

# 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	8

## Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2015 à 30/09/2015	9
DMPL - 01/01/2014 à 30/09/2014	10
Demonstração do Valor Adicionado	11
Comentário do Desempenho	12
Notas Explicativas	33
Comentário Sobre o Comportamento das Projeções Empresariais	59

## Pareceres e Declarações

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

**Dados da Empresa / Composição do Capital**

<b>Número de Ações (Unidades)</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2015</b>
<b>Do Capital Integralizado</b>	
<b>Ordinárias</b>	91.880.972
<b>Preferenciais</b>	101.878.293
<b>Total</b>	193.759.265
<b>Em Tesouraria</b>	
<b>Ordinárias</b>	0
<b>Preferenciais</b>	0
<b>Total</b>	0

**Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro**

<b>Evento</b>	<b>Aprovação</b>	<b>Provento</b>	<b>Início Pagamento</b>	<b>Espécie de Ação</b>	<b>Classe de Ação</b>	<b>Provento por Ação (Reais / Ação)</b>
Assembléia Geral Ordinária	09/04/2015	Dividendo		Ordinária		1,63681
Assembléia Geral Ordinária	09/04/2015	Dividendo		Preferencial		1,80050
Reunião do Conselho de Administração	16/07/2015	Dividendo		Preferencial		0,99524
Reunião do Conselho de Administração	16/07/2015	Dividendo		Ordinária		0,90476

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2015</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2014</b>
1	Ativo Total	6.403.585	5.801.992
1.01	Ativo Circulante	2.483.782	2.044.225
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	702.600	578.648
1.01.03	Contas a Receber	1.651.937	1.243.560
1.01.03.01	Clientes	1.045.907	740.544
1.01.03.01.01	Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	1.111.913	782.980
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-66.006	-42.436
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	606.030	503.016
1.01.03.02.01	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	606.030	503.016
1.01.06	Tributos a Recuperar	54.793	40.579
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	54.793	40.579
1.01.06.01.01	Tributos a compensar	54.793	40.579
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	74.452	181.438
1.01.08.03	Outros	74.452	181.438
1.01.08.03.01	Caução de fundos e depósitos vinculados	8.029	7.776
1.01.08.03.04	Outros créditos	66.423	173.662
1.02	Ativo Não Circulante	3.919.803	3.757.767
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.208.835	2.012.681
1.02.01.03	Contas a Receber	397.151	312.043
1.02.01.03.01	Clientes	17.093	28.024
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	380.058	284.019
1.02.01.06	Tributos Diferidos	717.759	764.915
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	717.759	764.915
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	1.093.925	935.723
1.02.01.09.05	Tributos a compensar	81.362	80.770
1.02.01.09.06	Caução de fundos e depósitos vinculados	6.353	10.471
1.02.01.09.07	Depósitos judiciais	109.641	102.081
1.02.01.09.08	Ativo Indenizável (concessão)	854.438	700.242
1.02.01.09.09	Outros créditos	42.131	42.159
1.02.03	Imobilizado	14.475	17.939
1.02.03.02	Imobilizado Arrendado	14.475	17.939
1.02.04	Intangível	1.696.493	1.727.147
1.02.04.01	Intangíveis	1.696.493	1.727.147
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.696.493	1.727.147

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2015</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2014</b>
2	Passivo Total	6.403.585	5.801.992
2.01	Passivo Circulante	1.820.870	1.052.387
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	52.683	54.330
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	52.683	54.330
2.01.02	Fornecedores	567.040	488.071
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	481.060	449.838
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	85.980	38.233
2.01.03	Obrigações Fiscais	169.444	124.072
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	33.663	28.897
2.01.03.01.02	Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	27.706	23.742
2.01.03.01.03	Programa de integração social - PIS	5.957	5.155
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	134.748	93.807
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	1.033	1.368
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	494.862	130.753
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	257.107	65.459
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	87.114	58.146
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	169.993	7.313
2.01.04.02	Debêntures	237.755	65.294
2.01.05	Outras Obrigações	536.841	255.161
2.01.05.02	Outros	536.841	255.161
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	122.820	3.365
2.01.05.02.04	Encargos do consumidor	163.156	7.307
2.01.05.02.07	Obrigações P&D e eficiência energética	39.843	26.352
2.01.05.02.09	Outros passivos	47.407	46.392
2.01.05.02.10	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	163.615	171.745
2.02	Passivo Não Circulante	2.607.033	2.529.346
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	2.090.497	2.065.098
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	1.295.177	1.092.596
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	393.984	411.809
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	901.193	680.787
2.02.01.02	Debêntures	795.320	972.502
2.02.02	Outras Obrigações	286.990	245.160
2.02.02.02	Outros	286.990	245.160
2.02.02.02.04	Obrigações P&D e eficiência energética	16.816	15.346
2.02.02.02.06	Outros passivos	15.018	14.243
2.02.02.02.07	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	255.156	215.571
2.02.04	Provisões	229.546	219.088
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	229.546	219.088
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	34.451	31.925
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	33.165	27.788
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	129.232	124.033
2.02.04.01.05	Desapropriações e servidões	9.042	11.742
2.02.04.01.06	Regulatórias	23.656	23.600
2.03	Patrimônio Líquido	1.975.682	2.220.259
2.03.01	Capital Social Realizado	952.492	952.492

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2015</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2014</b>
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	171.422	501.885
2.03.04.01	Reserva Legal	171.422	171.422
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	330.463
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	85.886	0

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 01/07/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2014 à 30/09/2014</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/09/2014</b>
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.208.006	4.093.576	1.017.039	3.010.345
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.023.336	-3.473.314	-956.195	-2.802.926
3.02.01	Energia comprada para revenda	-818.374	-2.830.226	-738.641	-2.185.075
3.02.02	Custos operacionais	-96.509	-308.896	-96.640	-291.929
3.02.03	Depreciações e Amortizações	-1.040	-3.125	-926	-2.036
3.02.04	Amortização de Ativo Intangível	-38.346	-117.542	-37.264	-110.431
3.02.05	Custo de construção	-69.067	-213.525	-82.724	-213.455
3.03	Resultado Bruto	184.670	620.262	60.844	207.419
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-60.523	-165.108	-39.033	-114.505
3.04.01	Despesas com Vendas	-5.913	-16.315	-5.059	-11.504
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-17.038	-56.557	-20.407	-53.320
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-37.572	-92.236	-13.567	-49.681
3.04.05.01	Outras despesas operacionais líquidas	-37.572	-92.236	-13.567	-49.681
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	124.147	455.154	21.811	92.914
3.06	Resultado Financeiro	5.602	-39.522	-32.349	-83.673
3.06.01	Receitas Financeiras	132.347	278.565	32.403	96.711
3.06.02	Despesas Financeiras	-126.745	-318.087	-64.752	-180.384
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	129.749	415.632	-10.538	9.241
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-44.728	-147.820	691	-8.043
3.08.01	Corrente	-24.150	-102.003	-36.991	-115.127
3.08.02	Diferido	-20.578	-45.817	37.682	107.084
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	85.021	267.812	-9.847	1.198
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	85.021	267.812	-9.847	1.198
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	PN	0,45857	1,44446	-0,05311	0,00646
3.99.01.02	ON	0,41688	1,31314	-0,04828	0,00587

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 01/07/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2014 à 30/09/2014</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/09/2014</b>
4.01	Lucro Líquido do Período	85.021	267.812	-9.847	1.198
4.02	Outros Resultados Abrangentes	865	2.598	820	2.463
4.02.05	Efeito do limite do ativo de benefício definido	1.310	3.937	1.244	3.733
4.02.06	Tributo diferido sobre ajustes atuariais	-445	-1.339	-424	-1.270
4.03	Resultado Abrangente do Período	85.886	270.410	-9.027	3.661

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/09/2014</b>
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	385.161	-84.624
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	765.174	247.614
6.01.01.01	Lucro líquido do período	267.812	1.198
6.01.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	50.893	25.296
6.01.01.03	Juros e variações monetárias e cambiais	253.087	156.109
6.01.01.04	Depreciações e amortizações	120.667	112.467
6.01.01.05	Perda na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis	10.124	10.255
6.01.01.06	Plano de pensão	3.938	3.733
6.01.01.08	Provisão para ações judiciais e regulatórias	25.867	20.621
6.01.01.09	Tributos diferidos	45.817	-107.086
6.01.01.10	Marcação a mercado - ativo financeiro	-52.139	-4.884
6.01.01.11	Programa de P&D e eficiência energética	34.943	28.383
6.01.01.12	Pagamentos baseados em ações	4.165	1.522
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-380.013	-332.238
6.01.02.01	Contas a receber	-345.325	-52.423
6.01.02.03	Tributos a compensar	-14.806	-959
6.01.02.04	Contas a receber CDE - Decreto nº 8.221/2014	0	-47.795
6.01.02.05	Outros créditos	95.711	-59.787
6.01.02.06	Juros pagos (empréstimos, debêntures e arrend. mercantil)	-184.108	-119.645
6.01.02.07	Fornecedores e supridores de energia elétrica e encargos do consumidor	234.818	-38.310
6.01.02.08	Tributos a recolher	-53.731	-97.803
6.01.02.09	Imposto de renda e contribuição social pagos	99.103	120.861
6.01.02.10	Provisão para ações judiciais e regulatórias	-15.409	-5.097
6.01.02.11	Plano especial de aposentadoria	0	-2.926
6.01.02.12	Programa de P&D e eficiência energética	-23.924	-29.071
6.01.02.13	Outros passivos	-4.744	717
6.01.02.14	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	-199.053	0
6.01.02.15	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	31.455	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-194.025	-195.118
6.02.01	Adições ao ativo intangível, ativo indenizável e o imobilizado	-213.524	-213.454
6.02.02	Valor pago na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	14.336	11.373
6.02.04	Caução de fundos e depósitos vinculados	5.163	6.963
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-67.184	513.253
6.03.01	Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	-395.535	0
6.03.02	Amortização de empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil (principal)	-82.251	-83.752
6.03.04	Captação de empréstimos	410.602	597.005
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	123.952	233.511
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	578.648	467.630
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	702.600	701.141

**DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 30/09/2015****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Capital Social Integralizado</b>	<b>Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria</b>	<b>Reservas de Lucro</b>	<b>Lucros ou Prejuízos Acumulados</b>	<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>Patrimônio Líquido</b>
5.01	Saldos Iniciais	952.492	765.882	501.885	0	0	2.220.259
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	952.492	765.882	501.885	0	0	2.220.259
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	270.410	0	270.410
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	267.812	0	267.812
5.05.03	Reclassificações para o Resultado	0	0	0	2.598	0	2.598
5.05.03.02	Ganhos e perdas atuariais, líquidos	0	0	0	0	2.598	2.598
5.05.03.03	Reclassificação requerida parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	0	0	0	2.598	-2.598	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-330.463	-184.524	0	-514.987
5.06.04	Dividendos Propostos	0	0	-330.463	0	0	-330.463
5.06.05	Dividendos intermediários	0	0	0	-184.524	0	-184.524
5.07	Saldos Finais	952.492	765.882	171.422	85.886	0	1.975.682

**DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 30/09/2014****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Capital Social Integralizado</b>	<b>Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria</b>	<b>Reservas de Lucro</b>	<b>Lucros ou Prejuízos Acumulados</b>	<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>Patrimônio Líquido</b>
5.01	Saldos Iniciais	952.492	765.882	334.381	0	0	2.052.755
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	952.492	765.882	334.381	0	0	2.052.755
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	3.661	0	3.661
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.198	0	1.198
5.05.03	Reclassificações para o Resultado	0	0	0	2.463	0	2.463
5.05.03.02	Ganhos e perdas atuariais, líquidos	0	0	0	0	2.463	2.463
5.05.03.03	Reclassificação requerida parágrafo 120 do CPC 33 (R1)	0	0	0	2.463	-2.463	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-162.959	0	0	-162.959
5.06.04	Dividendos propostos	0	0	-162.959	0	0	-162.959
5.07	Saldos Finais	952.492	765.882	171.422	3.661	0	1.893.457

