencial de lucratividade, amplamente utilizada por investidores e analistas para avaliar e comparar o desempenho das empresas.

Comentário do Desempenho**Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015**

A Receita Operacional Líquida da Elektro foi de R\$ 1,5 bilhão no primeiro trimestre de 2015, registrando crescimento de 46,8% em relação ao mesmo período de 2014 (R\$ 1,0 bilhão). As variações observadas devem-se principalmente a:

- (i) Reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, resultado do Reajuste Tarifário de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas;
- (ii) Registro contábil dos Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros no valor de R\$ 179,2 milhões, dos quais R\$ 95,5 milhões passaram a ser recebidos antecipadamente via aplicação das Bandeiras Tarifárias a partir de janeiro de 2015. As Bandeiras tem o objetivo de cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, ESS e risco hidrológico, que seriam faturados aos clientes em reajustes tarifários futuros;
- (iii) Revisão extraordinária nas tarifas aplicada a partir de 02 de março de 2015, com incremento médio percebido pelo consumidor de 24,25%; e
- (iv) As variações acima foram parcialmente compensados pela redução no fornecimento de energia a clientes finais de 1,5%, em especial no consumo das classes residencial e industrial.

O Custo da Energia Comprada para Revenda registrou um incremento de 44,2% (R\$ 310,6 milhões) frente ao primeiro trimestre de 2014, pois em 2015, não ocorreram repasses governamentais via recursos da CDE ou Conta ACR nos moldes realizados em 2014, quando foram transferidos R\$ 690,6 milhões em recursos na forma de redutores dos custos de energia. A critério de comparação, caso as transferências governamentais de 2014 não fossem consideradas, o custo de energia no primeiro trimestre daquele ano somaria R\$ 1,4 bilhão. Deste modo, a variação real no custo de energia no primeiro trimestre de 2015 frente ao mesmo período do ano anterior apresentara uma redução de 27,3% (-R\$ 380,0 milhões). Este resultado decorre do melhor mix de contratos de energia realizados pela Elektro para atender a demanda de 2015, a preços mais baixos.

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 203,4 milhões no primeiro trimestre de 2015 frente a R\$ 166,8 milhões no mesmo período de 2014. Este resultado decorre de: mudança no critério de cálculo das Provisões para Devedores Duvidosos, conforme descrito na Nota Explicativa 6 deste relatório; e incremento nos gastos com Pessoal e Outras Despesas.

O EBITDA encerrou o período em R\$ 241,8 milhões, representando um aumento 100,7% em relação ao EBITDA do primeiro trimestre de 2014 (R\$ 120,5 milhões) e elevação da margem EBITDA em relação ao mesmo período (de 11,8% em 2014 para 16,8% em 2015), decorrente do aumento na Receita Operacional Bruta da Companhia, conforme os efeitos descritos acima.

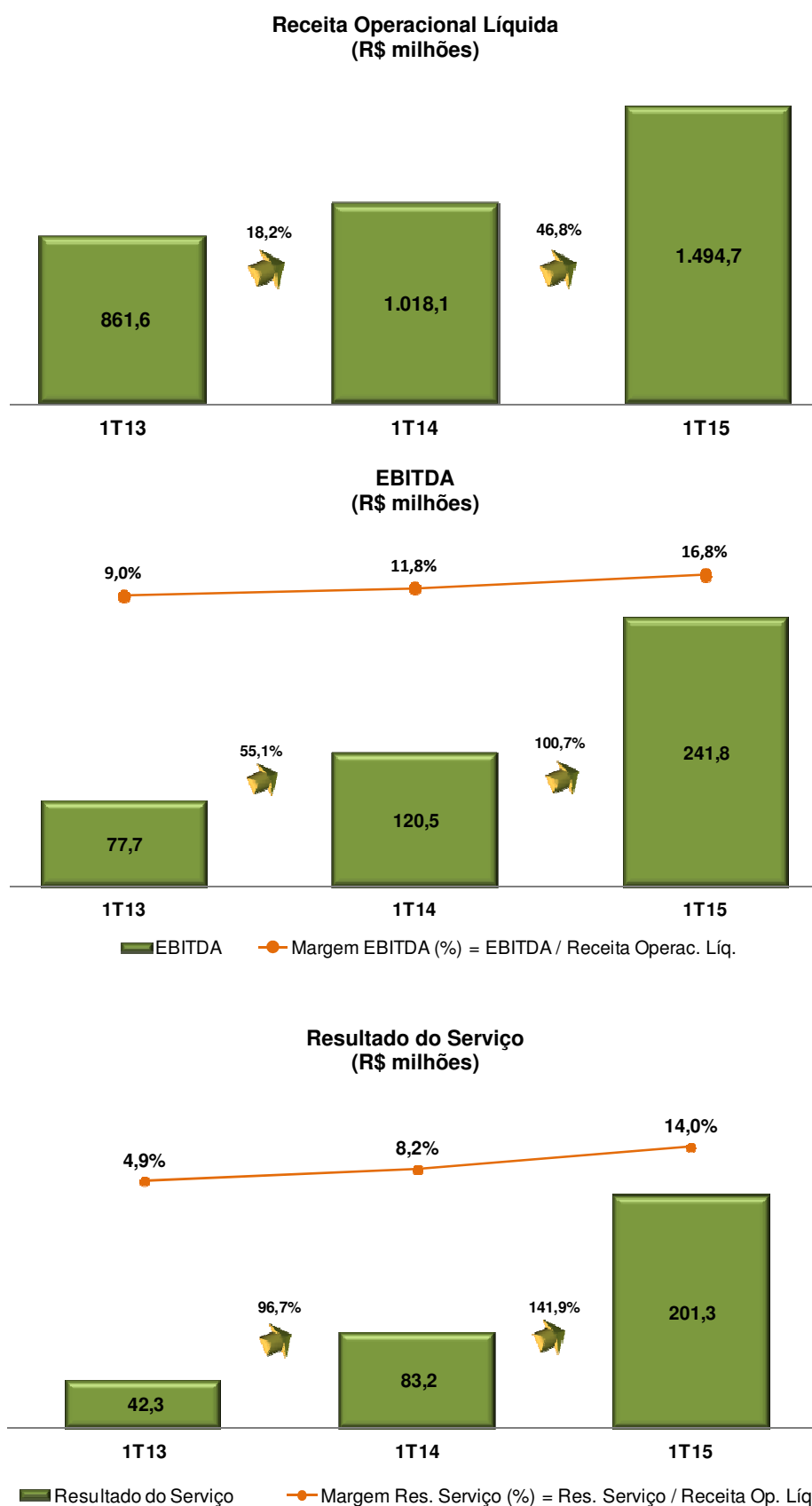
No período, a Elektro apresentou Despesa Financeira de R\$ 20,2 milhões, em função do nível de endividamento apresentado no período. Apesar disso, houve uma redução de 24,6% frente ao mesmo período do ano anterior. A variação é fruto do melhor resultado das aplicações financeiras, que aumentaram em R\$ 13,3 milhões principalmente atrelados ao aumento da taxa CDI, enquanto as despesas financeiras se ampliaram em R\$ 8,1 milhões. Durante o primeiro trimestre de 2015, a Elektro manteve sua gestão de caixa prudente visando assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio e mantendo o nível adequado de investimentos.

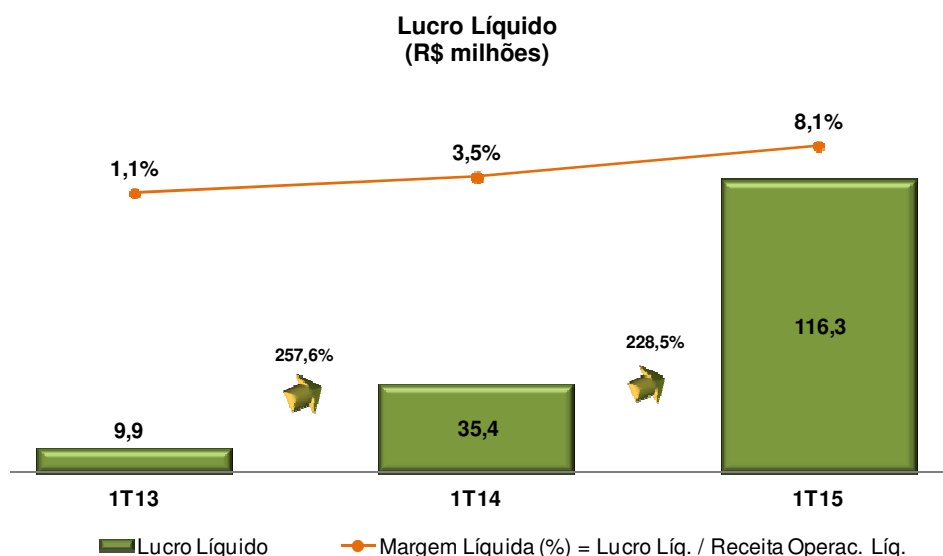
Considerando os fatores acima mencionados, a Elektro registrou lucro líquido de R\$ 116,3 milhões no acumulado de janeiro a março de 2015, com incremento de 228,5% quando comparado ao mesmo período de 2014 (R\$ 35,4 milhões) e a margem líquida passou de 3,5% em 2014 para 8,1% em 2015.

Os efeitos da contabilização dos Valores a Receber ou a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros mencionados acima não são retroativos ao primeiro trimestre de 2014. Contudo, a critério de comparação, se o mesmo efeito fosse aplicável no passado, o EBITDA do primeiro trimestre de 2014 passaria de R\$ 120,5 milhões para R\$ 243,9 milhões, enquanto o Lucro Líquido do mesmo período passaria de R\$ 35,4

Comentário do Desempenho**Resultado do 1º trimestre de 2015**
22 de abril de 2015

milhões para R\$ 120,3 milhões. Assim, os resultados do primeiro trimestre de 2015 permaneceriam em linha com os resultados do mesmo período de 2014.



Comentário do Desempenho**Resultado do 1º trimestre de 2015**
22 de abril de 2015**6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio**

Em 09 de abril de 2015, foi aprovado em Assembleia Geral Ordinária, o lucro líquido de 2014 no montante de R\$ 439,0 milhões, acrescido de R\$ 1,6 milhões relativos a reclassificação do plano de pensão conforme parágrafo 120 do CPC 33 (R1), que permite a adoção da política de reconhecimento de ganhos e perdas atuariais nos resultados. Assim, o total a ser distribuído em dividendos relativos a 2014 soma R\$ 440,6 milhões.

Desta forma, foi aprovado o pagamento de R\$ 333,8 milhões relativos a dividendos anuais e dividendos mínimos obrigatórios do exercício social de 2014, já deduzidos de dividendos intermediários (R\$ 12,7 milhões) e juros sobre capital próprio (R\$ 163,0 milhões) pagos em 2014.

O pagamento deste montante ocorrerá no dia 30 de abril de 2015, conforme consta no aviso aos acionistas divulgado em 15 de abril de 2015.

7. ESTRUTURA DE CAPITAL

31/03/2015	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	68,1	999,0	1.067,0	41,2%
BNDES Finem / Finame	38,9	330,2	369,1	14,2%
Eletrobrás	13,9	54,7	68,6	2,6%
Finep	11,2	39,2	50,4	1,9%
BEI	12,7	280,8	293,5	11,3%
Moeda Estrangeira (4131)	3,8	720,7	724,5	28,0%
Arrendamento mercantil	3,9	14,2	18,1	0,7%
Total da Dívida	152,5	2.438,7	2.591,2	100,0%
Perfil da Dívida	6%	94%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos ⁽¹⁾			(1.055,4)	
Endividamento Líquido			1.535,8	

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

Comentário do Desempenho**Resultado do 1º trimestre de 2015**
22 de abril de 2015

A Elektro encerrou o primeiro trimestre de 2015 com endividamento líquido de R\$ 1.535,8 milhões (5,0% menor que a posição encerrada em 31 de dezembro de 2014 quando o endividamento líquido era de R\$ 1.617,2 milhões), resultado do endividamento total de R\$ 2.591,2 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 1.055,4 milhões. A dívida de curto prazo corresponde a 6% do endividamento total.

No primeiro trimestre do ano de 2015 foi liberado o montante de R\$ 50,0 milhões referente ao contrato de financiamento junto ao BNDES e Banco do Brasil, firmado em dezembro de 2013 na modalidade FINEM, no montante de R\$ 348,4 milhões destinados à implantação do Plano de Investimentos 2013-2014 com prazo de financiamento de 10 anos e carência de 2 anos.

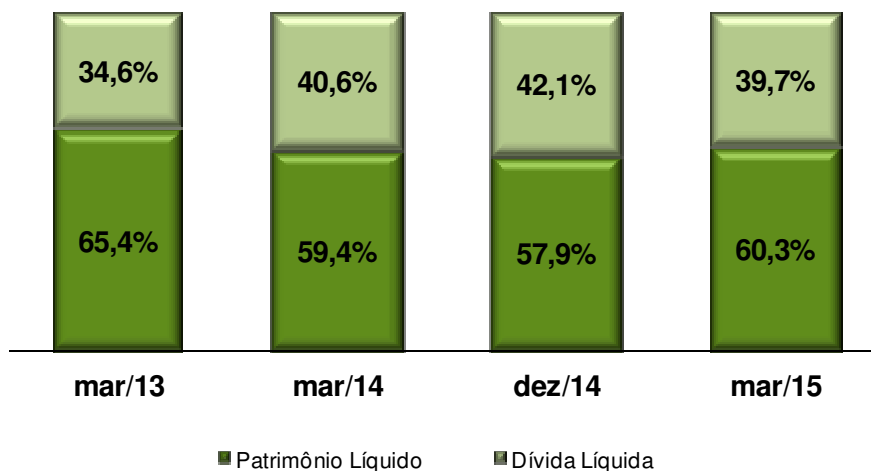
Em fevereiro de 2015, a companhia prorrogou por 19 meses, no prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (lei 4131), contratado em junho de 2014 junto o banco Citi, no montante de R\$ 150,0 milhões. O prazo inicial de seu vencimento, que era junho de 2016, passou para janeiro de 2018 e as taxas de juros foram mantidas as mesmas aplicadas no contrato original. O resultado líquido desta operação foi positivo em R\$ 20,5 milhões e foi integrado ao caixa da Companhia.