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/09/2015</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/09/2014</b>
7.01	Receitas	6.891.418	4.138.455
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	6.196.544	3.935.738
7.01.02	Outras Receitas	694.874	202.717
7.01.02.01	Receita de construção	213.525	213.455
7.01.02.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida	-42.156	-13.688
7.01.02.03	Outras receitas	5.036	2.950
7.01.02.04	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	518.469	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-3.582.872	-2.818.154
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-3.236.786	-2.497.713
7.02.04	Outros	-346.086	-320.441
7.02.04.01	Custo de construção	-213.525	-213.455
7.02.04.02	Outros custos operacionais	-132.561	-106.986
7.03	Valor Adicionado Bruto	3.308.546	1.320.301
7.04	Retenções	-120.667	-112.467
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-120.667	-112.467
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	3.187.879	1.207.834
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	278.565	96.711
7.06.02	Receitas Financeiras	278.565	96.711
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	3.466.444	1.304.545
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	3.466.444	1.304.545
7.08.01	Pessoal	182.538	166.609
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.482.082	899.743
7.08.02.01	Federais	423.356	256.022
7.08.02.02	Estaduais	1.058.406	643.504
7.08.02.03	Municipais	320	217
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	1.534.012	236.995
7.08.03.03	Outras	1.534.012	236.995
7.08.03.03.01	Encargos setoriais e outros	1.216.152	56.681
7.08.03.03.02	Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais	317.860	180.314
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	267.812	1.198
7.08.04.02	Dividendos	184.524	0
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	83.288	1.198

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015



## RESULTADOS E DESEMPENHO EM 30 DE SETEMBRO DE 2015

Resultados Econômico-Financeiros (R\$ milhões) <sup>(1)</sup>	30/09/2015	30/09/2014	Variação <sup>(1)</sup>	Variação %
Receita Bruta	6.928,5	4.149,2	2.779,3	67,0%
Receita Líquida	4.093,6	3.010,3	1.083,2	36,0%
EBITDA	575,8	205,4	370,4	180,4%
Margem EBITDA	14,1%	6,8%	7,2p.p.	106,2%
Lucro Líquido	267,8	1,2	266,6	>1000%
Dívida Líquida	1.878,5	1.473,3	405,2	27,5%
Investimentos	189,6	217,0	-27,4	-12,6%
Volume de fornecimento (GWh)	9.349,2	9.600,8	-251,6	-2,6%
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	12.021,8	12.548,1	-526,4	-4,2%

Outros Resultados	set/15	set/14	Variação	Variação %
Clientes (milhares)	2.486,7	2.421,1	65,6	2,7%
DEC anualizado (horas)	7,81	8,19	-0,38	-4,6%
FEC anualizado (interrupções)	4,66	4,79	-0,13	-2,7%
Perdas de Distribuição <sup>(2)</sup>	7,30%	7,27%	0,03p.p.	0,4%
Rating corporativo (Standard & Poor's)	brAA+	brAAA	-	-

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

<sup>(2)</sup> 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 set/15 da Elektro seria de 9,38% – ver item 12.2. – Perdas de Distribuição.

- Nos primeiros nove meses de 2015 a Elektro alcançou o EBITDA de R\$ 575,8 milhões e um Lucro Líquido de R\$ 267,8 milhões.
- A partir de dezembro de 2014, os valores a receber e a devolver de Parcela A (referentes 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) foram reconhecidos no resultado da Companhia, refletindo sua real situação econômica, antes impactada temporariamente por estes gastos.
- 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 de energia. 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 por meio do instrumento de Lei nº 4.131, com prazo de vencimento de três anos e custo médio de 93,6% do CDI.
- Em agosto de 2015 foi concluído o processo de Revisão Tarifária da Elektro, com reajuste médio aplicado nas tarifas de 4,20%, a partir de 27 de agosto de 2015. A 4ª Revisão Tarifária representou avanços importantes como o aumento da remuneração do capital (WACC), de 7,50% para 8,09%, e contribuiu para a consolidação do modelo regulatório do setor elétrico brasileiro.

**Comentário do Desempenho**Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015**SUMÁRIO**

<b>1. A ELEKTRO E O MERCADO DE CAPITALS .....</b>	<b>3</b>
<b>2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES .....</b>	<b>3</b>
<b>3. AMBIENTE ECONÔMICO .....</b>	<b>3</b>
<b>4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO.....</b>	<b>4</b>
4.1. Quarta Revisão Tarifária.....	5
4.2. Revisão Tarifária Extraordinária.....	5
4.3. Decreto nº 7.891/13, nº 7.945/13, nº 8.203/14 e nº 8.221/14.....	5
4.4. Bandeiras Tarifárias.....	6
4.5. Outros Assuntos Regulatórios.....	7
<b>5. DESEMPENHO COMERCIAL .....</b>	<b>7</b>
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
<b>6. RESULTADOS.....</b>	<b>11</b>
6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio.....	13
<b>7. ESTRUTURA DE CAPITAL.....</b>	<b>14</b>
7.1. <i>Covenants</i> Financeiros.....	15
<b>8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO .....</b>	<b>16</b>
<b>9. POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS .....</b>	<b>16</b>
<b>10.FLUXO DE CAIXA.....</b>	<b>17</b>
<b>11.INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO.....</b>	<b>18</b>
<b>12.DESEMPENHO OPERACIONAL .....</b>	<b>19</b>
12.1. DEC e FEC.....	19
12.2. Perdas de Distribuição.....	19
<b>13.RECONHECIMENTOS .....</b>	<b>20</b>

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

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

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 30 de setembro 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 30/09/2015						
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%
<b>Total</b>	<b>91.880.972</b>	<b>100,00%</b>	<b>101.878.293</b>	<b>100,00%</b>	<b>193.759.265</b>	<b>100,00%</b>
<i>Participação sobre o total de Ações</i>		<i>47,42%</i>		<i>52,58%</i>		<i>100,00%</i>

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

### 2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES

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

### 3. AMBIENTE ECONÔMICO

O cenário atual tem sido desafiador ao longo dos nove primeiros meses de 2015, sobretudo devido ao cenário econômico adverso que o país vem vivenciando, resultado de um ambiente inflacionário, com recuo da atividade industrial e do consumo, acentuado pelo aumento na taxa de desemprego e pela queda no desempenho do mercado local, fatores também aliados à necessidade de ajuste fiscal e de reequilíbrio das contas públicas.

O governo brasileiro vem buscando reverter este cenário com medidas de reequilíbrio fiscal, como os anúncios de corte de gastos e a possibilidade de criação de impostos ou aumentos de alíquotas.

Em julho de 2015, o Comitê de Política Monetária (Copom) elevou a taxa básica de juros da economia brasileira (SELIC) de 13,75% para 14,25%, mantendo neste mesmo patamar nas duas últimas reuniões, realizadas em 2 setembro e 21 de outubro. Já o Conselho Monetário Nacional (CMN) elevou a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), principal indexador de empréstimos do BNDES, de 6,5% para 7,0% ao ano, que passou a vigorar a partir de outubro de 2015.

O Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M) registrou 6,34% a.a. no acumulado de 2015, incremento de 4,58 p.p., quando comparado com o mesmo período de 2014. Com relação ao Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), o indicador apresentou inflação de 7,64% a.a., variação positiva de 3,03 pontos percentuais sobre setembro de 2014. Para ambos os índices, a inflação medida no acumulado de 2015 decorre principalmente da elevação nos preços administrados, tarifas públicas, alimentação e bebidas, e combustíveis.

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

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

Nos primeiros nove meses de 2015, a moeda brasileira apresentou desvalorização de 49,57% frente ao dólar norte-americano e foi cotada a R\$ 3,9729/US\$ em 30 de setembro de 2015. Com relação ao mesmo período do ano anterior, a desvalorização foi de 62,09%, quando a moeda era cotada a R\$ 2,4510/US\$. No acumulado do ano, o fluxo cambial ficou positivo em US\$ 8,810 bilhões, comparado com saldo positivo de US\$ 409 milhões registrado no mesmo período do ano passado.

No âmbito do comércio exterior brasileiro, segundo apuração do MDIC (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio), o saldo da Balança Comercial acumulou superávit de US\$ 10,247 bilhões, revertendo o déficit alcançado em igual período de 2014, US\$ 741 milhões. Entre janeiro e setembro de 2015, as exportações somaram US\$ 144,496 bilhões, enquanto as importações somaram US\$ 134,248 bilhões.

Seguindo o cenário já observado no primeiro trimestre de 2015, o PIB brasileiro recuou 1,9% no segundo trimestre do ano, resultado do desempenho negativo do setor de serviços e da indústria, bem como pelo recuo do consumo das famílias e dos investimentos.

Em setembro de 2015, a agência de classificação de risco Standard & Poor's rebaixou o *rating* soberano brasileiro, que deixou de ser grau de investimento.

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

Indicadores	Variação Acumulada		
	30/09/2015	30/09/2014	Variação
Taxa de Câmbio R\$/US\$ (*)	3,9729	2,4510	1,5219
Valorização / (desvalorização) cambial - Real em relação ao Dólar	-49,57%	-4,63%	-44,94 p.p.
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado)	6,34%	1,76%	4,58 p.p.
IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo)	7,64%	4,61%	3,03 p.p.
CDI (Certificado de Depósitos Interbancários)	9,56%	7,80%	1,76 p.p.
TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo)	4,59%	3,81%	0,78 p.p.

(\*) Cotação no encerramento do período.

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

Desde 2013, a ANEEL tem anunciado medidas para minimizar os impactos financeiros às distribuidoras, causados pela estígio e pelos 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. De janeiro a setembro de 2015 foram contabilizados R\$ 518,5 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) por meio da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (Conta ACR) com participação de instituições financeiras. Até setembro de 2015, a Elektro havia recebido adicionais R\$ 54,5 milhões (em março de 2015), referentes às competências de novembro e dezembro de 2014, totalizando R\$ 1,12 bilhão recebido destes recursos entre 2014 e 2015, conforme detalhado no item 4.3 deste relatório.

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

As Bandeiras Tarifárias foram implementadas a partir de janeiro de 2015, e têm como objetivo sinalizar ao consumidor, por meio de tarifas diferenciadas, o custo efetivo com a geração de energia e, por meio deste

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

sinal econômico, estimular o uso consciente de energia, minimizando 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-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 está descrito no item 4.2 deste relatório.

### 4.1. Quarta Revisão Tarifária

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos. A metodologia definitiva para o 4º ciclo de revisões tarifárias definiu um WACC de 8,09% (depois de impostos), o qual substituirá o anterior de 7,50% a.a. utilizado no 3º ciclo de revisões tarifárias.

A revisão tarifária tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, assegurando uma tarifa equilibrada para os consumidores, estimulando o aumento da eficiência e a qualidade do serviço prestado, além de preservar a atratividade financeira para os investidores.

A Quarta Revisão Tarifária da Elektro foi finalizada no dia 27 de agosto de 2015, homologada pela Resolução nº 1.944 da ANEEL de 25 de agosto de 2015, utilizando as metodologias recentemente aprovadas pela ANEEL: Custos operacionais; Perdas Técnicas e Não Técnicas de Energia; Base de Remuneração Regulatória (BRR); Custo de Capital – WACC; Fator X; Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis, a qual resultou em uma elevação média nas tarifas de 4,20%.

Este processo representou avanços importantes na estrutura da regulação de distribuição, como o aumento da remuneração do capital (WACC), além de contribuir para a consolidação do modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, assegurando a estabilidade de regras e o respeito aos contratos, por meio de um processo transparente e participativo.

Este resultado reflete o nível de eficiência operacional da Elektro e reconhece integralmente os investimentos realizados durante o último ciclo tarifário.

### 4.2. 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 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a Elektro solicitou uma RTE de forma a não ocasionar um descompasso expressivo em seu caixa, a qual foi aprovada em 2 de março de 2015, com índice médio de 24,25% para seus consumidores.

### 4.3. Decreto nº 7.891/13, nº 7.945/13, nº 8.203/14 e nº 8.221/14

Em 2013 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 da 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.

Em março de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou o Decreto nº 7.891/13. O novo decreto possibilitou 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\$ 100,2 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 criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com o objetivo 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. Além disso, esse Decreto normatizou 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

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais 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.

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 2015 todas as distribuidoras iniciam o repasse a partir do mês de seu reajuste ou revisão tarifária para que a CCEE possa liquidar seu compromisso junto aos bancos. Desta forma, através da Resolução Normativa nº 1.863/2015 a ANEEL homologou um incremento na tarifa mensal de R\$ 26 milhões que será repassado à CCEE no período de agosto de 2015 até fevereiro de 2020. Contudo em julho de 2015, a Associação Brasileira Consumidores de Energia (ABRACE) questionou o pagamento de alguns itens que compõe a CDE e a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, obtendo uma liminar que permitiu a isenção parcial do pagamento desse encargo para os seus associados. Após a abertura da Audiência Pública nº 057/2015 a diretoria da ANEEL em reunião realizada em 25 de setembro de 2015 fixou as novas tarifas dos associados da ABRACE, e as publicou por intermédio da REH nº 1.967/2015.