Em março de 2015, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, a companhia contratou duas novas linhas de financiamento denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 300,5 milhões com o prazo de vencimento de 3 anos, sendo R\$ 187,5 milhões junto ao banco Mizuho e R\$ 113,0 com o Banco de Tokyo. Os pagamentos dos juros ocorrerão trimestralmente para ambas contratações, enquanto os pagamentos do principal acontecerão partir de março de 2017, sendo semestralmente para o banco Mizuho e trimestralmente para o banco de Tokyo.

Objetivando a neutralização de qualquer risco cambial derivado dessas operações, foram contratadas operações de *swap* com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), com o custo médio final de 93,6% do CDI.

Estas captações estão em linha com a política da Companhia de obtenção de endividamento com taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

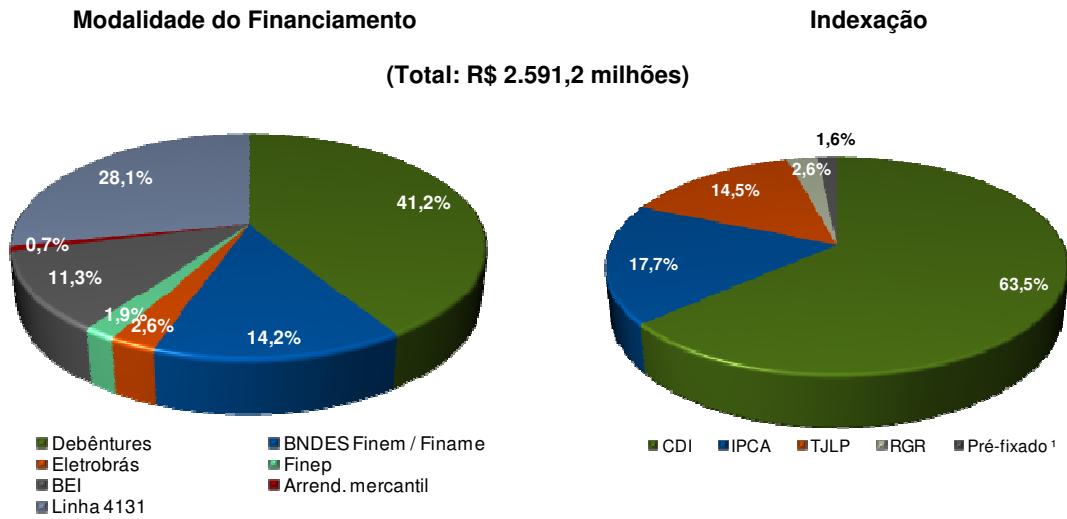
Estrutura de Capital
(Dívida Líquida / (Dívida Líq. + Patrimônio Líquido))



Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

Em 31 de março de 2015, o endividamento total da Elektro apresentava as seguintes características:



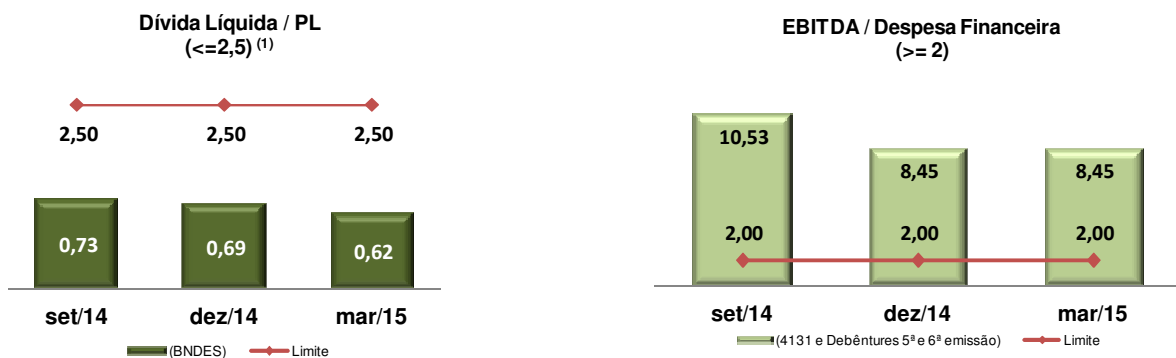
Consideram recursos da FINEP sem indexação.

7.1. Covenants Financeiros

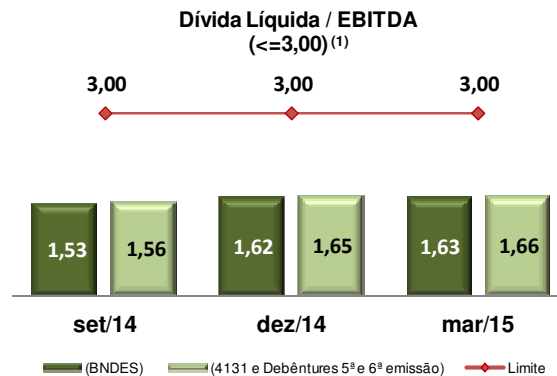
A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com relação aos limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES, nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures e nos financiamentos em moeda estrangeira (4131) com o HSBC, Mizuho e Bank of Tokyo Mitsubishi.

Conforme detalhado no item 4 deste relatório, em 10 de dezembro de 2014, a ANEEL promoveu assinatura de aditivo aos contratos de concessão com as distribuidoras, possibilitando o registro contábil de Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, eliminando a volatilidade dos indicadores financeiros. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros, e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia, que já consideravam estes itens no cálculo dos seus *covenants*, conforme aprovado em novembro de 2013 em Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões.

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



Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

(1) BND. 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 imobilizado.

8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO

Em 03 de julho de 2014, a agência de classificação de riscos *Standard & Poor's* reafirmou o *rating* de crédito corporativo da Elektro em 'brAAA', mantido desde 1º de julho de 2010, o melhor *rating* da escala de crédito. 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 'brAAA'.

9. POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

De acordo com a política da Elektro, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições a moedas ou taxas de juros.

A Elektro mantém contrato de operação de *swap* vinculada ao desembolso do financiamento obtido junto ao Banco Europeu de Investimento (BEI) em 15 de outubro de 2013, no montante de US\$ 128,9 milhões, cujo desembolso ocorreu em 31 de outubro de 2013.

Adicionalmente, são mantidos R\$ 700,5 milhões em contratos de *swap* vinculados a financiamentos em moeda estrangeira (linha 4131). Deste total, R\$ 300,5 milhões referem-se a duas novas contratações realizadas em março de 2015 junto ao Banco de Tokyo e ao Mizuho, com início e vencimento nas mesmas datas dos contratos de financiamento.

O *swap* tem como objetivo 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).

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.

Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

10. FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa	Valores em R\$ milhões		△ R\$ milhões
	1T 2015	1T 2014	1T 2015 / 1T 2014
Lucro líquido do período	116,3	35,4	80,9
Depreciação e outras amortizações	40,5	37,3	3,2
Juros e variação monetária e cambial	78,7	54,1	24,6
Outros	62,5	(8,2)	70,7
Despesas (receitas) que não afetam o caixa	181,7	83,2	98,5
Lucro Líquido Ajustado	298,0	118,6	179,4
Variação do Capital de Giro Operacional	(97,7)	(192,9)	95,2
Geração (Consumo) Operacional de Caixa após Imposto de Renda, Contribuição Social e Pagamento de Juros	200,3	(74,3)	274,6
Adições ao intangível, ao ativo indenizável e imobilizado	(76,4)	(64,9)	(11,5)
Valor recebido (pago) na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	0,8	7,6	(6,8)
Caução de fundos e depósitos vinculados	(4,6)	0,1	(4,7)
Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Investimento	(80,2)	(57,2)	(23,0)
Amortização de principal de empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil	(13,7)	(18,8)	5,1
Captação de empréstimos e debêntures	370,4	45,1	325,3
Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento antes do Pagamento de Dividendos	356,7	26,2	330,5
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	-	-	0,00
Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento após Pagamento de Dividendos	356,7	26,2	330,5
Geração (Consumo) Líquido de Caixa	476,8	(105,3)	582,1
Saldo Inicial do Período (excluindo caução de fundos)	578,6	467,6	111,0
Saldo Disponível de Caixa do Período (excluindo caução de fundos)	1.055,4	362,3	693,1

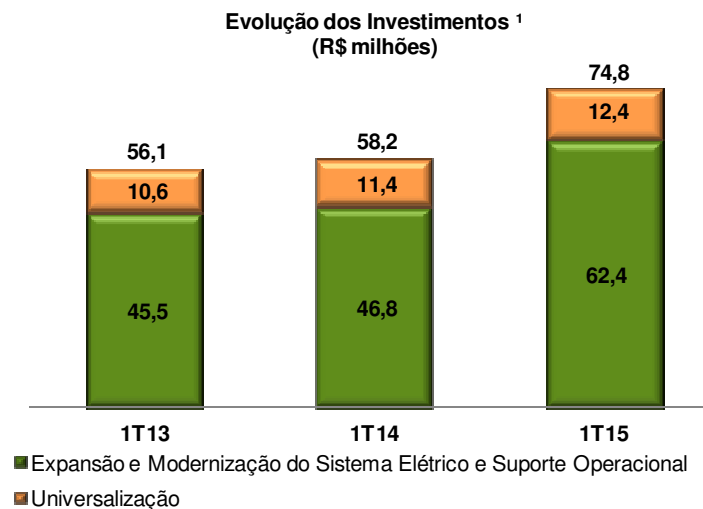
Em março de 2015 houve geração de caixa no montante de R\$ 582,1 milhões em relação ao mesmo período de 2014.

Dentre as principais variações destacam-se:

- (i) Geração de caixa nas atividades de financiamento, principalmente impactado pela captação de:
 - (a) R\$ 300,5 milhões por meio de instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira, e
 - (b) liberação de R\$ 50,0 milhões de financiamento junto ao BNDES.
- (ii) Geração de Caixa Operacional, no montante de R\$ 274,6 milhões, devido ao aumento na Receita Operacional Bruta em função do Reajuste Tarifário Anual ocorrido em Agosto de 2014, bem como a entrada em operação das Bandeiras Tarifárias e Revisão Tarifária Extraordinária em março de 2015.

Comentário do Desempenho**Resultado do 1º trimestre de 2015**
22 de abril de 2015**11. INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO**

No primeiro trimestre de 2015, a Elektro investiu R\$ 77,4 milhões, dos quais R\$ 2,6 milhões correspondem a investimentos realizados com recursos de clientes. Este montante representa um incremento de 25,0% em relação aos investimentos registrados no mesmo período do ano anterior (R\$ 61,9 milhões, dos quais R\$ 3,7 milhões referiam-se a investimentos realizados com recursos de clientes). Ressaltamos que este incremento nos investimentos não alteram o planejamento anual da Companhia e referem-se a antecipações nas realizações de obras de expansão de redes, buscando o atendimento das necessidades de nossos clientes, bem como a manutenção da qualidade na distribuição de energia elétrica nos padrões elevados que são priorizados pela Elektro.



(1) Exclui investimentos com recursos de clientes.

Os destaques do programa de investimentos foram:

- (i) R\$ 62,4 milhões na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:
 - (a) R\$ 45,5 milhões estão associados a novas ligações e à expansão de subestações e de linhas de transmissão;
 - (b) R\$ 11,4 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico;
 - (c) R\$ 3,5 milhões foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota;
 - (d) R\$ 2,0 milhões em melhorias e atualizações tecnológicas.
- (ii) R\$ 12,4 milhões no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:
 - (a) R\$ 11,6 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\$ 0,8 milhão referente a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizam o fornecimento de energia elétrica a 8 novos clientes, por meio do Programa Luz para Todos.

Os investimentos realizados no primeiro trimestre de 2015 foram superiores aos de 2014 principalmente pelo aumento de novas ligações e à expansão de subestações. O nível adequado de investimentos reflete a política da Elektro de garantir a constante melhoria da qualidade de seus serviços prestados, bem como da geração de valor do negócio, mantendo seu compromisso com os clientes, a sociedade e a concessão.

Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

12. DESEMPENHO OPERACIONAL

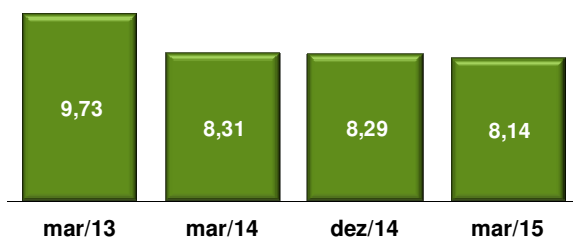
12.1. DEC e FEC

A Elektro mantém forte compromisso com a eficiência e melhoria contínua 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.

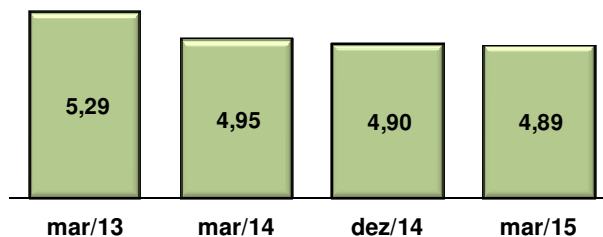
Como resultado, os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), anualizados em março de 2015 apresentaram melhora em frente aos resultados de dezembro de 2014, que foram os melhores da história da Elektro para ambos. Em março de 2015, o DEC registrou 8,14 horas contra 8,29 em dezembro de 2014 e o FEC registrou 4,89 interrupções contra 4,90 em dezembro de 2014, valores esses bem abaixo dos limites regulatórios definidos pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Estes resultados refletem a melhoria contínua e estão diretamente relacionados à robustez da rede elétrica, notadamente influenciada pelo plano anual de manutenção preventiva e preditiva, pela utilização de novas tecnologias e componentes de rede, introdução de processos inovadores de engenharia de distribuição e pela política de investimentos em melhorias que garantem maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas) ^(*)



FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (interrupções) ^(*)

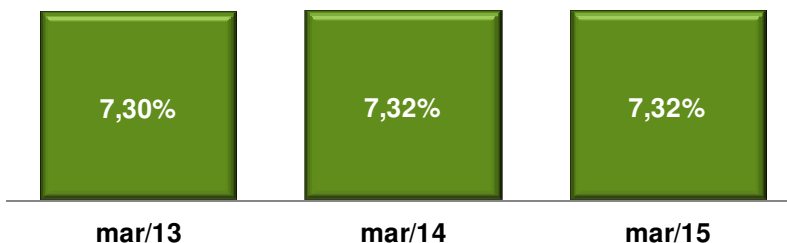


Obs: Os indicadores acima não consideram os dias críticos, associados a situações de emergência, conforme definido pela resolução ANEEL no Prodlist (Procedimentos da Distribuição). Caso considerados, os indicadores DEC e FEC em 31/03/2013 seriam 13,58 e 6,87, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC em 31/03/2014 seriam 11,12 e 5,98, respectivamente e os indicadores DEC e FEC em 31/04/2015 seriam 10,61 e 5,90, respectivamente.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

12.2. Perdas de Distribuição

Perdas de Distribuição ^(*)



Obs.: 1 - O método de cálculo das perdas considerado é uma média móvel de 12 meses.

2 - O critério de cálculo das perdas é baseado na compra total de energia pela Elektro.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

Nota: devido ao prazo de apuração do índice de Perdas de março de 2015 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados.

Comentário do Desempenho

Resultado do 1º trimestre de 2015
22 de abril de 2015

As perdas de distribuição permaneceram estáveis quando comparadas aos anos anteriores, registrando índice de 7,32% em março de 2015 em função, principalmente, das ações realizadas para redução das perdas comerciais.

Adicionalmente, a partir do mês de setembro 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 ainda não foram oficialmente divulgados, porém estima-se que o impacto desta alteração para a Elektro seja de 2,02% em março de 2015. Dessa forma, incluindo-se o efeito da contabilização de perdas nas DIT, o índice de perdas de março de 2015 seria de 9,34%. Calculando-se o mesmo ajuste para o resultado de 2014, o impacto seria um aumento de 2,51% e o índice passaria de 7,32% para 9,83%.

13. RECONHECIMENTO

Prêmio Prever

Em 06 de março de 2015, a Elektro recebeu de uma das instituições mais expressivas do setor de segurança da Europa, o Prêmio PREVER 2014, concedido pelo Conselho Geral de Relações Industriais e Ciências do Trabalho. Fomos vencedores na categoria Internacional.

A premiação acontece anualmente desde 1998 e revela as empresas destaques na melhor gestão de prevenção de riscos de segurança no trabalho. Ao todo são cinco categorias de classificação, sendo: Individual, Prêmios Especiais, Responsabilidade Social e Prevenção de Riscos no Trabalho, Negócios e Instituição e Internacional.

Mais informações sobre a Elektro no site ri.elektro.com.br

Relações com Investidores

☎ (19) 2122-1487

✉ ri@elektro.com.br



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS
EM 31 DE MARÇO DE 2015
(em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

1. A COMPANHIA, SUAS OPERAÇÕES E A CONCESSÃO

A Elektro Eletricidade e Serviços S.A. ("Elektro" ou "Companhia"), com sede no município de Campinas, em São Paulo, é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, e os seus negócios, incluindo os serviços prestados e as tarifas cobradas, são regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A área de concessão da Companhia é constituída por 228 municípios, dos quais 223 estão em São Paulo, e os outros 5 em Mato Grosso do Sul. A concessão do serviço público de energia se deu pelo Contrato de Concessão de Distribuição nº 187/98, com vencimento em 2028, podendo ser prorrogado por no máximo 30 anos, por requerimento da concessionária e a critério da ANEEL.

As principais obrigações previstas no contrato de concessão consistem em fornecer energia elétrica a consumidores de sua área de concessão, realizar as obras necessárias à prestação dos serviços e manter inventário dos bens vinculados à concessão. É vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do regulador. Ao final da concessão, esses bens serão revertidos automaticamente ao Poder Concedente, procedendo-se às avaliações e determinação do valor de indenização à concessionária (vide nota 10.1).

O preço dos serviços prestados aos consumidores é regulado e tem a seguinte composição: Parcela A (custos não gerenciáveis, como compra de energia, transporte de energia e encargos setoriais, dentre outros, para os quais a legislação e a regulação garantem a neutralidade tarifária) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital - remuneração do investimento e quota de reintegração / depreciação regulatória). Os mecanismos de ajuste são o reajuste tarifário anual e revisão tarifária ordinária a cada quatro anos.

Como resultado da Audiência Pública nº 061/2014, em 10 de dezembro de 2014 foi aprovado o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Companhia, estabelecendo que, em caso de extinção da concessão, além dos valores de indenização decorrentes de investimentos não amortizados ou depreciados no curso da concessão, também serão objeto de indenização ou devolução pelo Poder Concedente, os saldos remanescentes apurados de itens da Parcela A da tarifa e outros componentes financeiros que não tenham sido recuperados ou devolvidos através do(s) ciclo(s) tarifário(s) (vide nota 7).

A Companhia é registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) como companhia de capital aberto e tem suas ações (0,32% do capital total) negociadas na BM&FBovespa.

Aprovação das Informações Trimestrais

A apresentação das Informações Trimestrais foi aprovada e autorizada pelo Conselho Fiscal e Conselho de Administração da Companhia em 22 de Abril de 2015, para divulgação na mesma data.

2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As Informações Trimestrais foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP), que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), e normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

A Companhia adotou no preparo das Informações Trimestrais todas as normas, revisões de normas, pronunciamentos técnicos, interpretações técnicas e orientações técnicas emitidas pela CVM e CPC, os quais são consistentes com aqueles adotados na elaboração das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014. Essas Informações Trimestrais devem ser analisadas em conjunto com aquelas Demonstrações Financeiras, para melhor compreensão das informações apresentadas.

As normas e procedimentos emitidos e revisados que entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015 também foram analisados e não trouxeram impactos para esta informação trimestral.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Em 1º de abril de 2015 foi emitido o Decreto nº 8.426, o qual restabeleceu as alíquotas da contribuição para o PIS/PASEP para 0,65% e da COFINS para 4% incidentes sobre receitas financeiras auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas ao regime de apuração não-cumulativo das referidas contribuições, cujo efeito ocorrerá a partir de 1º de julho de 2015. No tocante a aplicação das referidas contribuições sobre os Juros sobre Capital Próprio as alíquotas permanecem de 1,65% para o PIS/PASEP e de 7,6% para a COFINS.

Outras normas e procedimentos emitidos e revisados, que têm aplicação obrigatória futura, serão analisados oportunamente.

3. ALTERAÇÕES E ATUALIZAÇÕES NA LEGISLAÇÃO REGULATÓRIA

3.1 Reajuste Tarifário

O reajuste tarifário anual aconteceu no dia 27 de agosto de 2014, conforme previsto no Contrato de Concessão. O reajuste médio foi de 37,78% e vem permitindo ao longo do ano regulatório, a recuperação gradual do caixa da Companhia, que apresenta descasamento decorrente dos aumentos nos custos.

3.2 Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13

O Governo Federal oficializou por meio da referida lei, a redução nos encargos de energia elétrica e as regras para renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição vincendas entre 2015 e 2017. Esta Lei permitiu àqueles concessionários a possibilidade de prorrogar suas concessões pela antecipação dos contratos mediante condições específicas previamente estabelecidas. A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei nº 12.783/13 não causou impactos no contrato de concessão da Elektro, uma vez que este tem vigência até 2028.

Como resultado das novas regras estabelecidas pela Lei nº 12.783/13, algumas geradoras decidiram pela não renovação das concessões. Além disso, houve a rescisão de contratos dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização de algumas usinas pela ANEEL e atraso na operação comercial de outras usinas. Desta forma, a insuficiência de contratos fez com que as distribuidoras tivessem que comprar essa energia no mercado de curto prazo, gerando custos elevados na compra de energia. Somam-se a isso as condições hidroenergéticas desfavoráveis desde o último trimestre de 2012, levando ao despacho das usinas térmicas, cujos preços são bem mais elevados, e o início da contabilização pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) o que resultou em um volume maior de energia comprada no mercado de curto prazo. O Governo Federal, dentre outras medidas, emitiu os Decretos nº 7.891/13 e nº 7.945/13, que incluíram a possibilidade de repasses de recursos de CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo e cobrir o custo adicional decorrente do despacho de usinas termelétricas (vide nota 23).

3.3 Decretos nº 8.203/14 e nº 8.221/14

Em março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou novamente o Decreto nº 7.891/13. O novo decreto orientou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100.161.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14 que define a criação pela CCEE da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com a destinação de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEARs, na modalidade por disponibilidade, e normatizando o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16 de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução nº 612/14 e em 22 de abril de 2014 o Despacho nº 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e homologando os valores repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro de 2014.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$ 11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. Tendo em vista que tal montante se mostrou insuficiente para a finalidade desejada, em 15 de agosto de 2014 foi assinado novo Contrato de Financiamento, no valor adicional de R\$ 6,6 bilhões. Os custos cobertos por essa operação foram parcialmente suficientes e compreenderam o período de fevereiro a outubro de 2014. Assim, até dezembro de 2014 a Companhia havia recebido o montante de R\$ 963.174, referente à competência de fevereiro a outubro de 2014.

Em março de 2015, foi celebrado um novo contrato para a terceira parcela do empréstimo, para cobertura dos custos de novembro e dezembro de 2014, no valor de R\$ 3,4 bilhões com prazo de amortização de 54 meses e taxa de CDI + 3,15% ao ano. Este novo contrato também alterou as duas operações anteriores, postergando o vencimento de outubro de 2017 para abril de 2020 e ajustando a taxa de juros antes fixadas em CDI + 2,525% para CDI + 2,90% ao ano. Em março de 2015 através do Despacho ANEEL nº 773/15 a Companhia recebeu o montante de R\$ 54.491 para cobertura dos custos incorridos no período de novembro e dezembro de 2014. A CCEE liquida esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas eram estabelecidas mensalmente pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuíam nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato.

3.4 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 pela ANEEL, a cada mês, em ato específico, tendo entrado em vigor em Janeiro de 2015.

Este sistema tem como finalidade indicar se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, para cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, ESS e risco hidrológico. Nos meses de janeiro e fevereiro os valores a serem acrescidos pelas bandeiras amarelas e vermelhas eram R\$15/MWh e R\$30/MWh, e a partir de 2 de março foram atualizados para R\$25/MWh e R\$55/MWh respectivamente. Durante todo o primeiro trimestre de 2015, perdurou o regime de bandeira vermelha.

Em fevereiro de 2015 foi criada, através do Decreto nº 8.401, a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), cuja função é centralizar o recolhimento dos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifária e apurar qual a diferença entre este total faturado e a cobertura tarifária de cada agente de distribuição. De posse dessas informações, é feito um rateio para equalizar entre todos os agentes o efeito desta arrecadação. No primeiro trimestre de 2015 a Companhia reconheceu o montante de R\$ 95.533 de bandeira tarifária, sendo R\$ 86.608 através do faturamento das contas de energia e R\$ 8.925 via CCRBT.

O objetivo do ajuste é que o mecanismo das Bandeiras, de maneira complementar à Revisão Tarifária Extraordinária, atue para preservar o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras. Contudo, caso ainda persistam variações de custos, estas continuarão sendo registradas na CVA para inclusão no próximo processo de reajuste tarifário.

3.5 Revisão Tarifária Extraordinária

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) deve ser aplicada para garantir o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia. Diante da elevação dos custos com a compra de energia de Itaipu, o preço realizado no 14º Leilão de Energia Existente e no 18º Leilão de Ajuste, e o aumento da cota anual do encargo da CDE a Elektro solicitou uma RTE de forma a não ocasionar um descompasso expressivo em seu caixa, a qual foi aprovada em dia 2 de março de 2015 com índice médio de 24,25%.

4. PRÁTICAS CONTÁBEIS GERAIS

Vide as principais práticas contábeis adotadas pela Companhia na nota 4 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Os ativos registrados nesta categoria, no montante de R\$ 1.055.416 em 31 de março de 2015 (R\$ 578.648 em dezembro de 2014) referem-se a títulos de renda fixa (CDB e debêntures), com taxas pós-fixadas, indexados à variação diária dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). Em 31 de março de 2015 a rentabilidade média estava em 101,33% do CDI (101,57% do CDI em dezembro de 2014). Essas aplicações apresentam alta liquidez e podem ser resgatadas a qualquer momento sem risco significativo de perda de valor.

A Elektro possui política de Tesouraria na qual são estabelecidos os critérios de aplicação dos recursos disponíveis no caixa da Companhia, sendo os principais: (i) o *rating* de crédito mínimo que as Instituições Financeiras devem ter com pelo menos uma das Agências de Classificação de Risco (*Standard & Poor's*, *Moody's* ou *Fitch Rating*) e (ii) os limites máximos de exposição com cada instituição.

6. CONSUMIDORES, PARCELAMENTOS DE DÉBITOS E SUPRIDORES

	31/03/2015				31/12/2014			
	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total
Fornecimento	283.873	186.991	42.914	513.778	225.599	152.265	26.778	404.642
Outras contas a receber	475.803	11.128	26.263	513.194	381.512	5.193	19.657	406.362
Receita não faturada	410.401	-	-	410.401	318.588	-	-	318.588
Parcelamentos de débitos	44.756	6.170	22.013	72.939	46.049	5.193	19.657	70.899
Supridores	19.004	-	-	19.004	19.004	-	-	19.004
Outros	1.642	4.958	4.250	10.850	(2.129)	-	-	(2.129)
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(9.799)	(10.823)	(37.921)	(58.543)	(10.588)	-	(31.848)	(42.436)
Total	749.877	187.296	31.256	968.429	596.523	157.458	14.587	768.568
Circulante	733.854	187.296	31.256	952.406	568.499	157.458	14.587	740.544
Não circulante	16.023	-	-	16.023	28.024	-	-	28.024

Em 31 de março de 2015 o giro médio do contas a receber de clientes finais era de 42 dias (30 dias em dezembro de 2014), refletindo a deterioração das condições econômicas do país e de endividamento das famílias. Sobre as faturas atrasadas incidem juros de 1% ao mês, além de multa de 2% e atualização monetária pelo IGP-M.