Dessa forma, a Elektro aplicará essas novas tarifas aos associados da ABRACE retroativas a 3 de julho de 2015. A diferença entre o valor original da cota de CDE e ao arrecadado pela empresa será contemplada no próximo reajuste tarifário de 2016, conforme cláusula prevista no contrato de concessão.

#### 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, Encargo de Serviços de Sistema - 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. Em 28 de agosto de 2015 foi aprovado pela ANEEL através da Audiência Pública nº 053/2015 a redução do valor adicional de bandeira vermelha de R\$ 55/MWh para R\$ 45/MWh a ser aplicado a partir de 1º de setembro de 2015. Até setembro 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. Ao longo de 2015 a Companhia contabilizou o montante de R\$ 518,5 milhões de Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, dos quais R\$ 381,7 milhões passaram a ser recebidos antecipadamente via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$ 413,6 milhões através do faturamento das contas de energia e R\$ 31,9 milhões de redução pelo pagamento via CCRBT.

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias, de maneira complementar a Revisão Tarifária Extraordinária, tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes são registradas na CVA para inclusão no próximo processo de reajuste tarifário.

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

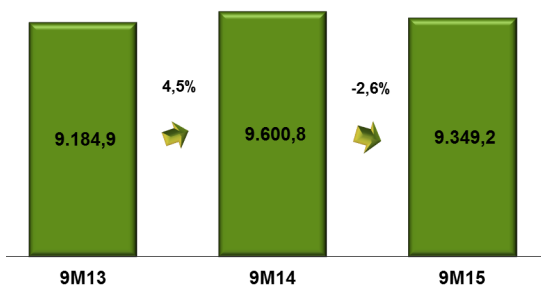
### 4.5. Outros Assuntos Regulatórios

Considerando o não repasse nas liberações dos valores referentes aos subsídios tarifários para a Elektro, em 6 de agosto de 2015, a Elektro obteve uma liminar para efetuar a compensação dos créditos constituídos para pagamento mensal. Em 30 de setembro de 2015, o valor a receber da Elektro é de R\$ 17,6 milhões, referente a subsídios tarifários (baixa renda e demais classes), a ser compensado parcialmente no pagamento de 10 de outubro de 2015.

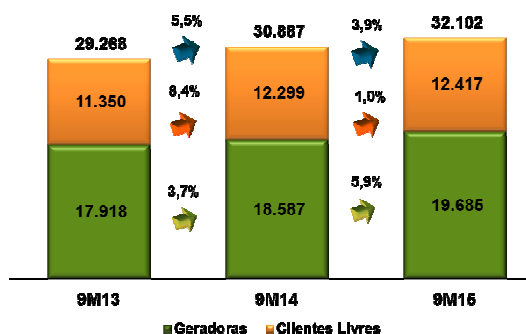
## 5. DESEMPENHO COMERCIAL

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

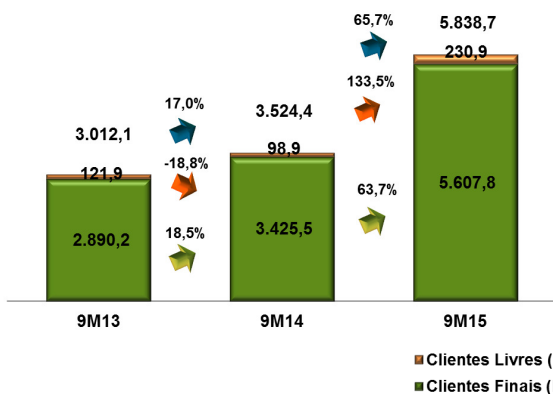
Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (GWh) (\*)



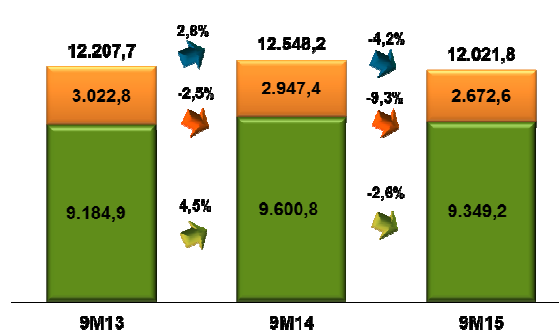
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras (MW) (\*)



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



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



## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

Fornecimento de Energia a Clientes Finais	GWh (*)		
	30/09/2015	30/09/2014	Var. %
Residencial	3.160,7	3.273,3	-3,4%
Industrial	2.624,2	2.686,6	-2,3%
Comercial	1.889,0	1.873,6	0,8%
Rural	719,4	784,6	-8,3%
Poder Público	235,6	245,0	-3,8%
Iluminação Pública	354,0	350,6	1,0%
Serviços Públicos	366,4	387,1	-5,4%
<b>Total de Fornecimento de Energia a Clientes Finais</b>	<b>9.349,2</b>	<b>9.600,8</b>	<b>-2,6%</b>
<b>Consumo Total de Energia Elétrica na Área de Concessão (Finais + Livres)</b>	<b>12.021,8</b>	<b>12.548,1</b>	<b>-4,2%</b>
Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	MW (*)		
	30/09/2015	30/09/2014	Var. %
<b>Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição <sup>(1)</sup></b>	<b>32.101,6</b>	<b>30.886,6</b>	<b>3,9%</b>
Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais	R\$ milhões		
	30/09/2015	30/09/2014	Var. %
Residencial	2.136,7	1.372,7	55,7%
Industrial	1.435,3	840,4	70,8%
Comercial	1.200,5	722,7	66,1%
Rural	297,3	185,2	60,5%
Poder Público	148,5	94,4	57,3%
Iluminação Pública	144,9	82,9	74,8%
Serviços Públicos	188,5	111,3	69,4%
Receita não Faturada <sup>(2)</sup>	56,2	16,0	251,4%
<b>Total de Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais</b>	<b>5.607,8</b>	<b>3.425,5</b>	<b>63,7%</b>
Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	R\$ milhões		
	30/09/2015	30/09/2014	Var. %
<b>Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição <sup>(1)</sup></b>	<b>230,9</b>	<b>98,9</b>	<b>133,5%</b>
<b>Receita de Fornecimento de Energia + Uso do Sistema de Distribuição (R\$ milhões)</b>	<b>5.838,7</b>	<b>3.524,4</b>	<b>65,7%</b>

<sup>(1)</sup> Informações não revisadas pelos auditores independentes.

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

<sup>(2)</sup> Receita de fornecimento de energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor após a medição mensal e até o último dia do mês, calculada com base na carga de energia distribuída referente ao período apurado.

Nos primeiros nove meses do ano a Elektro forneceu 9.349,2 GWh de energia elétrica a clientes finais, representando uma redução no consumo de 2,6% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (9.600,8 GWh), já a redução do consumo dos clientes livres da área de concessão da Elektro foi de 9,3%. Deste modo, o mercado total decresceu 4,2%.

Dentre os principais fatores para este resultado, destaca-se o cenário econômico adverso, que levou à redução de 2,3% no consumo cativo da classe industrial no acumulado até setembro deste ano, quando comparado ao mesmo período de 2014. Considerando a totalidade dos clientes industriais, nos mercados livre e cativo, a redução do consumo foi de 4,9% na comparação de igual período (de 5.363,9 GWh para 5.098,4 GWh). 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 6,9% no acumulado de janeiro a agosto deste ano.

O consumo da classe residencial encolheu 3,4% frente ao acumulado até setembro deste ano comparado ao mesmo período do ano anterior, este desempenho pode ser explicado principalmente por três fatores: i) elevada base de comparação, ocasionado pelas altas temperaturas registradas no início de 2014, ii) aumentos da Tarifa de Energia Elétrica e (iii) a retração da economia.

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

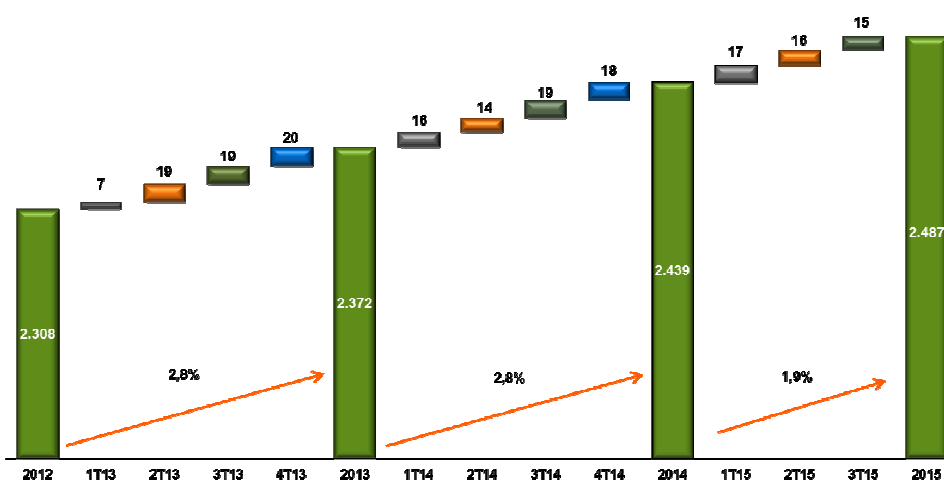
A classe comercial, impactada pelos mesmos fatores da classe residencial, por outro lado, cresceu 0,8%, impactada positivamente pela entrada em operação de um novo grande cliente.

O consumo da classe rural reduziu 8,3% nestes primeiros nove meses do ano quando comparado ao mesmo período de 2014, em função do maior volume de chuvas verificado no período, que implica na redução do uso de sistemas de irrigação e a elevada base de comparação, devido à estiagem do final de 2013 e início de 2014.

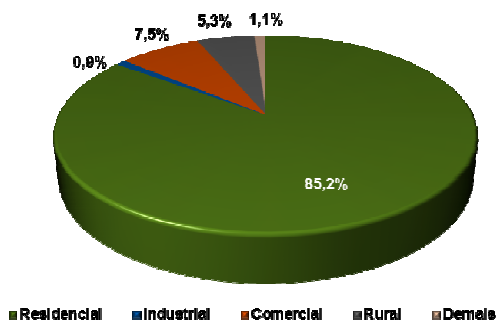
A classe de serviços públicos apresentou redução de 5,4% no consumo acumulado de janeiro a setembro de 2015. O impacto negativo deve-se a redução do consumo dos clientes responsáveis pelo bombeamento de água, que desde março de 2014 vem diminuindo o volume de operação em função do baixo nível dos reservatórios, que ainda não estão estabilizados aos níveis históricos, mesmo com o aumento no volume de chuvas no período.

Em setembro de 2015, a Elektro faturou 117 clientes no mercado livre, a mesma quantidade de clientes em setembro de 2014. Nos primeiros nove meses de 2015, a Elektro atendeu 2,5 milhões de clientes, incremento de 2,7% representado por 66 mil novos clientes, quando comparado a setembro de 2014. O crescimento vegetativo da população da área de concessão e, conseqüentemente, do número de domicílios ligados à rede elétrica, foram responsáveis pelo aumento na base de clientes da Elektro.

Evolução do Número de Clientes (\*)  
(milhares)



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



(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

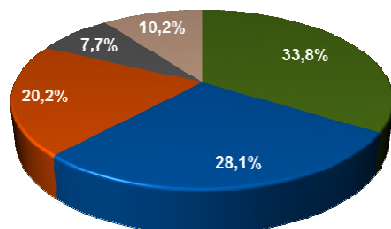
## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

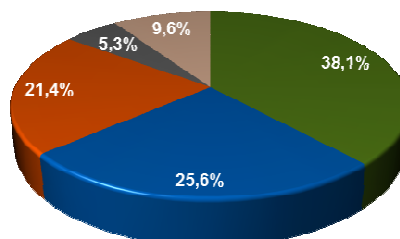
### 5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia

O fornecimento de energia elétrica a clientes finais apresentou a seguinte segmentação no período de janeiro a setembro de 2015:

**Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (9.349,2 GWh) <sup>(\*)</sup>**



**Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Finais (R\$ 5.607,8 milhões) <sup>(1)</sup>**



■ Residencial ■ Industrial ■ Comercial ■ Rural ■ Demais <sup>1</sup>

(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

(1) Inclui receita não faturada a clientes finais.