O saldo dos Supridores refere-se a transações no âmbito da CCEE no período do racionamento de energia elétrica, entre 2000 e 2002, sendo: (i) R\$ 14.995 referentes a liminares interpostas junto à CCEE por agentes do setor; e (ii) R\$ 4.009 referentes a acordos bilaterais em negociação, e estão registrados no ativo não circulante. De acordo com o parecer emitido por seus assessores jurídicos, a Companhia não espera incorrer em perdas na realização desses valores.

Até dezembro de 2014 a administração da Companhia constituía provisão para créditos de liquidação duvidosa de acordo com os critérios sugeridos pelo regulador no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, no qual uma provisão era constituída pelo valor integral da fatura a partir do 91º dia de atraso. A partir de janeiro de 2015 a Companhia adotou nova política para Provisão de Devedores Duvidosos, cuja metodologia é aderente à curva de pagamento dos clientes da Elektro, uma vez que tem como premissa de provisionamento o histórico do comportamento de pagamento dos clientes dentro de cada faixa de vencimento do débito. Adicionalmente, a Companhia realiza análises individuais de acordo com o histórico de inadimplemento de clientes considerados críticos.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa apresenta a seguinte movimentação:

	31/12/2014	Adições	Reversão da Provisão	Baixas de Incobráveis	31/03/2015
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	42.436	21.657	(5.806)	256	58.543



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

7. VALORES A RECEBER E A DEVOLVER DE PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

Valores a receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	Item	Valores em amortização	Valores em Constituição	Saldo em 31/03/2015	Valores em amortização	Valores em Constituição	Saldo em 31/12/2014
CVA - Parcela A a receber		100.560	206.351	306.911	194.082	198.756	392.838
Aquisição de Energia		91.487	132.879	224.366	176.575	164.430	341.005
Custo da Energia de Itaipu		-	23.114	23.114	-	-	-
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		1.463	(1.443)	20	2.830	-	2.830
Transporte Rede Básica		3.429	31.450	34.879	6.619	25.184	31.803
Transporte de Energia - Itaipu		21	1.189	1.210	30	920	950
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		4.160	19.162	23.322	8.028	8.222	16.250
Outros Itens Financeiros a receber		52.342	381.091	433.433	106.063	288.134	394.197
Quota Parte de Energia Nuclear	7.2	5.475	7.521	12.996	10.606	7.522	18.128
Neutralidade da Parcela A	7.5	(2.423)	11.277	8.854	-	-	-
Sobrecontratação de Energia	7.3	47.397	362.293	409.690	91.808	280.612	372.420
CUSD/DIT		57	-	57	93	-	93
Perdas na DIT	7.4	1.836	-	1.836	3.556	-	3.556
Total Valores a receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros		152.902	587.442	740.344	300.145	486.890	787.035
Ativo Circulante				584.505			503.016
Ativo Não Circulante				155.839			284.019

Valores a devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros	Item	Valores em amortização	Valores em Constituição	Saldo em 31/03/2015	Valores em amortização	Valores em Constituição	Saldo em 31/12/2014
CVA - Parcela A a devolver		19.166	111.784	130.950	36.995	161.268	198.263
Custo da Energia de Itaipu		-	-	-	-	34.890	34.890
Encargos de Serviços de Sistema - ESS		19.166	111.784	130.950	36.995	126.378	163.373
Outros Itens Financeiros a devolver		30.429	121.406	151.835	66.382	122.671	189.053
Neutralidade da Parcela A	7.5	-	-	-	4.689	2.815	7.504
Diferimento de reposição na revisão tarifária periódica	7.6	30.391	-	30.391	61.636	-	61.636
Energia Livre	7.7	-	11.455	11.455	-	11.251	11.251
TUSD-G	7.8	-	35.347	35.347	-	35.347	35.347
Baixa Renda	7.9	-	74.604	74.604	-	73.258	73.258
DIC/FIC		38	-	38	57	-	57
Total Valores a devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros		49.595	233.190	282.785	103.377	283.939	387.316
Passivo Circulante				124.118			171.745
Passivo Não Circulante				158.667			215.571

A alteração nos Contratos de Concessão mencionada na nota 1 possibilitou o reconhecimento dos saldos relativos à Parcela A e outros itens financeiros. A natureza dos saldos reconhecidos está descrita a seguir:

7.1 . Conta de compensação de variação de itens da Parcela A – CVA

Os valores a receber e a devolver de Parcela A referem-se às variações entre os gastos não gerenciáveis efetivamente incorridos e os gastos reconhecidos no momento da fixação da tarifa nas revisões tarifárias e/ou nos reajustes tarifários. Estes valores garantem a neutralidade tarifária da Parcela A.

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.778, de 19 de agosto de 2014, a ANEEL homologou os valores de CVA a receber no montante de R\$ 265.553, que compreendem o período de 27 de agosto de 2013 a 26 de agosto de 2014. O montante da CVA homologada está líquido dos recebimentos ocorridos entre a data da homologação e 31 de março de 2015.

Os saldos em constituição referem-se à apuração do saldo de CVA no período de 27 de agosto de 2014 a 31 de março de 2015, de acordo com legislação e regras específicas em vigor.

Os valores de bandeiras tarifárias baixados de itens da Parcela A – CVA representam uma antecipação no recebimento deste contas a receber e assim foram deduzidos do valor no montante de R\$ 95.533 entre janeiro a março de 2015, sendo R\$ 86.608 pelo faturamento e R\$ 8.925 pela CCRBT.

7.2. Quota Parte de Energia Nuclear

Desde 1º de janeiro de 2013, o pagamento à Eletronuclear decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2 é rateado entre todas as Outorgadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

A Resolução Homologatória nº 1.778, de 19 de agosto de 2014, homologou o montante a receber de R\$ 17.986, referente ao ano de 2014 (R\$ 8.874) e ao período de janeiro a julho de 2015 (R\$ 9.112) e em 31 de março de 2015 representa o saldo de R\$ 5.475 (R\$ 10.606 em 31 de dezembro 2014).

O montante de R\$ 7.521, referente ao período de agosto a dezembro de 2015, deverá ser homologado no próximo reajuste tarifário em agosto de 2015.

7.3. Sobrecontratação de Energia

O órgão regulador determina o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, desde que estejam dentro do limite de até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

Diferentemente dos itens de CVA, que considera os custos incorridos no período tarifário, este componente financeiro é calculado com base na exposição ao mercado de curto prazo do ano civil anterior à data do reajuste tarifário.

A Resolução Homologatória nº 1.778, de 19 de agosto de 2014, homologou uma exposição ao mercado de curto prazo de 1.881.265 MWh que representou a constituição de ativo no montante de R\$ 323.440, referente ao exercício de 2013, e deduziu os valores já repassados pela CDE à Concessionária no mesmo período, no montante de R\$ 159.417. O Decreto nº 5.163/04, artigo 28, dispõe sobre as regras de comercialização que preveem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem os CCEARs na modalidade de quantidade de energia. Em relação à exposição por diferenças de preços entre submercados, a ANEEL homologou o valor da exposição a devolver, apurada no exercício de 2013, atualizado pelo IPCA, em R\$ 8.384.

Em 31 de março de 2015, o montante a receber de sobrecontratação de energia e submercados é de R\$ 47.937 (R\$ 91.808 em 31 de dezembro 2014). O saldo em constituição de R\$ 362.293 (R\$ 280.612 em 31 de dezembro de 2014), refere-se aos custos adicionais com exposição involuntária no mercado de curto prazo e diferenças de preços entre submercados nos anos de 2014 e 2015 já deduzidos dos repasses da CDE em janeiro de 2014 e CONTA-ACR.

7.4. Perdas na DIT – Demais Instalações de Transmissão

Em decorrência do Pedido de Reconsideração interposto pela Elektro, que ensejou a alteração do percentual de perdas na rede básica e DIT de uso compartilhado e do recálculo da Sobrecontratação/Exposição da energia do exercício de 2012, cuja análise consta da Nota Técnica nº 265, de 7 de agosto de 2014, foi considerado, no Reajuste Tarifário de 2014, um item financeiro referente às perdas na DIT no valor de R\$ 6.028 a receber, devidamente atualizado pelo IGP-M para agosto de 2014. Em 31 de março de 2015, o saldo em amortização é de R\$ 1.836 (R\$ 3.556 em 31 de dezembro 2014).

7.5. Neutralidade dos encargos setoriais na Parcela A

Em conformidade ao disposto na Subcláusula Décima da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário anterior. O total das diferenças a devolver aos consumidores em tarifa referente ao período de agosto de 2013 a julho de 2014, atualizadas pela taxa SELIC, representa um saldo passivo no montante de R\$ 7.947, assim homologado no reajuste tarifário de 2014. O saldo remanescente a amortizar em 31 de março de 2015 é de R\$ 2.423 (R\$ 4.689 em 31 de dezembro de 2014).

Em 31 de março de 2015, o ativo em constituição é de R\$ 11.277 (passivo de R\$ 2.815 em 31 de dezembro de 2014) e deverá ser considerado nos próximos processos tarifários.

7.6. Diferimento de reposição na revisão tarifária periódica

Conforme estabelecido na Resolução Homologatória nº. 1.329/12, o ajuste financeiro relativo à postergação da Revisão Tarifária Periódica de 2011, correspondente aos efeitos tarifários retroativos a 27 de agosto de 2011, foi considerado como componente financeiro nos reajustes tarifários subsequentes (anos 2012, 2013 e 2014).

O valor anual da diferença de receita em questão foi devidamente apurado e atualizado mensalmente pela variação do IGP-M até agosto de 2012, perfazendo o montante a devolver total de R\$ 253.447. Com o objetivo de evitar uma redução significativa na tarifa em 2012, a ANEEL permitiu a devolução



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

deste montante em 3 períodos tarifários, sendo a última amortização em julho de 2015. Em 31 de março de 2015, o saldo restante a amortizar representa passivo no montante de R\$ 30.391 (R\$ 61.636 em 31 de dezembro 2014).

7.7 RTE – Energia Livre

Devido a uma liminar da região de Presidente Prudente, que impedia o faturamento dos adicionais tarifários relacionados à Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) ocorrida após o Programa de Racionamento de 2001/2002, o período de cobrança naquela região foi postergado, tendo início apenas após a recuperação integral das perdas de racionamento pela Elektro, representando então um passivo no montante de R\$ 11.455 (R\$ 11.251 em 31 de dezembro 2014), e que deverá ser homologado nos próximos processos tarifários.

7.8. Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição para Unidades Geradoras - TUSD-G

A ANEEL, através de resoluções específicas, determinou a cobrança da referida tarifa (TUSD), que remunera todas as instalações, os equipamentos e os componentes da rede de distribuição utilizados para levar a energia aos consumidores conectados à área de concessão da Elektro.

Estas resoluções abrangem cinco usinas conectadas à rede de distribuição da Elektro: UHE Nova Avanhandava, de propriedade da AES Tietê; UHE Jupiá e UHE Paraibuna, de propriedade da CESP; UHE Rosana, de propriedade da Duke Energy; e UTE Três Lagoas, de propriedade da Petrobrás.

A Elektro efetua a cobrança dos valores e os repassa à transmissora, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), de forma que a mesma não seja onerada em seu resultado.

Todos os valores já foram amortizados exceto o saldo remanescente, referente à geradora Duke Paranapanema, proprietária da usina de Rosana, na área de concessão da Elektro, que decidiu não acatar as Resoluções Normativas ANEEL nº 67/04 e nº 497/07. Porém, por decisão judicial, a Resolução nº 497/07 foi validada, reconhecendo como assinado o Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD, para fins de aplicação de suas obrigações e responsabilidades, sem, contudo, reconhecer como assinado o acordo para pagamento do débito, pois entendeu que o seu pagamento, por meio da confissão dos valores, ensejaria perda do objeto da ação movida pela Duke. Em 23 de julho de 2009, a ANEEL, através Ofício nº 0203/209-SRD/SRT/ANEEL, deu ciência da referida decisão judicial e informou o montante de R\$ 61.773 (valor principal) que a Elektro deve faturar a Duke, referente ao período de julho de 2004 a junho de 2009.

Esse valor foi originalmente reconhecido como um ativo de TUSD-G a receber da Duke e no passivo como TUSD-G a devolver para os consumidores via modicidade tarifária.

A Duke não concordou com os valores calculados pela ANEEL e, por decisão judicial, foi autorizada a depositar em juízo, a partir da parcela vencida em setembro de 2009, a diferença entre o valor calculado com base na Resolução nº 497/07, e o valor estabelecido por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 349, de 13 de janeiro de 2009.

A Nota Técnica nº 255, de 31 de julho de 2012, menciona o passivo restante de R\$ 30.736, atualizado para agosto de 2011, que deverá ser considerado nos processos tarifários, assim que a ação judicial em curso por parte da Geradora for concluída.

Em 31 de março de 2015, o saldo é de R\$ 35.347 e o respectivo saldo a receber da geradora Duke Energy está contabilizado na rubrica de outros créditos.

7.9. Devolução Baixa Renda

Refere-se à subvenção econômica concedida na tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda. A DMR – Diferença Mensal da Receita é apurada mensalmente pela Companhia e enviada à ANEEL para sua validação e homologação para modicidade ou repasse, conforme Resolução Normativa nº 472/12.

Em 31 de março de 2015, o saldo é de R\$ 74.604 (R\$ 73.258 em 31 de dezembro 2014) a devolver e será considerado nos próximos processos tarifários.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

8. TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/03/2015	31/12/2014
ICMS a recuperar	104.718	96.076
Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido	25.751	25.273
PIS e COFINS a recuperar	645	-
Total	131.114	121.349
Ativo circulante	38.830	40.579
Ativo não circulante	92.284	80.770

O saldo de ICMS a recuperar refere-se a créditos na compra de bens para uso na concessão, cuja compensação ocorre em no máximo 48 meses de acordo com a legislação específica desse tributo.

9. DEPÓSITOS JUDICIAIS

Dos R\$ 106.719 (R\$ 102.081 em 2014) registrados nessa rubrica, o montante de R\$ 35.227 em 31 de março de 2015 (R\$ 34.653 em 31 de dezembro de 2014) refere-se ao valor atualizado do depósito judicial efetuado em 29 de outubro de 2004 nos autos da ação que questiona o recolhimento da COFINS nos termos previstos pela Lei Complementar nº 70/91 e Lei nº 9.178/98, considerando a incidência somente sobre o faturamento, excetuando-se as receitas financeiras de qualquer natureza.