### 5.3. Contratos de Compra de Energia

Pelo atual marco regulatório a contratação de energia pelas distribuidoras, ocorre principalmente através de leilões regulados pela ANEEL. Para suprir parte do mercado de 2015 e próximos anos a Elektro participou neste ano dos seguintes leilões:

- (i) 14º Leilão de Energia Existente A-1 ocorrido em 5 de dezembro de 2014, com a aquisição de 27,96 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2015;
- (ii) 18º Leilão de Ajuste, ocorrido em 15 de janeiro de 2015 com a aquisição de 51,3 MWmed, sendo 4,5 MWmed com período de suprimento de 1º de janeiro a 31 de março de 2015 e 46,7 MWmed com período de suprimento de 1º de janeiro a 30 de junho de 2015; e
- (iii) 03º Leilão de Fontes Alternativas, ocorrido em 27 de abril de 2015, com aquisição de 0,41 MWmed e início de suprimento a partir de 1º de julho de 2017.

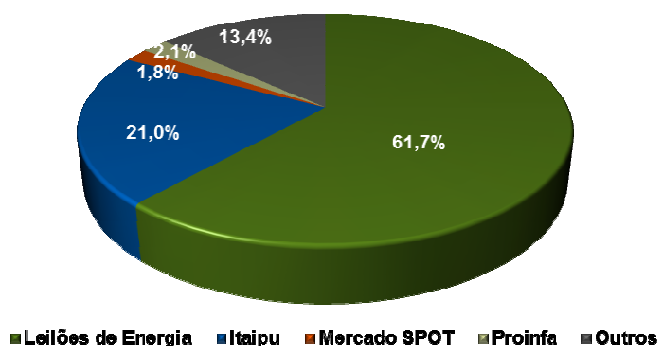
Além dos leilões acima descritos, houve ainda a alocação de novas cotas de garantia física a partir de 2015, devido ao fim da vigência dos contratos de geração, principalmente a partir de julho de 2015.

No acumulado de janeiro a setembro deste ano, o suprimento de energia para a Elektro foi realizado (i) 61,7% por meio de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado, (ii) 21,0% da energia compulsória proveniente de Itaipu, (iii) 1,8% decorreram de compras no mercado spot, (iv) 2,1% provém de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa), (v) 13,4% provenientes de outras fontes, tais como Contratos de Cotas decorrentes das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13 e também por compra de energia de Geração Distribuída.

A Elektro apresentou uma insuficiência contratual involuntária média de 1,98% no acumulado até setembro de 2015, porém, esta insuficiência será reduzida até o final do ano em virtude da alocação de novas cotas de energia compulsória realizada pela ANEEL. Ainda, como se trata de uma insuficiência involuntária, não há riscos para a concessionária associados a essa insuficiência e todos os custos de aquisição de energia são repassados na sua totalidade aos consumidores finais.

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

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015Contratos de Compra de Energia  
(10.759,9 GWh) (\*)

(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

## 6. RESULTADOS

Demonstração de Resultados	30/09/2015	30/09/2014	30/09/2015 vs 30/09/2014	
			Δ R\$	Δ %
Venda de Energia Clientes Finais	5.607,8	3.425,5	2.182,3	63,7%
Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição	230,9	98,9	132,0	133,4%
Receita de construção	213,5	213,5	0,1	0,0%
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	518,5	-	518,5	-
Outras Receitas	357,8	411,3	(53,5)	-13,0%
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>6.928,5</b>	<b>4.149,2</b>	<b>2.779,3</b>	<b>67,0%</b>
Deduções às Receitas Operacionais	(2.453,3)	(1.138,8)	1.314,5	115,4%
Deduções por Bandeiras Tarifárias	(381,7)	-	381,7	-
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>4.093,6</b>	<b>3.010,3</b>	<b>1.083,2</b>	<b>36,0%</b>
Energia Comprada para Revenda	(2.830,2)	(2.185,1)	645,2	29,5%
Custo de Construção	(213,5)	(213,5)	0,1	0,0%
Gastos e Despesas Operacionais	(594,7)	(518,9)	75,8	14,6%
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>455,2</b>	<b>92,9</b>	<b>362,2</b>	<b>389,9%</b>
<b>EBITDA *</b>	<b>575,8</b>	<b>205,4</b>	<b>370,4</b>	<b>180,4%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(39,5)</b>	<b>(83,7)</b>	<b>(44,2)</b>	<b>-52,8%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>267,8</b>	<b>1,2</b>	<b>266,6</b>	<b>&gt; 1000%</b>

O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) consiste no lucro líquido (R\$ 267,8 milhões em 30 de setembro de 2015) ajustado pelo resultado financeiro (R\$ 39,5 milhões), imposto de renda e contribuição social (R\$ 147,8 milhões), e depreciação e amortização dos primeiros nove meses de 2015 (R\$ 120,7 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.

A Receita Operacional Bruta da Elektro registrou R\$ 6,9 bilhões entre janeiro e setembro de 2015, com incremento de 67,0%, quando comparado com o mesmo período de 2014 (R\$ 4,1 bilhões). No mesmo período, a Receita Operacional Líquida foi de R\$ 4,1 bilhões, registrando crescimento de 36,0% em relação ao mesmo período de 2014 (R\$ 3,0 bilhões). As variações observadas devem-se principalmente a:

- (i) Reajuste tarifário aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas;
- (ii) Revisão extraordinária nas tarifas aplicada a partir de 02 de março de 2015, com incremento médio percebido pelo consumidor de 24,25%;
- (iii) Registro contábil dos Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros no valor de R\$ 518,5 milhões, dos quais R\$ 381,7 milhões passaram a ser recebidos antecipadamente via aplicação das Bandeiras Tarifárias a partir de janeiro de 2015; e

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

- (iv) Revisão Tarifária com reajuste médio aplicado nas tarifas de 4,20%, a partir de 27 de agosto de 2015.

As variações foram parcialmente compensadas principalmente pelo aumento de R\$ 1.314,5 milhões nas Deduções às Receitas Operacionais sobre o mesmo período de 2014, devido basicamente a elevação da cota mensal para recomposição de CDE, atrelado aos tributos incidentes sobre o fornecimento de energia elétrica.

O Custo da Energia Comprada para Revenda registrou um incremento de 29,5% (R\$ 645,2 milhões) frente aos primeiros nove meses de 2014, uma vez que, em 2015, não ocorreram repasses governamentais via recursos da CDE ou Conta ACR nos moldes realizados entre janeiro e setembro de 2014, quando foram transferidos R\$ 1.017,6 milhão em recursos na forma de redutores dos custos de energia. Para fins de comparação, se as transferências governamentais dos nove primeiros meses de 2014 não fossem consideradas, o custo de energia do período naquele ano somaria R\$ 3,2 bilhões. Deste modo, a variação real no custo de energia nos nove primeiros meses de 2015, frente ao mesmo período do ano anterior, apresentaria uma redução de 11,6% (-R\$ 372,5 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\$ 594,7 milhões até o terceiro trimestre de 2015 frente a R\$ 518,9 milhões no mesmo período de 2014. Este resultado decorre pelo repasse parcial da inflação e pelo aumento das Provisões para Devedores Duvidosos.

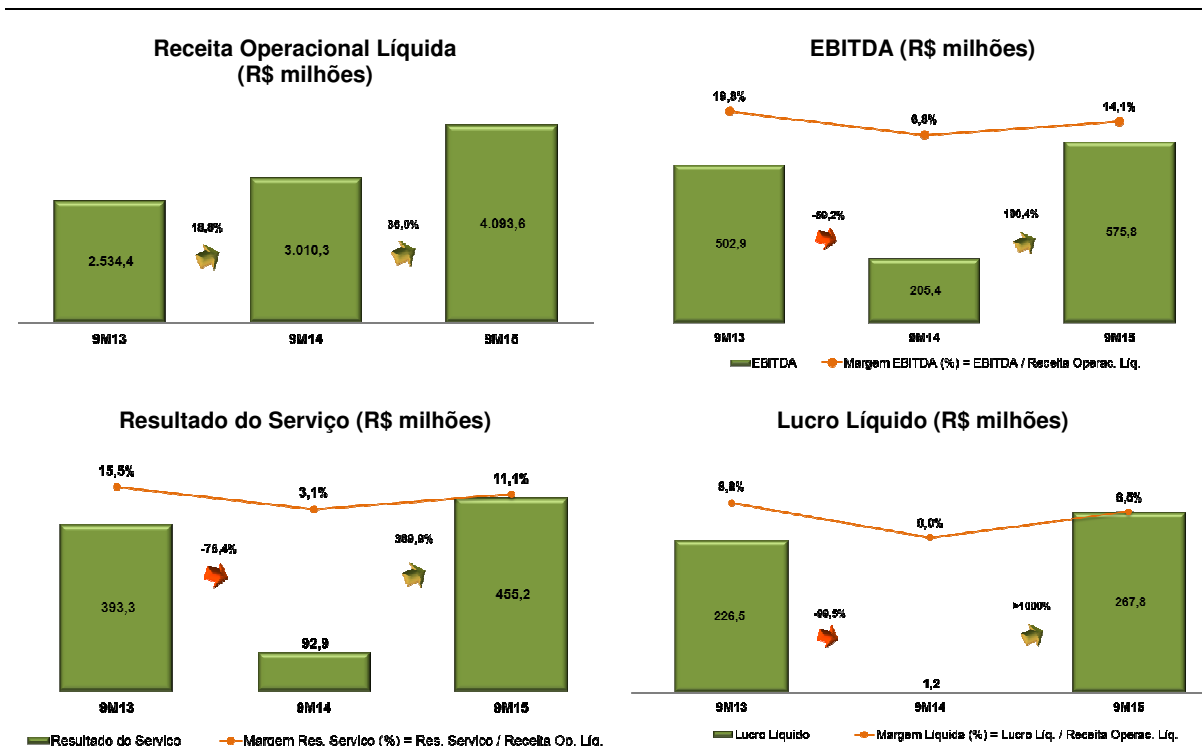
O EBITDA encerrou o período em R\$ 575,8 milhões, representando um aumento R\$ 370,4 milhões em relação ao EBITDA registrado em 30 de setembro de 2014 (R\$ 205,4 milhões) e elevação da margem EBITDA em relação ao mesmo período (de 6,8% em 2014 para 14,1% em 2015), em decorrência dos efeitos descritos acima.

No período, a Elektro apresentou Despesa Financeira de R\$ 39,5 milhões, redução de 52,8% frente ao mesmo período do ano anterior (R\$ 44,2 milhões). Esta variação deve-se basicamente a: (i) correção monetária de itens da Parcela A (R\$ 85,3 milhões), (ii) maior saldo de aplicações financeiras e encargos sobre conta de energia elétrica em atraso (R\$ 47,7 milhões), (iii) atualizações do ativo financeiro (R\$ 47,3 milhões) e (iv) outros resultados financeiros (R\$ 7,3 milhões). Esta movimentação positiva foi parcialmente compensada pelos juros sobre empréstimos de terceiros após elevação dos indexadores sobre o endividamento da Companhia (R\$ 78,3 milhões) e atualizações financeiras (R\$ 65,1 milhões). Durante este período, 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\$ 267,8 milhões no acumulado de janeiro a setembro de 2015, comparado ao resultado do mesmo período de 2014 de R\$ 1,2 milhão e a margem líquida saiu de 0% em 2014 para 6,5% 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 aos nove primeiros meses de 2014. Contudo, a critério de comparação, se o mesmo efeito fosse aplicável no passado, o EBITDA daquele período passaria de R\$ 205,4 milhões para R\$ 612,6 milhões, enquanto o Lucro Líquido do mesmo período passaria de R\$ 1,2 milhão para R\$ 269,9 milhões. Assim, os resultados de janeiro a setembro de 2014, estariam levemente acima dos resultados do mesmo período de 2015.

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

## 6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Em 30 de abril de 2015, a Elektro efetuou o pagamento de R\$ 333,8 milhões relativos a dividendos anuais e dividendos mínimos obrigatórios do exercício social de 2014, aprovado previamente na Assembleia Geral Ordinária de 9 de abril de 2015. Este montante já está deduzido dos valores de dividendos intermediários (R\$ 12,7 milhões) e juros sobre capital próprio (R\$ 94,1 milhões) pagos em 2014.