	31/03/2015	31/12/2014
Incidência da COFINS sobre o faturamento ⁽ⁱ⁾	35.227	34.653
Legado "EPC" - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ⁽ⁱⁱ⁾	30.594	29.419
Outros ⁽ⁱⁱⁱ⁾	40.898	38.009
	106.719	102.081

- (i) Efetuado em 29 de outubro de 2004.
- (ii) Refere-se ao processo descrito na nota 19.
- (iii) Processos de natureza Trabalhista, Cível e Tributária.

10. CONTRATO DE CONCESSÃO

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, a infraestrutura construída é bifurcada em (i) ativo financeiro indenizável, composto pela parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, e que serão objeto de indenização pelo Poder Concedente, e (ii) ativo intangível compreendendo o direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura construída ou adquirida pela Companhia e, consequentemente, ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços prestados ao longo do contrato de concessão.

Os encargos financeiros de dívida relacionados com a formação da infraestrutura são capitalizados como parte do custo correspondente. O cálculo é definido pela aplicação da taxa média ponderada dos custos de empréstimos sobre os gastos do ativo intangível em fase de formação. O valor desses encargos capitalizados à infraestrutura foi de R\$ 2.242 em 2015 (R\$ 3.991 em 2014). Todos os demais custos de empréstimos são registrados como despesa financeira no período em que ocorrerem.

10.1. Ativo Indenizável (Concessão)

A Administração entende que a melhor estimativa para cálculo da indenização a ser paga pelo poder concedente ao término do contrato de concessão é utilizar a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR). Esta metodologia é atualmente adotada pelo regulador para fins de determinação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e da consequente remuneração do acionista, no momento das revisões tarifárias periódicas. Esta também foi a metodologia adotada para indenização dos ativos de Transmissão e Geração definida pela Lei nº 12.783/13. Desta maneira, o valor justo do ativo financeiro a ser recebido do poder concedente ao final da concessão foi determinado pela Companhia utilizando o valor residual da BRR estimado ao final do prazo contratual da concessão.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Em 31 de março de 2015, o ativo financeiro está atualizado pelo valor residual da BRR do 3º Ciclo devidamente movimentada por adições, atualizações, baixas e depreciações.

Este ativo financeiro está classificado como um ativo disponível para venda, por tratar-se de uma categoria residual, já que o valor da indenização a ser recebido ao término da concessão não é fixo, embora seja estimável. A Companhia registra as variações no fluxo de caixa estimado desse ativo financeiro no resultado do período. Para mensuração do valor de mercado, considera-se como nível hierárquico 2.

Visando sempre a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando, dentre outros fatores, a atualização pelo IGP-M, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizada pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do VNR também são consideradas.

As obrigações especiais representam doações, subvenções e recursos pagos por terceiros para investimentos e cobertura dos custos de conexão à rede de distribuição de energia. O saldo das obrigações especiais, ao final da concessão, será deduzido do valor da indenização e, portanto, é redutor do ativo financeiro. A BRR residual, utilizada para determinação do valor justo do ativo financeiro, está líquida do valor reavaliado das obrigações especiais. A parcela das obrigações especiais a ser amortizada no período da concessão pela taxa média de depreciação dos ativos de máquinas e equipamentos é classificada como redutora do ativo intangível.

A mutação do ativo financeiro indenizável é compreendida por:

	Custo	Obrigações especiais	Valor justo	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2013	632.050	(71.512)	30.413	590.951
Transferências de ativo intangível	95.394	-	-	95.394
Adições	-	2.191	-	2.191
Ajustes ao valor justo	-	-	11.706	11.706
Saldo em 31 de dezembro de 2014	727.444	(69.321)	42.119	700.242
Transferências de ativo intangível	136.846	-	-	136.846
Adições	-	(7.310)	-	(7.310)
Ajustes ao valor justo	-	-	7.323	7.323
Baixas	(11.456)	-	-	(11.456)
Saldo em 31 de março de 2015	852.834	(76.631)	49.442	825.645

O ativo financeiro relacionado à concessão é remunerado pelo custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório, no valor de 7,50% ao ano (11,36% antes dos impostos), já incluído na atual tarifa da Companhia. Como esta receita já é contabilizada mensalmente (vide nota 21) e arrecadada pela Companhia, considera-se que o ativo financeiro já se encontra a valores atualizados.

10.2. Ativo Intangível

O direito de cobrar dos consumidores pelos serviços prestados ao longo do contrato de concessão, representado pelo ativo intangível, de vida útil definida, será completamente amortizado dentro do prazo da concessão. Este ativo intangível é avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada que é calculada utilizando-se as taxas de depreciação definidas pela ANEEL para depreciação da infraestrutura.

A mutação do direito de uso da concessão é assim apresentada:

	Em Serviço				Em Formação			Total
	Custo	Obrigações especiais	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido	Valor líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2013	2.213.456	(320.217)	(455.042)	1.438.197	351.709	(81.880)	269.829	1.708.026
Adições	-	2.667	-	2.667	363.133	(72.795)	290.338	293.005
Baixas	(29.739)	-	-	(29.739)	-	-	-	(29.739)
Amortização	-	-	(148.751)	(148.751)	-	-	-	(148.751)
Transferências	164.699	-	-	164.699	(260.093)	-	(260.093)	(95.394)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	2.348.416	(317.550)	(603.793)	1.427.073	454.749	(154.675)	300.074	1.727.147
Adições	-	(8.142)	-	(8.142)	87.731	4.085	91.816	83.674
Baixas	3.212	-	1.082	4.294	-	-	-	4.294
Amortização	-	-	(39.435)	(39.435)	-	-	-	(39.435)
Transferências	133.784	-	-	133.784	(270.630)	-	(270.630)	(136.846)
Saldo em 31 de março de 2015	2.485.412	(325.692)	(642.146)	1.517.574	271.850	(150.590)	121.260	1.638.834



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

11. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

	31/03/2015	31/12/2014
Moeda nacional	641.299	449.838
Supridores de energia elétrica	496.744	391.594
Fornecedores de materiais e serviços	144.555	58.244
Moeda estrangeira	65.007	38.233
Supridores de energia elétrica - Itaipu	65.007	38.233
Total	706.306	488.071

12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	31/03/2015	31/12/2014	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
Moeda Nacional	506.192	469.954			
BNDES					
Finame SE 2011	4.162	4.341	5,5% a.a.	Início 15/02/2013 até 15/01/2021	Instrumento de Cessão
Finem CAPEX 2011/2012	118.518	125.519	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início 15/06/2013 até 15/12/2019	Fiduciária de Direitos
Finem 2013/2014	246.724	196.588	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início 15/01/2016 até 15/12/2023	Creditórios
Custos com emissão - BNDES	(283)	(300)			
Eletrobrás					
Eletrobrás - Luz para Todos ⁽¹⁾	68.601	72.087	RGR + 5,0% a.a. ⁽²⁾	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	
Finep - 1º Ciclo	-	-	TJLP + 0,94% a.a.	Início: 15/10/2010 até 15/10/2014	
Finep - 2º Ciclo	19.232	20.980	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	Carta de Fiança
Finep - 3º Ciclo	5.642	5.939	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Finep - 4º Ciclo	17.746	17.993	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Finep - 5º Ciclo	7.773	7.804	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Arrendamento mercantil	18.077	19.003	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 ⁽³⁾	
Moeda Estrangeira	1.017.988	688.101			
Banco Europeu de Investimento	426.178	344.320	US\$ + 3,4020% a.a.	31/10/2025	Carta de Fiança
Swap Empréstimo BEI	(132.422)	(58.373)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	
Cédula de Crédito Bancário 4131 Bank Of Tokyo	145.135	118.243	Libor 3mL + 0,8457% ⁽⁴⁾	17/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 Bank of Tokyo	(44.660)	(17.892)	103,0% do CDI a.a.	17/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário 4131 Citi	214.649	174.942	Libor 3mL + 0,7782% ⁽⁴⁾	09/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 Citi	(42.623)	(23.768)	103,0% do CDI a.a.	09/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário 4131 HSBC	219.082	178.496	Libor 3mL + 0,8500% ⁽⁴⁾	15/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 HSBC	(68.000)	(27.568)	104,9% do CDI a.a.	15/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário Mizuho	195.695	-	Libor 3mL + 1,00% ⁽⁴⁾	16/03/2018	
Swap Céd. Créd Bancário Mizuho	(7.303)	-	93,16% do CDI a.a.	16/03/2018	
Cédula de Crédito Bancário Tokyo	113.951	-	Libor 3mL + 0,6900% ⁽⁴⁾	16/03/2018	
Swap Céd. Créd Bancário Tokyo	(494)	-	94,0% do CDI a.a.	16/03/2018	
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(1.200)	(299)			
Total	1.524.180	1.158.055			
Circulante	84.412	65.459			
Não circulante	1.439.768	1.092.596			

⁽¹⁾ O projeto Luz para Todos está relacionado a dez contratos de financiamento.

⁽²⁾ Reserva Global de Reversão - RGR é indexada à variação da UFIR, que tem se mantido constante.

⁽³⁾ Os prazos de amortização do arrendamento mercantil estão considerados no parágrafo abaixo.

⁽⁴⁾ Taxa Libor de 3 meses.

Os vencimentos dos empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil de longo prazo em 31 de março de 2015 ocorrerão da seguinte forma: R\$ 341.627 em 2016, R\$ 273.560 em 2017, R\$ 412.618 em 2018, R\$ 100.427 em 2019 e R\$ 311.536 após 2019.

No primeiro trimestre do ano de 2015 foi liberado o montante de R\$ 50.000, referente ao contrato de financiamento junto ao BNDES e Banco do Brasil, firmado em dezembro de 2013 na modalidade FINEM, no montante de R\$ 348.392 destinado à implantação do Plano de Investimentos 2013-2014, com prazo de financiamento de 10 anos e carência de 2 anos.

Em 18 de fevereiro de 2015, a Companhia executou a prorrogação de prazo da dívida via Lei nº 4131 e seu respectivo *swap*, contratados em junho de 2014 com o Banco Citi, no montante de R\$ 150.000. A prorrogação desta operação aconteceu pelo prazo adicional de 19 meses, com novo vencimento em janeiro de 2018 e as mesmas taxas de juros aplicadas no contrato original sobre um novo valor principal de R\$ 170.538. O resultado líquido dessa operação foi de R\$ 20.538 e foi integrado ao caixa da Companhia.

Em março de 2015, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, a Companhia contratou duas novas linhas de financiamento denominadas em moeda estrangeira, no



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

montante total de R\$ 300.470 e com o prazo de vencimento de 3 anos. As operações foram contratadas com o Banco Mizuho, no valor de R\$ 187.470 e Banco de Tokyo, no valor de R\$ 113.000. Os pagamentos de juros ocorrerão trimestralmente para ambas as contratações, enquanto os pagamentos de principal acontecerão partir de março de 2017, sendo anual para o banco Mizuho e trimestral para o banco de Tokyo.

Com objetivo de neutralizar qualquer risco cambial derivado das operações de Cédula de Crédito Bancário 4131, foram contratadas operações de *swap* com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), com o custo médio final de 93,6% do CDI.

Condições Restritivas

BNDES (FINEM):

A Companhia sempre cumpriu e mantém relação confortável com relação aos limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos de financiamentos firmados com o BNDES.

Em 31 de março de 2015, não há itens que façam parte da infraestrutura da concessão, oferecidos como garantias de empréstimos e financiamentos.

13. DEBÊNTURES

	31/03/2015	31/12/2014	Qtde.	Remuneração	Pagamento dos juros	Amortização do principal
5ª Emissão	318.268	308.210				
1ª Série	81.175	83.601	12.000	CDI + 0,98% a.a.	semestral a partir de 15 de fevereiro de 2012	33,33% em 15/08/2014, 15/08/2015 e 15/08/2016
2ª Série	237.431	224.990	18.000	IPCA + 7,68% a.a.	anual a partir de 15 de agosto de 2012	33,33% em 15/08/2016, 15/08/2017 e 15/08/2018
Custos com emissão	(338)	(381)				
6ª Emissão	748.760	729.586				
1ª Série	221.436	227.694	22.000	CDI + 0,74% a.a.	semestral a partir de 12 de março de 2013	50% em 12/09/2016 e 12/09/2017
2ª Série	122.648	116.835	10.000	IPCA + 5,10% a.a.	anual a partir de 12 de setembro de 2013	50% em 12/09/2018 e 12/09/2019
3ª Série	405.580	386.005	33.000	IPCA + 5,50% a.a.	anual a partir de 12 de setembro de 2013	33,33% em 14/09/2020, 13/09/2021 e 12/09/2022
Custos com emissão	(904)	(948)				
Total	1.067.028	1.037.796				
Circulante	68.050	65.294				
Não circulante	998.978	972.502				

Em 31 de março de 2015 o saldo total de custos de emissão a apropriar é de R\$ 1.242 (R\$ 1.329 em 2014), sendo R\$ 341 no curto prazo (R\$ 157 referente à 5ª emissão e R\$ 184 referente à 6ª emissão) e R\$ 901 no longo prazo (R\$ 181 referente à 5ª emissão e R\$ 720 referente à 6ª emissão).

O vencimento do saldo de longo prazo das debêntures em 31 de março de 2015 ocorrerá da seguinte forma: R\$ 225.338 em 2016, R\$ 185.337 em 2017, R\$ 135.072 em 2018, R\$ 59.556 em 2019 e R\$ 393.675 após 2019.

Abaixo características gerais das debêntures da Companhia:

Características	5ª Emissão	6ª Emissão
Tipo	simples, nominativas escriturais, não conversíveis em ação	simples, nominativas escriturais, não conversíveis em ação
Espécie	quirografária, sem garantia	quirografária, sem garantia
Séries	duas	três
Valor original	R\$ 300.000	R\$ 650.000
Valor nominal	R\$ 10 por ação	R\$ 10 por ação

Não há cláusula de repactuação para nenhuma das emissões de Debêntures.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Condições Restritivas Financeiras (covenants):

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

Em 31 de março de 2015 a Companhia cumpriu todas as condições restritivas exigidas pelas respectivas escrituras de emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures estão disponíveis no *website* da Elektro: www.elektro.com.br.