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 16 de julho de 2015, foi aprovada a distribuição de dividendos intermediários no valor total de R\$ 184,5 milhões, com base no resultado apurado no primeiro semestre de 2015. O pagamento será efetuado em três parcelas, sendo que a primeira ocorreu em 31 de agosto e as seguintes estão programadas para 30 de outubro e 30 de dezembro de 2015.

Em Reunião do Conselho de Administração do dia 27 de outubro de 2015, foi aprovada a distribuição aos acionistas de Juros sobre Capital Próprio para o exercício social de 2015, no montante de R\$ 115,6 milhões, o qual será pago conforme disponibilidade de caixa, precedido de aviso aos acionistas publicado para esta finalidade.

**Comentário do Desempenho****Resultado do 3º trimestre de 2015**  
**27 de outubro de 2015****7. ESTRUTURA DE CAPITAL**

30/09/2015	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
<b>Empréstimos com Terceiros</b>				
Debêntures	237,8	795,3	1.033,1	40,0%
BNDES Finem / Finame	58,3	300,6	358,9	13,9%
Eletrobrás	13,9	47,7	61,6	2,4%
Finep	11,2	33,6	44,8	1,7%
BEI	14,9	280,8	295,7	11,4%
Moeda Estrangeira (4131)	155,1	620,4	775,5	30,0%
Arrendamento mercantil	3,7	12,1	15,7	0,6%
<b>Total da Dívida</b>	<b>494,9</b>	<b>2.090,5</b>	<b>2.585,4</b>	<b>100,0%</b>
<b>Perfil da Dívida</b>	<b>19%</b>	<b>81%</b>	<b>100%</b>	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos <sup>(1)</sup>			<b>(706,9)</b>	
<b>Endividamento Líquido</b>			<b>1.878,5</b>	

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

A Elektro encerrou os nove primeiros meses de 2015 com endividamento líquido de R\$ 1.878,5 milhões (16,2% além da posição encerrada em 31 de dezembro de 2014, quando o endividamento líquido era de R\$ 1.617,2 milhão), resultado do endividamento total de R\$ 2.585,4 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 706,9 milhões. A dívida de curto prazo corresponde a 19% do endividamento total.

De janeiro a setembro de 2015 foi liberado o montante de R\$ 54,1 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 alongou por 19 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4131), contratado em junho de 2014 junto ao Citibank, no montante de R\$ 150,0 milhões. O prazo inicial que era junho de 2016 passou para janeiro de 2018 e as taxas de juros foram mantidas as mesmas aplicadas no contrato original.

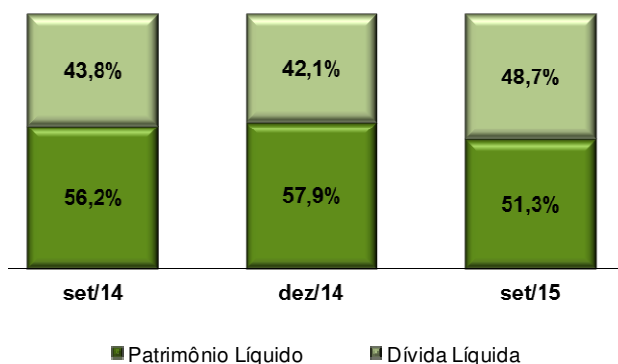
Em março de 2015, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, a Companhia contratou duas novas linhas de financiamento denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 300,5 milhões com o prazo de vencimento de 3 anos, sendo R\$ 187,5 milhões junto ao Banco Mizuho e R\$ 113,0 milhões com o Banco de Tokyo. Os pagamentos dos juros ocorrerão trimestralmente para ambas contratações, enquanto os pagamentos do principal acontecerão a partir de março de 2017, sendo anual para o Banco Mizuho e trimestralmente para o Banco de Tokyo, com custo médio final de 93,6% do CDI.

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).

Em maio de 2015, a Companhia alongou por 24 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4131), contratado em junho de 2014 junto ao Banco de Tokyo, no montante de R\$ 100,0 milhões. O prazo inicial que era junho de 2016 passou para junho de 2018 e a taxa reduziu de 103% do CDI para 100,5% do CDI.

A Companhia mantém uma composição ótima entre capital próprio e de terceiros, mantendo o endividamento a taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

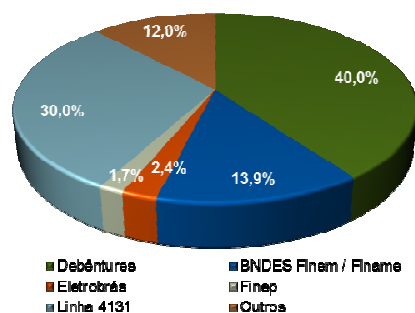
## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015Estrutura de Capital  
(Dívida Líquida / (Dívida Líq. + Patrimônio Líquido))

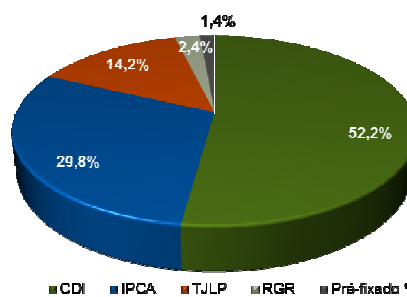
Em 30 de setembro de 2015, o endividamento total da Elektro apresentava as seguintes características:

## Modalidade do Financiamento

(Total: R\$ 2.585,4 milhões)



## Indexação



<sup>1</sup> Consideram recursos da FINEP sem indexação.

## 7.1. Covenants Financeiros

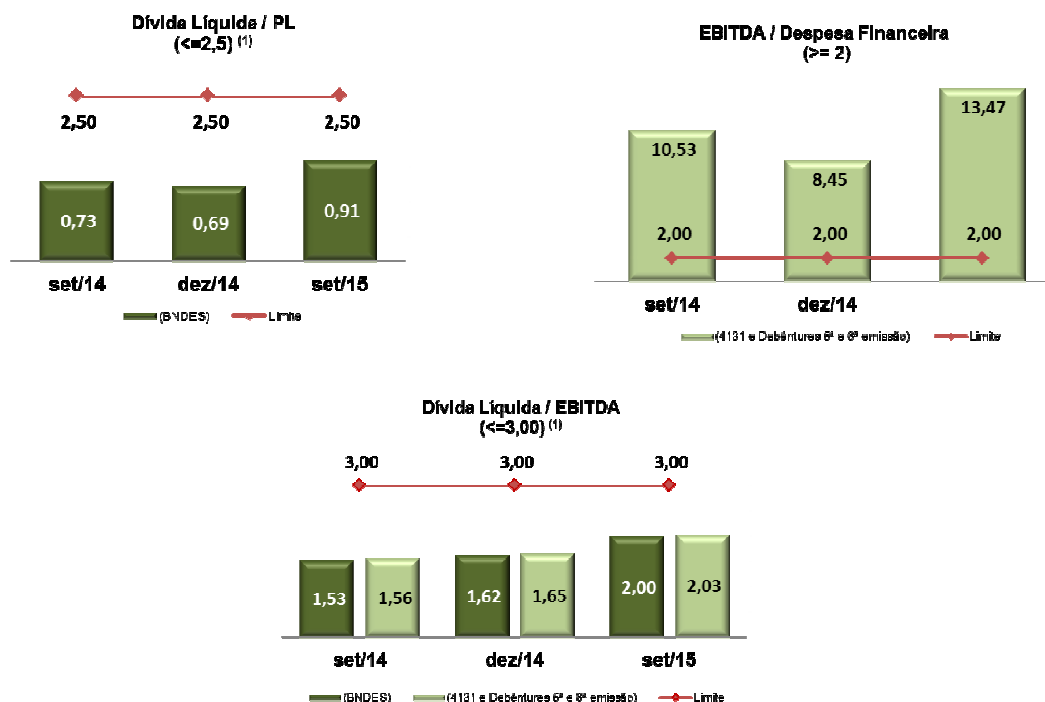
A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com os limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES, nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures e nos financiamentos em moeda estrangeira (via Lei nº 4131) com os bancos HSBC, Mizuho e Banco de Tokyo.

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.

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

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



<sup>(1)</sup> BNDÉS. 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 9 de setembro de 2015, a agência de classificação de riscos Standard & Poor's (S&P) rebaixou o crédito soberano do Brasil, de 'brBBB-' para 'brBB+', que deixou de ser grau de investimento.

Como consequência direta, em 10 de setembro, a S&P reavaliou em um grau o *rating* de crédito corporativo da Elektro de 'brAAA' para 'brAA+'. A 5ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$ 300 milhões, emitida em 15 de agosto de 2011, e a 6ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, no valor de R\$ 650 milhões, emitida em 12 de setembro de 2012, também tiveram seus *ratings* reavaliados para 'brAA+'.

Com esta nota, a Elektro continua apresentando o melhor *rating* possível que uma empresa regulada poderia ter na escala de crédito nacional.

## 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 (via Lei nº 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.

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

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.

### 10. FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa	Valores em R\$ milhões		Δ R\$ milhões
	30/09/2015	30/09/2014	ago-15/ago-14
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>267,8</b>	<b>1,2</b>	<b>266,6</b>
Depreciação e outras amortizações	120,7	112,5	8,2
Juros e variação monetária e cambial	253,1	156,1	97,0
Outros	123,6	(22,2)	145,8
<b>Despesas (receitas) que não afetam o caixa</b>	<b>497,4</b>	<b>246,4</b>	<b>251,0</b>
<b>Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>765,2</b>	<b>247,6</b>	<b>517,6</b>
Varição do Capital de Giro Operacional	(380,0)	(332,2)	(47,8)
<b>Geração (Consumo) Operacional de Caixa após Imposto de Renda, Contribuição Social e Pagamento de Juros</b>	<b>385,2</b>	<b>(84,6)</b>	<b>469,8</b>
Adições ao intangível, ao ativo indenizável e imobilizado	(213,5)	(213,5)	-
Valor recebido (pago) na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	14,3	11,4	2,9
Caução de fundos e depósitos vinculados	5,2	7,0	(1,8)
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Investimento</b>	<b>(194,0)</b>	<b>(195,1)</b>	<b>1,1</b>
Amortização de principal de empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil	(82,3)	(83,8)	1,5
Captação de empréstimos e debêntures	410,6	597,0	(186,4)
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento antes do Pagamento de Dividendos</b>	<b>328,4</b>	<b>513,3</b>	<b>(184,9)</b>
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	(395,5)	-	(395,5)
<b>Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento após Pagamento de Dividendos</b>	<b>(67,2)</b>	<b>513,3</b>	<b>(580,5)</b>
<b>Geração (Consumo) Líquido de Caixa</b>	<b>124,0</b>	<b>233,5</b>	<b>(109,5)</b>
Saldo Inicial do Período (excluindo caução de fundos)	578,6	467,6	111,0
<b>Saldo Disponível de Caixa do Período (excluindo caução de fundos)</b>	<b>702,6</b>	<b>701,1</b>	<b>1,5</b>

Nos primeiros nove meses de 2015, a geração líquida de caixa da Elektro foi de R\$ 124,0 milhões. Com relação ao mesmo período de 2014, houve consumo de caixa de R\$ 109,5 milhões.

Os resultados da Elektro refletiram em uma geração de Caixa Operacional de R\$ 385,2 milhões, basicamente após aumento na Receita Operacional Bruta em função do Reajuste Tarifário Anual, ocorrido em agosto de 2014, atrelado à entrada em operação das Bandeiras Tarifárias e Revisão Tarifária Extraordinária em março de 2015.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pela menor geração de caixa nas atividades de financiamento (R\$ 184,9 milhões) se comparado ao mesmo período do ano anterior, quando foram contratados R\$ 197,3 milhões junto ao BNDES e FINEP, adicionados à R\$ 400,0 milhões via Lei nº 4131. Entre janeiro e setembro de 2015, além da maior amortização de juros sobre os empréstimos contratados, a Elektro captou R\$ 300,5 milhões via Lei nº 4131, obteve R\$ 49,8 milhões pelo resultado da liquidação antecipada e imediata rolagem das operações de *swap* atreladas aos empréstimos via Lei nº 4131 com o Citibank e Banco de Tokyo e recebeu a liberação de R\$ 54,1 milhões de financiamento junto ao BNDES.