14. TRIBUTOS A RECOLHER

	31/03/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	118.455	93.807
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	39.679	23.742
Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido	9.524	58
Programa de integração social - PIS	8.495	5.155
Outros impostos	932	1.310
Total	177.085	124.072

A Companhia efetua o recolhimento do imposto de renda e contribuição social no mês subsequente à sua apuração. O encontro de contas entre o montante dos impostos recolhidos a título de antecipação e os impostos a pagar é efetuado no encerramento do exercício, fator que explica a variação do saldo da rubrica "Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido" entre 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

15. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

Em 31 de março de 2015 a Companhia possui o montante de R\$ 333.823, sendo R\$ 330.463 referente a dividendos adicionais propostos e R\$ 3.360 referente a dividendos mínimos obrigatórios, calculado com base no lucro líquido de 2014 e Resultado Abrangente, aprovado em Reunião do Conselho de Administração em 24 de fevereiro de 2015 e em Assembleia Geral Ordinária dos acionistas realizada em 9 de abril de 2015, e serão pagos em 30 de abril de 2015 conforme aviso aos acionistas divulgado em 15 de abril de 2015.

Adicionalmente a Companhia possui o montante de R\$ 5 referente a dividendos a pagar para acionistas minoritários que ainda não apresentaram seus dados cadastrais atualizados.

16. OBRIGAÇÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

	31/03/2015	31/12/2014
Férias e 13º salário a pagar	17.668	19.345
INSS parte da empresa	10.697	9.683
Participação nos lucros e resultados	5.231	18.401
FGTS	2.617	3.341
Retenções do empregado	5.710	3.126
Outros	992	434
Total	42.915	54.330

17. OBRIGAÇÕES DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D) E PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O contrato de concessão estabelece a obrigação da Companhia aplicar 1% da receita operacional líquida em Programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), sendo que



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

parte deve ser recolhida ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e, também ao Ministério de Minas e Energia (MME).

Distribuição do recurso	Percentual de distribuição da ROL	31/03/2015	31/12/2014
Programa de Eficiência Energética	0,50%	27.775	23.810
Pesquisa e Desenvolvimento	0,20%	16.805	16.646
FNDCT	0,20%	797	829
MME	0,10%	398	413
Total		45.775	41.698
Circulante		29.996	26.352
Não circulante		15.779	15.346

18. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

18.1. Planos de Pensão

A Elektro, através da Fundação CESP, mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensão para seus empregados, que têm as seguintes descrições:

PSAP/CESP B: Benefício Suplementar Proporcional Saldado – BSPS, que corresponde aos benefícios assegurados aos empregados vinculados ao plano vigente até 31 de dezembro de 1997, ou seja, antes da implantação do plano misto, calculado proporcionalmente até aquela data. Este plano está fechado para novas adesões.

PSAP/CESP B1: Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão Elektro – PSAP Elektro, iniciado em 1º de janeiro de 1998, sendo um plano misto, cuja meta de benefício é a integralidade do salário na aposentadoria, sendo 70% do salário real de contribuição como Benefício Definido e 30% como Contribuição Definida.

Quando o Plano PSAP/CESP B1 foi criado, a transferência do Plano PSAP/CESP B para PSAP/CESP B1 foi ofertada aos participantes. Aqueles que migraram, adquiriram o direito de receber o benefício saldado (BSPS) proporcional ao tempo que contribuíram para o plano anterior, podendo destinar este recurso como contribuição ao novo plano ou aguardar a elegibilidade ao benefício, sem a acumulação de nenhum outro benefício adicional no futuro.

Na avaliação atuarial dos planos previdenciários, foi adotado o método do crédito unitário projetado. O objetivo deste método é diluir o custo do benefício de cada empregado ao longo do período no qual se estima que este empregado esteja a serviço da Companhia, para então determinar o custo para cada ano de serviço.

O plano apresenta *superávit* atuarial de R\$ 205.874 em 31 de dezembro de 2014. O *superávit* atuarial não é reconhecido contabilmente, pois o reconhecimento do ativo atuarial é permitido, dentre outros critérios, somente se a reserva de contingência estiver reconhecida pelo seu percentual máximo, que é de 25% das reservas matemáticas, de modo a assegurar o equilíbrio financeiro do plano em função da volatilidade destas obrigações. Somente a partir deste limite, o *superávit* poderá vir a ser utilizado pela patrocinadora para abater contribuições futuras ou ser reembolsado à patrocinadora. Para a Elektro, esta relação estava em 14% em 31 de dezembro de 2014, não permitindo, portanto, o reconhecimento contábil de nenhum *superávit* atuarial, conforme demonstrado abaixo:

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço	31/12/2014	31/12/2013
Valor justo dos ativos do plano	894.232	803.985
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	1.100.106	1.026.552
<i>Superávit</i> para planos cobertos	205.874	222.567
Limite de Ativo de Benefício Definido	(205.874)	(222.567)
Ativo atuarial líquido	-	-

Os valores reconhecidos no resultado nos exercícios findos em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014 e no resultado abrangente são os seguintes:



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Componentes da despesa do plano	31/03/2015	31/03/2014
Valores reconhecidos no demonstrativo de resultados do exercício		
Custo do serviço corrente	1.313	1.244
Despesa reconhecida	1.313	1.244

A Elektro também é instituidora de um plano gerador de benefícios livres (PGBL), disponibilizado aos seus empregados não optantes pelo PSAP/Elektro (acima descrito), sob a denominação de Plano A e Plano Modular Empresarial Coletivo (Plano B), ambos planos de contribuição definida.

As contribuições são feitas pelos participantes e pela Elektro, que também é responsável pelo pagamento das despesas administrativas deste plano. Os custos incorridos pela Companhia em 2014 foram de R\$ 120 (R\$ 106 em 2014), tendo sido registradas à conta de despesa com pessoal.

19. PROVISÕES E CONTINGÊNCIAS PASSIVAS

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultantes de eventos passados, para as quais seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. A Companhia, com base nas opiniões da Administração e de seus assessores legais, registrou provisões para riscos fiscais, trabalhistas, cíveis e regulatórios, cuja probabilidade de perda foi classificada como provável.

Provisão para ações judiciais e regulatórias

As provisões registradas refletem as perdas consideradas prováveis com tais demandas, e apresentam os seguintes saldos e movimentações:

	31/12/2014	Ingresso	Atualização	Reversão	Liquidação	31/03/2015
Cíveis e ambientais	124.033	3.470	1.745	(1.269)	(1.924)	126.055
Tributárias	31.925	53	776	(71)	(13)	32.670
Trabalhistas	27.788	2.596	990	(1)	(898)	30.475
Desapropriações e servidões	11.742	2	529	(39)	(17)	12.217
Regulatórias	23.600	959	-	(1.640)	(2.568)	20.351
Total das provisões	219.088	7.080	4.040	(3.020)	(5.420)	221.768

Em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014, as provisões efetuadas pela Companhia são principalmente para a cobertura de eventuais perdas referentes a ações indenizatórias cíveis e ambientais envolvendo objetos de naturezas diversas; causas trabalhistas envolvendo ações movidas por ex-empregados da Elektro (ou de suas contratadas) referentes a diferenças salariais, horas extras e outros; tributárias, envolvendo discussões relativas a exigências fiscais nos âmbitos federal, estadual e municipal; e regulatórias, que estão diretamente relacionadas com indicadores de desempenho da ANEEL e penalidades referentes à contratação do uso do sistema de transmissão (MUST). As desapropriações e servidões estão relacionadas a reclamações de proprietários e ex-proprietários de terrenos utilizados pela Elektro quanto aos valores das indenizações.

Provisões cíveis - Uso da faixa de domínio de rodovias

A Elektro mantém provisão no montante de R\$ 93.940 em 31 de março de 2015 (R\$ 92.673 em 31 de dezembro de 2014) para suportar ações de cobrança movidas por concessionárias de rodovias estaduais. A Companhia é impedida de atuar livremente para a instalação de infraestrutura de distribuição de energia em faixas intermediárias e laterais das rodovias, razão pela qual ajuizou duas ações contra Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo (DER) e concessionárias de rodovias estaduais. Decisões desfavoráveis foram julgadas em diferentes instâncias, motivo pelo qual os assessores jurídicos da Companhia não alteraram o prognóstico de perda da causa.

Provisões Tributárias

Em 5 de dezembro de 2007, a EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ("EPC") - sucedida pela Companhia, impetrou Mandado de Segurança para não pagar PIS e COFINS sobre a receita de juros sobre capital próprio. O processo aguarda julgamento de recurso em virtude de



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

decisão de 1ª instância que lhes foi desfavorável. O valor provisionado em 31 de março de 2015 é de R\$ 31.286 (R\$ 30.586 em 31 de dezembro de 2014).

Outras provisões tributárias envolvem questões relativas à ilegalidade da exigência de tributos federais, estaduais e municipais.

Contingências passivas com avaliação de risco possível

Segue demonstrativo dos processos cujo risco de perda é possível e, portanto, não possuem provisões registradas em 31 de março de 2015:

	31/03/2015	31/12/2014
Tributárias ⁽ⁱ⁾	459.343	444.148
Previdenciárias ⁽ⁱⁱ⁾	85.687	84.726
Cíveis	27.120	26.499
Trabalhistas	15.630	14.863
Ambientais, desapropriação e servidão de passagem	6.291	6.009
	<u>594.071</u>	<u>576.245</u>

- (i) Destacam-se: créditos de ICMS supostamente tomados de forma indevida; diferença na metodologia de cálculo do ICMS nos municípios de Ubatuba, Itanhaém, Dracena e Ouro Verde; ausência de pagamento de ICMS, sob as alegações fazendárias de que teria havido transporte indevido a maior e a menor de valores entre os Livros de Registro de Entrada e de Saídas e o Livro Registro de Apuração do ICMS; suposto creditamento indevido de ICMS sobre bens destinados ao ativo imobilizado; suposto descumprimento de obrigações acessórias; suposto creditamento indevido por meio de escrituração de notas fiscais que geraram estorno de débitos; validação da opção de aplicação de parcela do imposto de renda no FINAM; retenção de IRRF sobre valores pagos a título de JCP; compensação de saldo negativo de IRPJ; ISS sobre compartilhamento de infraestrutura e atividades-meio; e taxas de uso do solo.
- (ii) Refere-se principalmente ao recebimento de notificações e autos de infração, lavrados em 29 de dezembro de 2006, pelo INSS, exigindo contribuições de períodos entre 1998 e 2006 sobre diversas verbas trabalhistas, em especial participações nos lucros e resultados.

Adicionalmente, em março de 2007, o Ministério Público do Trabalho ajuizou Ação Civil Pública em face da Elektro que visa proibir a Companhia de terceirizar suas atividades-fim. O Procurador alegou que trabalhadores que prestam serviços em tais atividades devem ser contratados diretamente pela Elektro e não por empresas contratadas. Já houve decisão de primeira instância desfavorável à Elektro, a qual apelou ao TRT, que confirmou a decisão. Foi apresentado recurso ao TST, todavia este Superior Tribunal manteve a decisão das instâncias anteriores. A Elektro interpôs recurso ao STF sobre a questão e, considerando que o Supremo Tribunal reconhece a repercussão geral da matéria, na opinião dos advogados responsáveis pelo caso e pelos razoáveis argumentos para reversão da decisão, o atual prognóstico de perda do caso permanece possível.

20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014, no montante de R\$ 952.492, tem a seguinte composição acionária:

Acionista	Ordinárias	Preferenciais	Total	Participação
Iberdrola Brasil S.A.	91.855.825	101.279.596	193.135.421	99,68%
Acionistas minoritários	25.147	598.697	623.844	0,32%
Total	<u>91.880.972</u>	<u>101.878.293</u>	<u>193.759.265</u>	<u>100,00%</u>

21. RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia, podendo ser confiavelmente mensurados. A receita é mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

A receita operacional é composta pela receita de fornecimento de energia elétrica (faturada ou não faturada), receita de remuneração do ativo financeiro indenizável, receita de construção e outras receitas relacionadas a outros serviços prestados pela Companhia.

A receita não faturada corresponde à energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, e é calculada em base estimada, até a data do balanço.

A Companhia contabiliza as receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria, sob a modalidade de contratação "custo mais margem" (*cost plus*), na qual a concessionária é reembolsada por custos incorridos, acrescido de percentual sobre tais custos. Entretanto, nas concessões de distribuição no Brasil, não há margem nos serviços de construção. Desta forma, a margem de construção foi estabelecida como sendo igual a zero, considerando que os valores desembolsados na atividade de construção são pleiteados, sem a incidência de qualquer margem, na BRR.