A geração de caixa da Companhia também foi compensada pelo pagamento de dividendos no montante total de R\$ 395,5 milhões, realizado em 30 de abril e 31 de agosto de 2015 (conforme detalhes no item 6.1 deste Relatório). Em 2014, o pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio ocorreu em dezembro daquele ano, causando um descasamento temporal na variação desta linha.

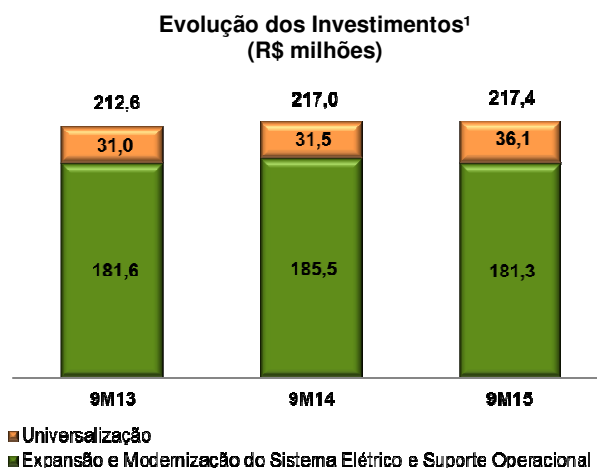
## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

### 11. INVESTIMENTOS E MODERNIZAÇÃO

Até o terceiro trimestre de 2015, a Elektro investiu R\$ 227,3 milhões, dos quais R\$ 9,9 milhões correspondem a investimentos realizados com recursos de clientes. Este montante representa um aumento de 1,4 % em relação aos investimentos registrados no mesmo período do ano anterior (R\$ 224,2 milhões, dos quais R\$ 7,2 milhões referiam-se a investimentos realizados com recursos de clientes).

Ressaltamos que este incremento nos investimentos não altera 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.



<sup>(1)</sup> Exclui investimentos com recursos de clientes.

Os destaques do programa de investimentos foram:

- (i) R\$ 181,3 milhões na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:
  - (a) R\$ 107,3 milhões estão associados a novas ligações e à expansão de subestações e de linhas de transmissão;
  - (b) R\$ 43,7 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico;
  - (c) R\$ 21,3 milhões foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota;
  - (d) R\$ 9,0 milhões em melhorias e atualizações tecnológicas.
- (ii) R\$ 36,1 milhões no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:
  - (a) R\$ 33,3 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\$ 2,8 milhões referentes a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizam o fornecimento de energia elétrica a 120 novos clientes, por meio do Programa Luz para Todos.

Os investimentos realizados até o terceiro trimestre de 2015 foram superiores aos de 2014 principalmente pelo aumento de novas ligações e expansões 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

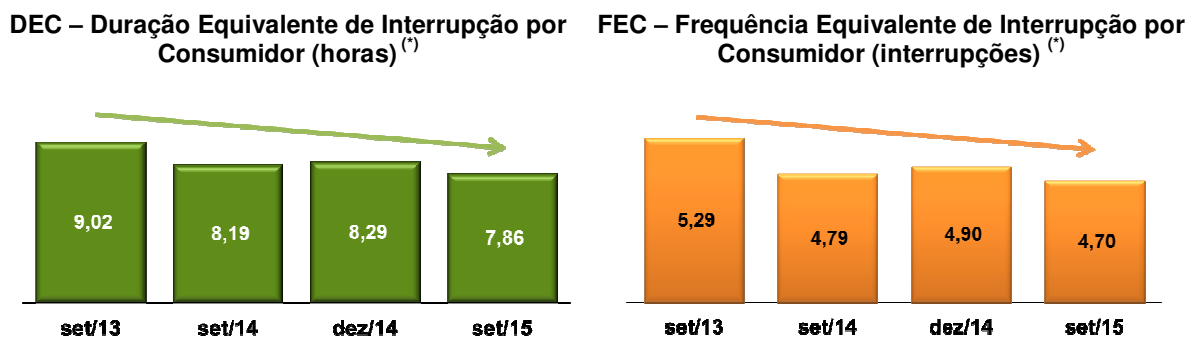
Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

### 12. DESEMPENHO OPERACIONAL

#### 12.1. DEC e FEC

A Elektro tem forte compromisso com a eficiência e continua buscando a 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.

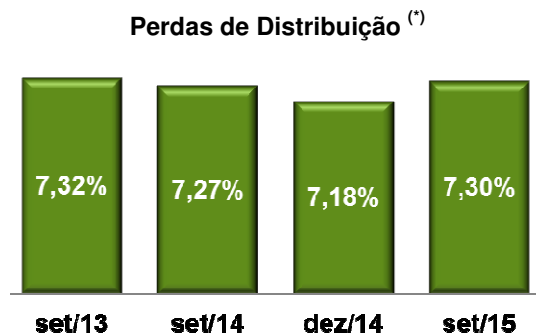
Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), anualizados em setembro de 2015, apresentam melhora em relação ao indicador anualizado em dezembro de 2015, que foi o melhor resultado da história da Elektro para ambos os indicadores, com destaque para o indicador FEC. Este indicador está relacionado diretamente a robustez da rede elétrica, notadamente influenciada pelo plano anual de manutenção preventiva e preditiva, pela utilização de novas tecnologias e componentes de rede, e pela política de investimentos em melhoria que garantem maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Em setembro de 2015 o DEC anualizado registrou 7,86 horas e o FEC 4,70 interrupções, valores esses bem abaixo dos limites regulatórios definidos pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.



Obs.: Os indicadores acima não consideram os dias críticos, associados a situações de emergência, conforme definido pela resolução ANEEL no Prodist (Procedimentos da Distribuição). Caso considerados, os indicadores DEC e FEC de 30/09/2013 seriam 12,56 e 6,84, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 30/09/2014 seriam 11,68 e 6,08, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 31/12/2014 seriam 11,12 e 5,98, respectivamente e os indicadores DEC e FEC de 30/09/2015 seriam 11,73 e 6,00, respectivamente.

(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

#### 12.2. 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 setembro de 2015 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados.

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

Em setembro de 2015 as perdas de distribuição apresentaram ligeira elevação quando comparadas ao mesmo período de 2014, registrando índice de 7,30% em função, principalmente, da redução do consumo de clientes conectados ao sistema elétrico de alta tensão, cujas perdas são sensivelmente mais baixas, comparativamente aos demais grupos conectados em baixa e média tensão (classes residencial e comercial).

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 2,08% em agosto de 2015. Dessa forma, incluindo-se o efeito da contabilização de perdas nas DIT, o índice de perdas de agosto de 2015 seria de 9,38%.

### 13. RECONHECIMENTOS

#### 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.

#### A Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina

No dia 6 de maio de 2015, a Elektro foi eleita a Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina pelo *Great Place to Work*, em um ranking composto por outras 2.294 empresas, com 51 delas brasileiras.

A pesquisa avaliou os mesmos dados da pesquisa de clima organizacional realizada pelo instituto anualmente, quando a Elektro recebeu o prêmio de Melhor Empresa para Trabalhar do Brasil em 2013 e 2014.

#### Top Of Mind de RH

No mês de julho de 2015, a Elektro foi uma das cinco empresas eleitas na categoria Benefícios Corporativos pelo ranking *Top Of Mind* de RH. O prêmio identifica e reconhece as empresas e os profissionais mais lembrados pela comunidade de Recursos Humanos.

#### Prêmio Abradee 2015

No dia 15 de julho de 2015, a Elektro conquistou o Prêmio Abradee 2015 como Melhor Distribuidora de Energia Elétrica nas categorias Região Sudeste, pela 9ª vez, e Gestão Operacional, pela 10ª vez.

A premiação anual, realizada pela Abradee – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, é um reconhecimento às distribuidoras que mais se destacaram no cenário nacional.

Ao longo de suas 17 edições, foram 27 troféus do Prêmio Abradee em diversas categorias, sendo sete deles de Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do País.

#### Melhores Empresas para Trabalhar 2015

No dia 17 de agosto de 2015, na 19ª edição do prêmio Melhores Empresas para Trabalhar do Brasil, a Elektro foi eleita pela 5ª vez a Melhor Empresa para Trabalhar do Brasil, sendo a terceira vez consecutiva (2013, 2014 e 2015) pela pesquisa *Great Place to Work*.

## Comentário do Desempenho

Resultado do 3º trimestre de 2015  
27 de outubro de 2015

---

### Melhor Empresa para se Trabalhar no Setor de Energia

Em 19 de outubro de 2015, a Elektro foi eleita a Melhor Empresa Para se Trabalhar do Setor de Energia pelo Guia Você S/A, com a nota mais alta da premiação, 96,7 pontos, referentes ao Índice de Felicidade no Trabalho. A pesquisa é realizada em parceria com a FIA (Fundação Instituto de Administração) e, nesta mesma ocasião, a empresa também foi consagrada com o prêmio de Destaque em Estratégia e Gestão.

---

Mais informações sobre a Elektro no site [ri.elektro.com.br](http://ri.elektro.com.br)

#### Relações com Investidores

☎ (19) 2122-1487

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



CNPJ 02.328.280/0001-97

**ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.**  
**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS**  
**EM 30 DE SETEMBRO 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 localizados no estado de São Paulo, e os outros 5 no estado de 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 a 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). Este aditamento constituiu uma nova situação e, conseqüentemente, os efeitos contábeis da sua aplicação foram reconhecidos prospectivamente.

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 autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 27 de outubro 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), os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as 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.

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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.

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 as receitas financeiras auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas ao regime de apuração não cumulativo das referidas contribuições com início da tributação a partir de 1º de julho de 2015. No tocante a tributação sobre os Juros sobre Capital Próprio as alíquotas permanecem 1,65% para o PIS/PASEP e 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 Quarta Revisão Tarifária

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos. A Revisão Tarifária tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, assegurando uma tarifa equilibrada para os consumidores, estimulando o aumento da eficiência e a qualidade do serviço prestado, além de preservar a atratividade financeira para os investidores.

A 4ª Revisão Tarifária da Elektro foi homologada pela Resolução nº 1.944 de 25 de agosto de 2015, utilizando as metodologias recentemente aprovadas pela ANEEL: Custos operacionais; Perdas Técnicas e Não Técnicas de Energia; Base de Remuneração Regulatória (BRR); Custo de Capital – WACC; Fator X; Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis, a qual resultou em uma elevação média nas tarifas de 4,20% a partir do dia 27 de agosto de 2015.

A metodologia definitiva para o 4º ciclo de revisões tarifárias incluiu o aumento da remuneração do capital (WACC) de 8,09% (líquido de impostos), o qual substituiu o anterior de 7,50% a.a. utilizado no 3º ciclo de revisões tarifárias.

#### 3.2 Revisão Tarifária Extraordinária

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) deve ser aplicada para garantir o equilíbrio econômico-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 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a Elektro solicitou ao regulador uma RTE de forma a não ocasionar um descompasso expressivo em seu caixa. A RTE da Elektro foi aprovada em 2 de março de 2015, com índice médio de 24,25% para seus consumidores.

#### 3.3 Decretos nº 7.891/13, nº 7.945/13, nº 8.203/14 e nº 8.221/14

Em 2013, 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 da 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.

Em março de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.203/14, que alterou o Decreto nº 7.891/13. O novo decreto possibilitou 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 criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com o objetivo de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas ao Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs), na modalidade por disponibilidade. Além disso, esse Decreto normatizou 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



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais 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 homologou 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\$ 963.174, 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 ajustou a taxa de juros antes fixadas em CDI + 2,525% ao ano para CDI + 2,90% ao ano.

Ainda 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. Adicionalmente, a Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato.

Em 2015 todas as distribuidoras iniciam o repasse a partir do mês de seu reajuste ou revisão tarifária para que a CCEE possa liquidar seu compromisso junto aos bancos. Desta forma, através da Resolução Normativa nº 1.863/2015 a ANEEL homologou um incremento na tarifa mensal de R\$ 26 milhões que será repassado à CCEE no período de agosto de 2015 até fevereiro de 2020. Contudo em julho de 2015, a Associação Brasileira Consumidores de Energia (ABRACE) questionou o pagamento de alguns itens que compõe a CDE e a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, obtendo uma liminar que permitiu a isenção parcial do pagamento desse encargo para os seus associados. Após a abertura da Audiência Pública nº 057/2015, a diretoria da ANEEL em reunião realizada em 25 de setembro de 2015 fixou as novas tarifas dos associados da ABRACE, e as publicou por intermédio da REH nº 1.967/2015.

Dessa forma, a Elektro aplicará essas novas tarifas aos associados da ABRACE retroativas a 3 de julho de 2015. A diferença entre o valor original da cota de CDE e ao arrecadado pela empresa será contemplada no próximo reajuste tarifário de 2016, conforme cláusula prevista no contrato de concessão.

### 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 despacho, 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, Encargo de Serviços de Sistema - ESS e risco hidrológico. Nos meses de janeiro e fevereiro os valores acrescidos pelas bandeiras amarelas e vermelhas foram 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. Em 28 de agosto de 2015 foi aprovado pela ANEEL através da Audiência Pública nº 053/2015 a redução do valor de bandeira vermelha de R\$ 55/MWh para R\$ 45/MWh a ser aplicado a partir de 1º de setembro de 2015. Até setembro 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

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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. Ao longo de 2015 a Companhia contabilizou o montante de R\$ 518.469 de Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, dos quais R\$ 381.661 passaram a ser recebidos antecipadamente via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$ 413.552 recebidos através do faturamento das contas de energia parcialmente compensados pelo pagamento à CCRBT no montante de R\$ 31.891.

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias, de maneira complementar a Revisão Tarifária Extraordinária, tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes serão registradas na CVA para inclusão no próximo processo de reajuste tarifário.

#### 4. PRÁTICAS CONTÁBEIS GERAIS

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

#### 5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Os ativos registrados nesta categoria, no montante de R\$ 702.600 em 30 de setembro 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 30 de setembro de 2015 a rentabilidade média estava em 101,26% 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 três 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

	30/09/2015				31/12/2014			
	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total
Fornecimento	336.491	222.301	72.573	631.365	225.599	152.265	26.778	404.642
Outras contas a receber	468.317	17.262	14.776	500.355	381.512	5.193	19.657	406.362
Receita não faturada	374.757	-	-	374.757	318.588	-	-	318.588
Parcelamentos de débitos	66.817	8.960	9.663	85.440	46.049	5.193	19.657	70.899
Supridores	19.004	-	-	19.004	19.004	-	-	19.004
Outros	7.739	8.302	5.113	21.154	(2.129)	-	-	(2.129)
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(13.437)	(13.985)	(41.298)	(68.720)	(10.588)	-	(31.848)	(42.436)
<b>Total</b>	<b>791.371</b>	<b>225.578</b>	<b>46.051</b>	<b>1.063.000</b>	<b>596.523</b>	<b>157.458</b>	<b>14.587</b>	<b>768.568</b>
Circulante	774.278	225.578	46.051	1.045.907	568.499	157.458	14.587	740.544
Não circulante	17.093	-	-	17.093	28.024	-	-	28.024

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 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 mais aderente à curva de pagamento dos clientes da Elektro, uma vez que tem como premissa de

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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	30/09/2015
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	42.436	62.420	(11.527)	(24.609)	68.720

## 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 30/09/2015	Valores em amortização	Valores em constituição	Saldo em 31/12/2014
<b>CVA - Parcela A a receber</b>		<b>451.239</b>	<b>212.169</b>	<b>663.408</b>	<b>194.082</b>	<b>198.756</b>	<b>392.838</b>
Aquisição de Energia	7.1	342.402	-	342.402	176.575	164.430	341.005
Custo da Energia de Itaipu	7.1	-	142.713	142.713	-	-	-
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		-	-	-	2.830	-	2.830
Transporte Rede Básica		25.012	4.865	29.877	6.619	25.184	31.803
Transporte de Energia - Itaipu		1.188	1.107	2.295	30	920	950
Encargos de Serviços de Sistema - ESS		-	4.322	4.322	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		82.637	59.162	141.799	8.028	8.222	16.250
<b>Outros Itens Financeiros a receber</b>		<b>120.240</b>	<b>202.440</b>	<b>322.680</b>	<b>106.063</b>	<b>288.134</b>	<b>394.197</b>
Quota Parte de Energia Nuclear	7.2	6.863	-	6.863	10.606	7.521	18.127
Neutralidade da Parcela A	7.3	6.085	27.584	33.669	-	-	-
Sobrecontratação de Energia	7.4	106.623	174.856	281.479	91.808	280.613	372.421
CUSD/DIT		669	-	669	93	-	93
Perdas na DIT		-	-	-	3.556	-	3.556
<b>Total Valores a receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros</b>		<b>571.479</b>	<b>414.609</b>	<b>986.088</b>	<b>300.145</b>	<b>486.890</b>	<b>787.035</b>
<b>Ativo Circulante</b>				<b>606.030</b>			<b>503.016</b>
<b>Ativo Não Circulante</b>				<b>380.058</b>			<b>284.019</b>
<b>Valores a devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros</b>							
<b>CVA - Parcela A a devolver</b>		<b>151.691</b>	<b>140.144</b>	<b>291.835</b>	<b>36.995</b>	<b>161.268</b>	<b>198.263</b>
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	7.1	-	140.144	140.144	-	-	-
Custo da Energia de Itaipu	7.1	-	-	-	-	34.890	34.890
Progr. de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		2.396	-	2.396	-	-	-
Encargos de Serviços de Sistema - ESS e CONER	7.1	149.295	-	149.295	36.995	126.378	163.373
<b>Outros Itens Financeiros a devolver</b>		<b>245</b>	<b>126.691</b>	<b>126.936</b>	<b>66.382</b>	<b>122.671</b>	<b>189.053</b>
Neutralidade da Parcela A	7.3	-	-	-	4.689	2.815	7.504
Diferimento de reposição na revisão tarifária periódica		-	-	-	61.636	-	61.636
Energia Livre	7.5	-	12.041	12.041	-	11.251	11.251
TUSD-G	7.6	-	35.347	35.347	-	35.347	35.347
Baixa Renda	7.7	-	79.303	79.303	-	73.258	73.258
DIC/FIC		245	-	245	57	-	57
<b>Total Valores a devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros</b>		<b>151.936</b>	<b>266.835</b>	<b>418.771</b>	<b>103.377</b>	<b>283.939</b>	<b>387.316</b>
<b>Passivo Circulante</b>				<b>163.615</b>			<b>171.745</b>
<b>Passivo Não Circulante</b>				<b>255.156</b>			<b>215.571</b>

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 fixados quando da determinação 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 1.944, de 25 de agosto de 2015, a ANEEL definiu os valores de CVA correspondentes ao período de 27 de agosto de 2014 a 26 de agosto de 2015. Desta



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

forma, em 30 de setembro de 2015 a Companhia possui os seguintes montantes homologados: (i) R\$ 342.402 (R\$ 176.575 em 31 de dezembro de 2014) referente à CVA de aquisição de energia já deduzido do recebimento de bandeira tarifária referente aos meses de janeiro a maio de 2015; e (ii) R\$ 149.295 (R\$ 36.995 em 31 de dezembro de 2014) registrados como CVA de ESS e CONER passiva referente a devolução dos valores recebidos via CONER para abater o saldo a pagar das distribuidoras no mercado de curto prazo do período de junho à dezembro de 2014 e dos valores recebidos via bandeira tarifária para cobertura desse item também deduzidos dos pagamentos ocorridos.

Os saldos em constituição referem-se à apuração do saldo de CVA para repasse no próximo processo tarifário de acordo com legislação e regras específicas em vigor. Em 30 de setembro de 2015 a Companhia possui os seguintes montantes registrados: (i) R\$ 142.713 (R\$ 34.890 como CVA passiva em 31 de dezembro de 2014) referente ao custo de energia de Itaipu decorrente da alta do dólar em 2015; e (ii) R\$ 140.144 (R\$ 164.430 como CVA ativa em 31 de dezembro de 2014) decorrente da redução no custo de energia nos últimos meses e dos valores recebidos de bandeiras tarifárias do período de junho a setembro de 2015.

### 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.

A Resolução Homologatória nº 1.944, de 25 de agosto de 2015, homologou o montante de R\$ 7.521 de CVA ativa, sendo R\$ 598 referente ao período de janeiro à julho de 2015, e, os demais R\$ 6.924 como item financeiro referente ao período de agosto à dezembro de 2015.

Em 30 de setembro de 2015 a Companhia possui um saldo de CVA ativa a amortizar referente à Eletronuclear no montante de R\$ 6.863 (R\$ 10.606 em 31 de dezembro de 2014).

### 7.3. 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 receber dos consumidores em tarifa referente ao período de agosto de 2014 a julho de 2015, atualizadas pela taxa SELIC, representa um saldo ativo no montante de R\$ 6.085, conforme homologado no reajuste tarifário de 2015 e parcialmente compensado pelos recebimentos ocorridos a partir de 27 de agosto de 2015.

Em 30 de setembro de 2015, o ativo em constituição é de R\$ 27.584 (passivo de R\$ 2.815 em 31 de dezembro de 2014) decorrente da queda de mercado e deverá ser considerado no próximo processo tarifário.

### 7.4. 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 máximo 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 1.944, de 25 de agosto de 2015, homologou uma exposição ao mercado de curto prazo de 1.812.036 MWh que representou a constituição de ativo no montante de R\$ 1.172.180, referente ao exercício de 2014, e deduziu os valores já repassados pela CDE à Concessionária no mesmo período, no montante de R\$ 1.065.534. 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 2014, atualizado pelo Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo IPCA, em R\$ 10.835. Adicionalmente foi homologado R\$ 122 que contemplam demais itens tratados em conjunto com sobrecontratação.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Em 30 de setembro de 2015, o montante a receber de sobrecontratação de energia e submercados é de R\$ 106.623 (R\$ 91.808 em 31 de dezembro 2014). O saldo em constituição de R\$ 174.856 (R\$ 280.613 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 no ano de 2015 parcialmente compensados pelo recebimento de Bandeiras Tarifárias do período de janeiro a setembro de 2015.

### 7.5 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. O montante está sendo atualizado por um passivo de R\$ 12.041 (R\$ 11.251 em 31 de dezembro 2014), e deverá ser homologado nos próximos processos tarifários.

### 7.6. 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 Jupuí 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 30 de setembro 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.

### 7.7. 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 30 de setembro de 2015, o saldo é de R\$ 79.303 (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

	30/09/2015	31/12/2014
ICMS a recuperar	111.609	96.076
Imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido	24.546	25.273
<b>Total</b>	<b>136.155</b>	<b>121.349</b>
Ativo circulante	54.793	40.579
Ativo não circulante	81.362	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

	30/09/2015	31/12/2014
Incidência da COFINS sobre o faturamento	36.132	34.653
Legado "EPC" - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. <sup>(i)</sup>	31.736	29.419
Outros processos de natureza Trabalhista, Cível e Tributária	41.773	38.009
	<b>109.641</b>	<b>102.081</b>

(i) Refere-se ao processo descrito na nota 20.

O montante de R\$ 36.132 em 30 de setembro 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.

### 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, conseqüentemente, 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\$ 6.658 em 30 de setembro de 2015 (R\$ 11.204 em 30 de setembro de 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 conseqüente 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 30 de setembro de 2015, o ativo financeiro está atualizado pelo valor residual da BRR homologado no 4º Ciclo de Revisão Tarifária.

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.

Em 25 de agosto de 2015, a Elektro tomou conhecimento, por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.944 e Nota Técnica nº 219/2015 – SGT/ANEEL dos valores que seriam considerados na BRR do 4º Ciclo de Revisão Tarifária, a ser aplicado a partir de agosto de 2015. Desta maneira, a Companhia recalculou o valor do ativo financeiro a ser recebido ao final da concessão com base na nova BRR, cuja data de corte definida pela ANEEL foi fevereiro de 2015 devidamente movimentada por adições, atualizações e baixas. O novo valor residual gerou um efeito positivo de R\$ 25.038 nos cálculos iniciais, aumentando o ativo financeiro anteriormente contabilizado e incrementando o resultado financeiro do período.