Nota Explicativa	31/03/2015			31/03/2014		
	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$
Receitas operacionais	2.456.424	3.341.356	2.274.738	2.387.543	3.391.798	1.376.922
Fornecimento para consumidores	2.456.424	3.341.356	1.873.912	2.387.543	3.391.798	1.159.747
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	-	-	179.224	-	-	-
Outras receitas	-	-	221.602	-	-	217.175
CCEE	-	-	3.411	-	-	49.899
Receita de uso do sistema de distribuição	-	-	41.551	-	-	32.419
Remuneração do ativo financeiro (WACC)	-	-	22.414	-	-	17.109
Receita de construção	-	-	76.364	-	-	64.890
Outras receitas	-	-	77.862	-	-	52.858
Deduções às receitas operacionais	-	-	(780.029)	-	-	(358.855)
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE	-	-	(254.865)	-	-	(14.699)
ICMS sobre fornecimento	-	-	(336.271)	-	-	(218.476)
COFINS	-	-	(182.809)	-	-	(101.624)
PIS	-	-	(39.708)	-	-	(22.063)
Programa de P&D e eficiência energética	-	-	(13.085)	-	-	(9.684)
Outros	-	-	46.709	-	-	7.691
Total	2.456.424	3.341.356	1.494.709	2.387.543	3.391.798	1.018.067

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

22. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	31/03/2015		31/03/2014	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Supradores de energia	3.829.224	974.476	3.941.093	702.316
Itaipu Binacional (**)	746.418	182.572	757.454	103.085
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	2.383.835	615.786	1.833.627	395.078
Mercado SPOT	361.209	118.858	1.012.871	833.337
(-) Repasse CDE - Cotas	-	-	-	(101.221)
(-) Conta - ACR	-	-	-	(580.076)
Contrato cotas (CCGF e CCEN)	263.131	26.827	263.297	20.670
Geração Distribuída	-	-	3.435	484
PROINFA	74.631	25.470	70.409	26.530
Uso do transporte de energia	-	4.963	-	4.429
Outros custos de energia	-	131.519	-	63.201
ONS - Uso da rede básica	-	77.253	-	51.718
CTEEP- Encargos de conexão	-	6.896	-	6.440
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	42.483	-	15.600
(-) Repasse CDE - ESS	-	-	-	(9.272)
Risco hidrológico	-	4.887	-	(1.285)
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(92.293)	-	(62.392)
Total	3.829.224	1.013.702	3.941.093	703.125

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

(**) Contrato de repasse de energia e tarifa de transporte.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

23. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	2015	2014
Gastos com pessoal	73.285	60.358
Gastos com serviços de terceiros	29.378	26.177
Gastos com materiais	10.587	9.090
Outras despesas operacionais líquidas	49.624	33.949
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	12.319	2.419
Despesas com arrecadação bancária	4.395	4.030
Provisões para ações judiciais e regulatórias	3.743	3.361
Aluguéis e seguros	3.500	3.810
Perda na desativação e alienação de bens líquida	6.372	6.218
Taxas e contribuições	4.996	4.319
Telefonia e telecomunicações	2.374	3.114
Despesas com viagens	2.622	1.864
Outras	9.303	4.814
	<u>162.874</u>	<u>129.574</u>
Custo da operação	104.953	90.391
Despesas gerais e administrativas	20.749	15.131
Outras despesas operacionais	32.088	22.045
Despesas com vendas	5.084	2.007
	<u>162.874</u>	<u>129.574</u>

24. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

	31/03/2015	31/03/2014
Receitas	113.475	37.045
Aplicações financeiras	20.334	8.971
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso	15.926	11.089
Atualizações monetárias e cambiais	5.395	6.353
Atualizações monetárias e cambiais de CVA e outros itens financeiros	64.047	-
Atualização do Ativo Financeiro	7.324	8.135
Outras receitas financeiras	449	2.497
Despesas financeiras	(133.690)	(63.821)
Juros sobre debêntures	(20.635)	(19.383)
Atualizações monetárias e cambiais	(47.195)	(20.880)
Atualizações monetárias e cambiais de CVA e outros itens financeiros	(35.405)	-
Juros sobre empréstimos com terceiros	(22.438)	(7.527)
Outras despesas financeiras	(8.017)	(16.031)
Total	<u>(20.215)</u>	<u>(26.776)</u>

25. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO LÍQUIDO

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Informações Trimestrais e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar.

A Companhia, a partir de Janeiro de 2015, está sujeita as implicações introduzidas pela Lei nº 12.973/14 que extinguiu o Regime Tributário de Transição (RTT). Cumpre consignar que as alterações trazidas pela referida legislação não acarretou impactos nas Informações Trimestrais de 31 de março de 2015.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado:

	2015		2014	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	181.075	181.075	56.429	56.429
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	-	10%	-
	(45.263)	(16.297)	(14.101)	(5.079)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Permanentes - despesas indedutíveis e multas	(2.936)	(967)	(2.005)	(668)
Incentivos fiscais e outros	720	-	804	-
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(47.479)	(17.264)	(15.302)	(5.747)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(29.164)	(10.670)	(32.726)	(12.020)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(18.315)	(6.594)	17.424	6.273
Total	(47.479)	(17.264)	(15.302)	(5.747)

Tributos diferidos

	Balancos patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	31/03/2015	31/12/2014	31/03/2015	31/03/2014
IR e CS sobre outras diferenças temporárias	87.679	99.094	(11.340)	37.673
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	19.901	14.425	5.476	(1.462)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	64.318	62.473	1.845	1.698
Variação cambial / Provisão ganho/perda <i>hedge</i>	6.975	(122)	7.097	-
Provisão perda na desativação de ativos	1.026	12.753	(11.727)	-
Provisão efeito postergação tarifária	10.333	20.016	(9.683)	(7.849)
Reversão dos ativos e passivos regulatórios	-	-	-	43.748
Marcação a mercado swap	-	-	-	2.564
Reversão Fiscal Diferimento	-	-	-	1.060
Contratos de concessão - marcação a mercado	(16.811)	(14.321)	(2.490)	(2.766)
Outras	1.937	3.870	(1.858)	680
Benefício fiscal do ágio incorporado Terraço	82.204	85.165	(2.961)	(3.368)
Benefício fiscal do ágio incorporado - Iberdrola (vide nota 3)	569.230	579.837	(10.607)	(10.607)
Subtotal - impacto no resultado do exercício	739.113	764.096	(24.908)	23.698
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	447	819	(447)	(424)
Plano de pensão	447	819	(447)	(424)
Total	739.560	764.915	(25.355)	23.274

O reconhecimento desses créditos tem como base as projeções de resultados tributáveis futuros da Companhia, as quais foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 24 de fevereiro de 2014.

O benefício fiscal do ágio incorporado está registrado conforme determinado pela ANEEL e Instruções nº 319/99 e nº 349/01 da CVM, sendo que os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais encontram-se em contas específicas de ágio incorporado e provisão, com as correspondentes amortização e reversão. No caso do ágio referente à incorporação da Terraço ocorrida em 1998, a realização desse valor dar-se-á mediante percentuais oficializados em 23 de dezembro de 2003 pela ANEEL, através do Ofício nº 2.182/2003, definidos com base no prazo da concessão e na expectativa de recuperação indicada pelas projeções de resultados tributáveis apresentadas pela Companhia ao órgão regulador naquela época. O ágio referente à incorporação da Iberdrola Energia do Brasil Ltda. será realizado linearmente até o final da concessão, também baseado em premissas de resultado futuro que foram apresentadas e anuídas pela ANEEL.

A expectativa de amortização dos créditos fiscais diferidos e dos benefícios fiscais dos ágios incorporados registrados em 31 de março de 2015 é como segue: R\$ 47.001 em 2015, R\$ 57.947 em 2016, R\$ 57.698 em 2017 e R\$ 576.914 de 2018 a 2028.

Os valores efetivos do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido a pagar e a recuperação dos respectivos saldos diferidos decorrem da apuração de resultados tributáveis, da



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

expectativa de realização das diferenças temporárias e outras variáveis. Portanto, essa expectativa não deve ser considerada como um indicativo de projeção de lucros futuros da Companhia. Adicionalmente, essas projeções estão baseadas em uma série de premissas que podem apresentar variações em relação aos valores reais.

26. PARTES RELACIONADAS

26.1 Partes relacionadas

A Companhia tem como controlador a Iberdrola Brasil S.A.. Foram considerados como partes relacionadas o acionista controlador e entidades sob o controle comum e coligadas que de alguma forma exerçam influências sobre a Companhia.

As transações da Companhia relativas a operações com partes relacionadas, estão apresentadas a seguir:

Compra de energia: A Companhia adquire energia de partes relacionadas através de leilões regulados para fins de revenda ao consumidor, conforme regras estabelecidas pelo setor, com preços regulados e aprovados pela ANEEL que somam o montante registrado em custos de energia para o período findo em 31 de março de 2015 de R\$ 1.606 (R\$ 1.566 em 31 de dezembro de 2014). A Companhia também realiza a compra de energia elétrica no mercado livre para consumo próprio no prédio da Sede, junto a Elektro Comercializadora de Energia Ltda., através de contrato de compra de energia elétrica firmado em 16 de dezembro de 2013 com suprimento de energia no período de 1º de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2015, para o período findo em 31 de março de 2015 as despesas totalizam R\$ 250 (R\$ 341 para o mesmo período de 2014).

Serviços Administrativos: Refere-se a valores com serviços, compartilhamento de infraestrutura e sublocação de salas, junto a Elektro Comercializadora de Energia Ltda., que são calculados com base na estimativa de custos das atividades desenvolvidas pela Companhia. O contrato de sublocação é reajustado pelo IGP-M a cada 12 meses e foi firmado por tempo indeterminado, a partir de 1º de abril de 2004, o total de receita para o período findo em 31 de março de 2015 é de R\$ 84 (R\$ 81 para o mesmo período 2014). A Companhia possui também contrato de prestação de serviços corporativos junto a Iberdrola Brasil S.A. que foi assinado em 1º de outubro de 2012 e possui vigência de 4 anos, sendo o montante registrado como despesa no período de 31 de março de 2015 de R\$ 250 (R\$ 294 para o mesmo período de 2014). Em 1º de agosto de 2014 a Companhia firmou contrato para início de prestação de serviços, referente a operação logística e transporte de materiais junto a coligada Amara Brasil Ltda., com vigência de 4 anos, o valor registrado como despesa para o período findo em 31 de março de 2015 foi de R\$ 1.332.

26.2 Remuneração da administração:

A remuneração total da Administração da Companhia no período findo em 31 de março de 2015, registrada na rubrica de gastos com pessoal, foi de R\$ 3.316 (R\$ 1.917 para o mesmo período de 2014), sendo que esse valor está relacionado a remunerações fixa e variável de R\$ 2.089 (R\$ 1.499 em 2014) e encargos sociais e benefícios, inclusive pós-emprego, no valor de R\$ 1.227 (R\$ 418 em 2014). Além desses montantes, destacam-se, ainda, benefícios adquiridos por estes administradores referentes ao Plano de Incentivo de Longo Prazo concedido pela Elektro no montante de R\$ 9.583 no período findo em 31 de março de 2015.

Adicionalmente, a Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação CESP e oferecido aos seus empregados, inclusive administradores (vide nota 19.1).

27. SEGUROS

A Companhia mantém as seguintes coberturas de seguros, compatíveis com os riscos das atividades desenvolvidas, que são julgadas suficientes pela Administração para salvaguardar os ativos e negócios da Companhia de eventuais sinistros.

A vigência das apólices de Riscos operacionais e multirisco (Propriedade) e Responsabilidade civil com terceiros compreende o período de 31 de maio de 2014 a 31 de maio de 2015, e da apólice de Responsabilidade civil de administradores compreende o período de 1º de junho de 2014 a 1º de junho de 2015.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Riscos	Importância segurada	Cobertura da apólice
Riscos operacionais e multirisco	1.050.137	Danos materiais aos ativos da Companhia, exceto para as linhas de transmissão e distribuição
Responsabilidade civil terceiros	44.000	Danos materiais, corporais e morais causados a terceiros, incluindo aqueles causados por empregados próprios e contratados
Responsabilidade civil administradores	26.250	Cobertura padrão praticada pelo mercado segurador

28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

A seguir encontra-se a descrição dos principais ativos e passivos financeiros da Companhia, seus critérios de avaliação e valorização para fins de registro nas Informações Trimestrais, bem como o nível hierárquico para mensuração do valor de mercado apresentado.

Ativo indenizável (concessão): vide nota 11.1. Nível hierárquico 2.

Empréstimos e financiamentos: Estão avaliados e registrados segundo parâmetros estabelecidos em contrato, sendo que o valor de mercado desses passivos, calculado somente para fins de demonstração, foi projetado com base no fluxo de caixa descontado, utilizando taxas disponíveis no mercado para operações semelhantes na data das Informações Trimestrais. Para contratos vinculados a projetos específicos do setor, obtidos junto à Eletrobrás, os valores de mercado são considerados idênticos aos saldos contábeis, uma vez que não existem instrumentos similares disponíveis, com vencimentos e taxas de juros comparáveis. Os empréstimos e financiamentos foram mensurados e contabilizados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetivos. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa de juros efetivos. O valor contábil é o que melhor representa a posição patrimonial e financeira da Companhia com relação a esses instrumentos, portanto, o valor de mercado para esses passivos é somente informativo. Nível hierárquico 2.

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e derivativos: A Companhia possui empréstimo em moeda estrangeira, conforme divulgado na nota 12.

Os empréstimos contratados em moeda estrangeira foram considerados como itens objeto de *hedge* (*hedge accounting*), e contabilizados pelos seus valores justos, com vistas à proteção do risco de variação cambial. Os valores justos são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as condições contratadas e descontando esse fluxo por taxas estimadas de mercado. Os derivativos a elas vinculados, por sua vez, foram considerados instrumentos de *hedge*. Nível hierárquico 2.

Debêntures: Estão avaliadas e registradas pelo método do custo amortizado, seguindo os termos das respectivas escrituras de emissão, representando o valor captado líquido dos respectivos custos da emissão, atualizado pelos juros efetivos da operação e os pagamentos realizados no período. O valor de mercado das debêntures da 5ª e 6ª Emissão, conforme quadro abaixo, é calculado segundo metodologia de fluxo de caixa descontado, com base na taxa de juros da 6ª Emissão de debêntures da Elektro definida no processo de *bookbuilding*, utilizada como melhor estimativa para essas operações. As debêntures foram classificadas como “passivos financeiros não mensurados ao valor justo” e o valor de mercado demonstrado é informativo. Para a 6ª Emissão de Debêntures, como não temos acesso às taxas negociadas, o valor de mercado é o mesmo registrado no processo de *bookbuilding* (valor contábil). Nível hierárquico 2.

Demais ativos e passivos financeiros: Para equivalentes de caixa foi atribuído nível hierárquico 1 e para os demais ativos e passivos, foi atribuído nível hierárquico 2. Seguem abaixo os valores contábeis e de mercado dos principais instrumentos financeiros da Companhia e sua classificação:



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

	31/03/2015			
	Valor contábil	Valor de mercado	Avaliação	Classificação
Ativo				
Caixa e equivalentes de caixa	1.055.416	1.055.416	Valor justo	Mantido para negociação
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	968.429	968.429	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	740.344	740.344	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Caução de fundos e depósitos vinculados	23.298	23.298	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Ativo indenizável (concessão)	825.645	825.645	Valor justo	Disponível para venda
Total ativo	3.613.132	3.613.132		
Passivo				
Fornecedores e supridores de energia elétrica	(706.306)	(706.306)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional*	(488.115)	(424.027)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	(1.313.490)	(1.313.490)	Valor justo	Objeto de Hedge
Operações de swap	295.502	295.502	Valor justo	Instrumento de Hedge
Debêntures*	(1.067.028)	(1.019.162)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Arrendamento mercantil	(18.077)	(18.077)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	(282.785)	(282.785)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Total passivo	(3.580.299)	(3.468.345)		

* Valor de mercado demonstrado é informativo.

Política de utilização de instrumentos financeiros derivativos

De acordo com a política da Elektro, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger a Companhia de eventuais exposições a moedas ou taxas de juros. Como atualmente não há risco cambial em suas operações, excetuando-se a contratação do empréstimo em moeda estrangeira, como já destacado acima, e a Elektro mantém o equilíbrio das taxas de juros entre ativo (caixa) e passivo (dívida) de forma natural, a utilização deste tipo de instrumento acaba sendo pontual e não com caráter usual.

Nas atividades da Companhia, é considerado risco relevante, apenas a exposição cambial, relacionada às variações cambiais derivadas dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, que são atrelados ao dólar norte-americano. Essas variações cambiais passaram a ter seus efeitos neutralizados no resultado financeiro da Companhia, a partir do reconhecimento dos valores a receber de parcela A e outros itens financeiros e sempre foram repassados à tarifa, tendo efeitos temporários sobre o caixa (vide Nota 7).

Seguem os principais fatores de risco que afetam os negócios da Companhia:

Variação das taxas de juros

A Companhia realizou uma análise em seus instrumentos financeiros, com objetivo de mensurar os impactos decorrentes de mudanças em variáveis de mercado.

A Administração da Companhia considera como cenário mais provável para a realização nos próximos 12 meses dos indicadores projetados abaixo as expectativas divulgadas no Relatório Focus do Banco Central. O impacto no resultado financeiro líquido foi analisado em três cenários de variação de índices CDI, IGP-M, IPCA e TJLP, sendo: (i) variação dos índices projetados para 2015, de acordo com dados do Relatório Focus, disponibilizado em 02 de abril de 2015: 12,56%, 5,85% e 6,11% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a variação da TJLP de 6,0% divulgada pelo Conselho Monetário Nacional, (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25% e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.

Instrumentos	Exposição	Risco	Cenário Provável	Elevação do índice em 25%	Elevação do índice em 50%
Aplicações Financeiras	1.060.649	Variação CDI	133.164	166.456	199.747
Debêntures - 5ª Emissão 1ª Série	(81.175)	Variação CDI	(10.192)	(12.739)	(15.287)
Empréstimo ⁽¹⁾	(1.017.988)	Variação CDI	(127.959)	(159.949)	(191.939)
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	(221.436)	Variação CDI	(27.801)	(34.752)	(41.702)
	(259.950)		(32.788)	(40.984)	(49.181)
Ativo Indenizável ⁽²⁾	825.645	Variação IGP-M	48.300	60.375	72.450
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(237.431)	Variação IPCA	(14.507)	(18.134)	(21.761)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(122.648)	Variação IPCA	(7.494)	(9.367)	(11.241)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(405.580)	Variação IPCA	(24.781)	(30.976)	(37.171)
Financiamentos - Finep 5º Ciclo	(7.773)	Variação TJLP	(475)	(594)	(712)
Financiamentos - BNDES	(365.242)	Variação TJLP	(22.316)	(27.895)	(33.475)
Redução (aumento)			(54.061)	(67.575)	(81.091)

⁽¹⁾ A operação foi originalmente contratada em dólares norte-americanos, porém a Companhia possui uma operação de swap conjunta com o objetivo de neutralizar o risco derivado da variação cambial. Desta forma, a operação passa a ser indexada apenas ao CDI, motivo pelo qual o mesmo é apresentado nesta análise.



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

⁽²⁾ Após análises frente ao cenário econômico e ao lastro do novo valor de reposição dos bens vinculados da concessão, a Sociedade levou em consideração para o cálculo de sensibilidade o custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório e variação do IGP-M.

Risco de Inadimplência

A Companhia reconhece como inadimplência qualquer conta em atraso a partir de um dia após a data do seu vencimento. Em 31 de março de 2015, o saldo do contas a receber venceu apresentou aumento de R\$ 63.403 quando comparado com 31 de dezembro de 2014. O índice de inadimplência no encerramento do período foi de 5% (4,1% em 31 de dezembro de 2014).

Para recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de: (i) programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a garantias; (ii) negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito; (iii) corte do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente; (iv) contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso e (v) cobrança judicial.

Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas através de Audiência Pública e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do setor.

Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, poderá a Elektro justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas.

Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos e financiamentos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

Risco de mercado

Considerando as condições estabelecidas pelo atual marco regulatório para a contratação de energia pelas distribuidoras, principalmente por meio de leilões regulados pela ANEEL, a Elektro participou ativamente de todos os mecanismos de compra de energia previstos na regulação para a contratação de sua necessidade de energia para 2014. Ainda assim, a Elektro apresentou uma insuficiência contratual média anual de 9,3% em 2014.

Além disso, para suprir o mercado de 2015 e os próximos anos, parte do volume necessário já foi adquirido em leilões ocorridos em anos anteriores, assim como nos leilões realizados em 2014 e 2015: (i) 19º Leilão de Energia Nova A-3, ocorrido em 6 de junho de 2014, com a aquisição de 5,77 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2017; (ii) 20º Leilão de Energia Nova A-5, ocorrido em 28 de novembro de 2014, com a aquisição de 119,98 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2019; (iii) 14º Leilão de Energia Existente A-1 ocorrido em 05 de dezembro de 2014, com a aquisição de 27,96 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2015; (iv) para suprir parte do mercado de 2015, ocorreu em 15 de janeiro de 2015 o 18º Leilão de Ajuste com a aquisição de 51,3 MWmed, sendo: 4,5 MWmed com período de suprimento de 01 de janeiro a 31 de março de 2015 e 46,7 MWmed com período de suprimento de 01 de janeiro a 30 de junho de 2015; (v) alocação de novas cotas de garantia física a partir de 2015 devido ao fim da vigência dos contratos de geração principalmente a partir de julho de 2015.

Como resultado a Elektro apresentou uma insuficiência contratual no primeiro trimestre de 2015 de 9,4%. Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

De 2016 em diante, o restante deverá ser contratado através de leilões específicos a serem realizados em 2015 e próximos anos, conforme previsto na legislação vigente ou através de outros mecanismos de compra de energia disponíveis.

Risco de interrupção no fornecimento de energia elétrica

A Elektro, com o intuito de minimizar os efeitos provocados por eventual descontinuidade do fornecimento de energia elétrica para seus clientes, atribuídos a eventos não previsíveis, e que



Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

atingem sua infraestrutura de sistemas elétricos, atua de forma intensa para reduzir o número de unidades consumidoras afetadas e também diminuir a frequência e o tempo dessas interrupções.

Dentre as ações executadas para diminuir a frequência e o tempo das interrupções, destaca-se a disponibilidade de três subestações móveis próprias que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Acrescente-se o investimento na digitalização de 108 subestações (SE), a automação do comando de 1.139 equipamentos em redes de distribuição utilizando comunicação com tecnologia GSM que dispensa o deslocamento de equipes para a execução das tarefas, bem como a implantação de 115 sistemas de auto restabelecimento '*Self Healings*', que transferem de forma automática trechos desenergizados para fontes alternativas evitando desligamentos de longa duração. Esses sistemas beneficiam atualmente 80 municípios e 310.000 consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 20 mil km de rede por ano, bem como realiza investimentos de melhoria, expansão e modernização como a modernização de 458 disjuntores e a instalação de 2,2 mil km de redes compactas com cabos protegidos, nos últimos 9 anos.

Risco de racionamento

A Elektro, por ser uma empresa distribuidora, depende diretamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas empresas de geração para atender seus consumidores. A matriz energética brasileira é composta principalmente por hidrelétricas, o que implica em uma forte dependência do volume de chuva incidente nos reservatórios e sua capacidade de armazenamento. Devido a baixa afluência ocorrida ao longo de 2014, inclusive no período chuvoso (a ENA – Energia Natural Afluente – de dezembro/14 realizou em 84% da média histórica), os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste fecharam o último ano com um baixo índice de volume armazenado (aproximadamente 19,3% da capacidade). Até o fim de março, houve uma recuperação do nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste para 28,5% da capacidade. A Companhia espera que seu equilíbrio econômico financeiro seja mantido, mesmo em um cenário de eventuais medidas de redução, racionalização de consumo ou fornecimento de energia.

Adicionalmente, estão em vigor campanhas de racionalização do consumo de energia promovidas pelo governo e foi publicada em 10 de março a Portaria MME nº44, que determina que as distribuidoras devem realizar Chamada Pública para incentivo à geração própria de unidades consumidoras, visando contribuir com a segurança de suprimento de energia no curto prazo. Para os contratos que forem firmados através da Chamada Pública em questão, o período de suprimento é até 18 de dezembro de 2015. Importante destacar que o incentivo ao aumento do montante de geração própria não deve alterar o mercado faturado nas distribuidoras, mitigando assim possíveis impactos no caixa das empresas.

Índices financeiros

Os principais indexadores dos ativos e passivos financeiros apresentaram as seguintes cotações / variações acumuladas:

Índices	Variação % acumulada nos períodos	
	31/03/2015	31/03/2014
Taxa de câmbio R\$/US\$ ⁽¹⁾	3,2080	2,2630
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	-20,77%	3,40%
IGP-M	2,02%	2,55%
IPCA	3,83%	2,17%
TJLP	1,38%	1,26%
Selic	2,82%	2,42%
CDI	2,81%	2,39%

(1) Cotação em 31 de março de 2015.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



DIRETORIA

MARCIO HENRIQUE FERNANDES

DIRETOR PRESIDENTE

SIMONE BORSATO SIMÃO

DIRETORA EXECUTIVA DE CONTROLADORIA, FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM
INVESTIDORES

ANDRÉ AUGUSTO TELLES MOREIRA
DIRETOR EXECUTIVO DE OPERAÇÕES

CRISTIANE DA COSTA FERNANDES
DIRETORA EXECUTIVA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS E INSTITUCIONAIS

JOÃO GILBERTO MAZZON
DIRETOR EXECUTIVO COMERCIAL E SUPRIMENTO DE ENERGIA

JESSICA DE CAMARGO REAOCH
DIRETORA EXECUTIVA JURÍDICA

TALITA MENDES MASSON
GERENTE EXECUTIVA DE CONTROLADORIA

WEDSON ROMERO PERES
CONTADOR
CRC 1SP222804/O-9

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EM 31 DE MARÇO DE 2015

PRESIDENTE

FRANCISCO JAVIER VILLALBA SANCHEZ

CONSELHEIROS

EDUARDO CAPELASTEGUI SAIZ

MARIO JOSÉ RUIZ-TAGLE LARRAIN

FERNANDO ARRONTE VILLEGAS

JUSTO GARZON ORTEGA

JUAN MANUEL EGUIAGARY UCELAY

LUIZ CARLOS SILVA

Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais

PROJEÇÕES DIVULGADAS EM 2014 E CONFRONTO COM OS RESULTADOS REALIZADOS NO 1º TRIMESTRE DE 2015

1. Investimentos

Os valores de investimentos previstos são destinados à expansão, melhorias e preservação do sistema elétrico e suporte operacional. Tais investimentos visam à contínua melhoria do desempenho operacional da Companhia, suportados pelas premissas de qualidade, produtividade e segurança, e estão dentro do nível histórico de investimentos realizados pela Companhia. A atual projeção considera investimentos líquidos de despesas de pessoal capitalizadas e exclui investimentos realizados com recursos de terceiros.

Em relação ao acumulado de janeiro a março de 2015, observou-se o valor realizado de R\$ 55,7 milhões, próximo ao que estava projetado para o período. Para os anos de 2015 e 2016 as projeções divulgadas de R\$ 249,0 milhões e R\$ 260,0 milhões foram revisadas de acordo com o quadro abaixo:

<i>R\$ Milhões</i>	Plano 2014-2018	Plano 2015-2019	Plano 2014-2018	Plano 2015-2019
Capex por Categoria (sem capitalização)	2015		2016	
Expansão (Novas ligações, obras de subestações e linhas de transmissão e Programas de Universalização)	141,0	149,1	152,8	183,5
Preservação do Negócio	45,6	42,2	42,7	36,3
Melhorias e atualizações tecnológicas	14,1	13,6	14,1	20,8
Suporte Operacional (Programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e Frota)	32,0	44,0	33,2	38,6
Outros (Varejo)	3,3	2,8	3,5	2,9
Obras de Transmissão no âmbito da distribuidora		3,9		22,6
Capitalização	30,3	22,7	32,0	24,1
Obrigações Especiais	(17,3)	(17,3)	(18,3)	(18,4)
Total (líquido de despesas de pessoal capitalizadas)*	249,0	260,9	260,0	310,4

Os investimentos realizados no primeiro trimestre de 2015 foram superiores aos de 2014 principalmente pelo aumento de novas ligações e à expansão de subestações.

2. Despesas Operacionais, Gerais e Administrativas

Os valores de despesas da Companhia previstos referem-se aos gastos operacionais com pessoal, material, serviços de terceiros e outros, não incluídos nesses valores as provisões. Esses valores consideram premissas de inflação média de 6 % a.a. e a manutenção da busca contínua de melhoria e esforços para redução dos custos operacionais adotadas desde 2012 pela Companhia.

No acumulado de janeiro a março de 2015 observou-se que o valor realizado foi de R\$ 125,5 milhões, um desvio a maior de 3,8% em relação ao valor projetado, correspondendo a um montante de R\$ 4,6 milhões acima do projetado para o ano, variação relacionada principalmente às despesas com materiais (operações) e frota. Para os anos de 2015 e 2016 as projeções divulgadas de R\$ 471,0 milhões e R\$ 495,0 milhões também estão mantidas.

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.
Campinas – SP

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21(R1) – Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 – Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board – IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais – ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 – Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 – Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e o IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais – ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2015, preparada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais – ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de acordo com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Campinas (SP), 22 de abril de 2015

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC 2SP015199/O-6

Luís Alexandre Marini
Contador CRC 1SP182975/O-5

Adilvo França Júnior
Contador CRC 1BA021419/O-4-S-SP