Visando sempre a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é atualizado mensalmente, considerando, dentre outros fatores, a atualização pelo IGP-M, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizado 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:

	<b>Custo</b>	<b>Obrigações especiais</b>	<b>Valor justo</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>632.050</b>	<b>(71.512)</b>	<b>30.413</b>	<b>590.951</b>
Transferências de ativo intangível	95.394	-	-	95.394
Adições	-	2.191	-	2.191
Ajustes ao valor justo	-	-	11.706	11.706
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>727.444</b>	<b>(69.321)</b>	<b>42.119</b>	<b>700.242</b>
Transferências de ativo intangível	174.059	(53.515)	-	120.544
Adições	-	(6.984)	-	(6.984)
Ajustes ao valor justo	-	-	52.139	52.139
Baixas	(11.503)	-	-	(11.503)
<b>Saldo em 30 de setembro de 2015</b>	<b>890.000</b>	<b>(129.820)</b>	<b>94.258</b>	<b>854.438</b>

O ativo financeiro relacionado à concessão é remunerado pelo custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório no valor de 8,09% a.a. (12,26% antes dos impostos), já incluído na tarifa da Companhia a partir de 27 de agosto de 2015, o qual substitui o anterior de 7,50% a.a. utilizado no 3º ciclo de revisão tarifária. Como esta receita já é contabilizada mensalmente (vide nota 22) 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.

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>2.213.456</b>	<b>(320.217)</b>	<b>(455.042)</b>	<b>1.438.197</b>	<b>351.709</b>	<b>(81.880)</b>	<b>269.829</b>
Adições	-	2.667	-	2.667	363.133	(72.795)	290.338
Baixas	(29.739)	-	-	(29.739)	-	-	(29.739)
Amortização	-	-	(148.751)	(148.751)	-	-	(148.751)
Transferências	164.699	-	-	164.699	(260.093)	-	(95.394)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>2.348.416</b>	<b>(317.550)</b>	<b>(603.793)</b>	<b>1.427.073</b>	<b>454.749</b>	<b>(154.675)</b>	<b>300.074</b>
Adições	-	(7.790)	-	(7.790)	250.193	(21.895)	228.298
Baixas	(25.110)	-	12.034	(13.076)	-	-	(13.076)
Amortização	-	-	(117.542)	(117.542)	-	-	(117.542)
Transferências	204.865	(58.363)	-	146.502	(378.924)	111.878	(267.046)
<b>Saldo em 30 de setembro de 2015</b>	<b>2.528.171</b>	<b>(383.703)</b>	<b>(709.301)</b>	<b>1.435.167</b>	<b>326.018</b>	<b>(64.692)</b>	<b>1.696.493</b>

## 11. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

	30/09/2015	31/12/2014
Moeda nacional	481.060	449.838
Supridores de energia elétrica	438.735	391.594
Fornecedores de materiais e serviços	42.325	58.244
Moeda estrangeira	85.980	38.233
Supridores de energia elétrica - Itaipu	85.980	38.233
<b>Total</b>	<b>567.040</b>	<b>488.071</b>

## 12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	30/09/2015	31/12/2014	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
<b>Moeda Nacional</b>	<b>481.099</b>	<b>469.954</b>			
<b>BNDES</b>					
Finame SE 2011	3.805	4.341	5,5% a.a.	Início 15/02/2013 até 15/01/2021	Instrumento de Cessão
Finem CAPEX 2011/2012	104.530	125.519	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início 15/06/2013 até 15/12/2019	Fiduciária de Direitos
Finem 2013/2014	250.841	196.588	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início 15/01/2016 até 15/12/2023	Creditórios
Custos com emissão - BNDES	(251)	(300)			
<b>Eletrobrás</b>					
Eletrobras - Luz para Todos <sup>(1)</sup>	61.630	72.087	RGR + 5,0% a.a. <sup>(2)</sup>	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	
Finexp - 2º Ciclo	15.733	20.980	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	
Finexp - 3º Ciclo	5.047	5.939	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	Carta de Fiança
Finexp - 4º Ciclo	16.266	17.993	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Finexp - 5º Ciclo	7.757	7.804	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Arrendamento mercantil	15.741	19.003	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 <sup>(3)</sup>	
<b>Moeda Estrangeira</b>	<b>1.071.185</b>	<b>688.101</b>			
Banco Europeu de Investimento	548.233	344.320	US\$ + 3,4020% a.a.	31/10/2025	Carta de Fiança
Swap Empréstimo BEI	(252.286)	(58.373)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 Bank Of Tokyo	186.712	118.243	Libor 3mL + 0,8457% <sup>(4)</sup>	20/06/2018	
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 Bank of Tokyo	(44.339)	(17.892)	100,5% do CDI a.a.	20/06/2018	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	276.249	174.942	Libor 3mL + 0,7782% <sup>(4)</sup>	09/01/2018	
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	(94.540)	(23.768)	103,0% do CDI a.a.	09/01/2018	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 HSBC	281.846	178.496	Libor 3mL + 0,8500% <sup>(4)</sup>	15/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 HSBC	(131.185)	(27.568)	104,9% do CDI a.a.	15/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário Mizuho	251.792	-	Libor 3mL + 1,00% <sup>(4)</sup>	16/03/2018	
Swap Céd. Créd Bancário Mizuho	(63.668)	-	93,16% do CDI a.a.	16/03/2018	
Cédula de Crédito Bancário Tokyo	146.612	-	Libor 3mL + 0,6900% <sup>(4)</sup>	16/03/2018	
Swap Céd. Créd Bancário Tokyo	(33.223)	-	94,0% do CDI a.a.	16/03/2018	
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(1.018)	(299)			
<b>Total</b>	<b>1.552.284</b>	<b>1.158.055</b>			
Circulante	257.107	65.459			
Não circulante	1.295.177	1.092.596			

Os vencimentos dos empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil de longo prazo em 30 de setembro de 2015 ocorrerão da seguinte forma: R\$ 49.034 em 2016, R\$ 343.117 em 2017, R\$ 491.450 em 2018, R\$ 99.890 em 2019 e R\$ 311.686 após 2019.

Nos primeiros nove meses de 2015 foi liberado o montante de R\$ 54.072, 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.

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

Em fevereiro de 2015, a Companhia alongou por 19 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4.131), contratado em junho de 2014 junto ao banco Citibank, no montante de R\$ 150.000. O prazo de vencimento inicial que era junho de 2016 passou para janeiro de 2018 e as taxas de juros foram mantidas as mesmas aplicadas no contrato original.

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 no montante total de R\$ 300.470 com o prazo de vencimento de 3 anos, sendo R\$ 187.470 junto ao Banco Mizuho e R\$ 113.000 com o Banco de Tokyo. Os pagamentos dos juros ocorrerão trimestralmente para ambas contratações, enquanto os pagamentos do principal acontecerão a partir de março de 2017, sendo anual para o Banco Mizuho e trimestralmente para o Banco de Tokyo com custo médio final de 93,6% do CDI.

Objetivando neutralizar 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).

Em maio de 2015, a Companhia alongou por 24 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4.131), contratado em junho de 2014 junto ao Banco de Tokyo, no montante de R\$ 100.000. O prazo de vencimento inicial que era junho de 2016 passou para junho de 2018, com redução da taxa de 103% para 100,5% do CDI.

### Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo relação confortável com os limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos de financiamentos firmados com o BNDES e nos financiamentos em moeda estrangeira (via Lei nº 4131) com os bancos HSBC, Mizuho e Banco de Tokyo.

Em 30 de setembro de 2015, não há itens que façam parte da infraestrutura da concessão, oferecidos como garantias de empréstimos e financiamentos.

## 13. DEBÊNTURES

	30/09/2015	31/12/2014	Qtde.	Remuneração	Pagamento dos juros	Amortização do principal
5ª Emissão	278.194	308.210				
1ª Série	40.704	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	237.744	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	(254)	(381)				
6ª Emissão	754.881	729.586				
1ª Série	221.467	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	124.221	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	410.005	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	(812)	(948)				
Total	1.033.075	1.037.796				
Circulante	237.755	65.294				
Não circulante	795.320	972.502				

Em 30 de setembro de 2015 o saldo total de custos de emissão a apropriar é de R\$ 1.066 (R\$ 1.329 em 31 de dezembro de 2014), sendo R\$ 320 no curto prazo (R\$ 141 referente à 5ª emissão e R\$ 179 referente à 6ª emissão) e R\$ 746 no longo prazo (R\$ 113 referente à 5ª emissão e R\$ 633 referente à 6ª emissão).

O vencimento do saldo de longo prazo das debêntures em 30 de setembro de 2015 ocorrerá da seguinte forma: R\$ 105.997 em 2016, R\$ 105.841 em 2017, R\$ 112.864 em 2018, R\$ 61.844 em 2019 e R\$ 408.774 após 2019.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

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.

### Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

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

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.

Em 30 de setembro 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 está disponível no *website* da Elektro: [www.elektro.com.br](http://www.elektro.com.br).

## 14. TRIBUTOS A RECOLHER

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social, a qual está computada a alíquota nominal de 34% sobre o lucro tributável reconhecido pelo regime de competência.

O PIS e a COFINS estão computados à alíquota nominal de 9,25% calculados sob a receita operacional deduzidos os créditos pertinentes e 4,65% sob as receitas financeiras, ambas reconhecidas pelo regime de competência.

	30/09/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	134.748	93.807
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	27.706	23.742
Programa de integração social - PIS	5.957	5.155
Outros Impostos	1.033	1.368
<b>Total</b>	<b>169.444</b>	<b>124.072</b>

## 15. ENCARGOS DO CONSUMIDOR

Em 30 de setembro de 2015 a Companhia possui o montante de R\$ 163.156 (R\$ 7.307 em 31 de dezembro de 2014) referente às cotas do encargo CDE e repasse da bandeira tarifária à CCRBT conforme mencionado na nota 3.3 e nota 3.4.

## 16. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

Em 30 de abril de 2015 ocorreu pagamento no montante de R\$ 333.820 referente a dividendos anuais do exercício social de 2014, aprovados em Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 9 de abril de 2015.

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

Em 16 de julho de 2015, foi aprovada pelo Conselho de Administração a distribuição aos acionistas de Dividendos Intermediários para o exercício de 2015 no montante de R\$ 184.524, dos quais R\$ 61.715 pago em 31 de agosto de 2015 e o restante será pago dentro do exercício social de 2015, precedido de aviso aos acionistas publicado para esta finalidade.

Em 27 de outubro de 2015, foi aprovada em reunião do Conselho de Administração a distribuição aos acionistas de Juros Sobre Capital Próprio para o exercício social de 2015 no montante de R\$ 115.610, o qual será pago conforme disponibilidade de caixa, precedidos de aviso aos acionistas publicado para essa finalidade.

### 17. OBRIGAÇÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

	30/09/2015	31/12/2014
Férias e 13º salário a pagar	26.273	19.345
INSS parte da empresa	13.083	9.683
Participação nos lucros e resultados	7.454	18.401
FGTS	3.268	3.341
Retenções do empregado	2.161	3.126
Outros	444	434
<b>Total</b>	<b>52.683</b>	<b>54.330</b>

### 18. 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 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	30/09/2015	31/12/2014
Programa de Eficiência Energética	0,50%	35.202	23.810
Pesquisa e Desenvolvimento	0,20%	20.388	16.646
FNDCT	0,20%	713	829
MME	0,10%	356	413
<b>Total</b>		<b>56.659</b>	<b>41.698</b>
Circulante		39.843	26.352
Não circulante		16.816	15.346

### 19. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

#### 19.1. 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

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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:

<b>Conciliação dos valores reconhecidos no balanço</b>	31/12/2014	31/12/2013
Valor justo dos ativos do plano	1.100.106	1.026.552
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	894.232	803.985
<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 30 de setembro de 2015 e 30 de setembro de 2014 e no resultado abrangente são os seguintes:

<b>Componentes da despesa do plano</b>	30/09/2015	30/09/2014
<b>Valores reconhecidos no demonstrativo de resultados do exercício</b>		
Custo do serviço corrente	(3.938)	(3.733)
Despesa reconhecida	(3.938)	(3.733)

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 30 de setembro de 2015 foram de R\$ 382 (R\$ 351 em 30 de setembro de 2014), tendo sido registradas à conta de despesa com pessoal.

## 20. 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 apresentam os seguintes saldos e movimentações:

	31/12/2014	Ingresso	Atualização	Reversão	Liquidação	30/09/2015
Cíveis e ambientais	124.033	13.622	5.362	(6.899)	(6.886)	129.232
Tributárias	31.925	98	2.542	(97)	(17)	34.451
Trabalhistas	27.788	10.356	3.514	(1.327)	(7.166)	33.165
Desapropriações e serviços	11.742	407	1.326	(4.378)	(55)	9.042
Regulatórias	23.600	4.876	-	(3.535)	(1.285)	23.656
Total das provisões	219.088	29.359	12.744	(16.236)	(15.409)	229.546

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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\$ 96.472 em 30 de setembro 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 decisão de 2ª instância que lhe foi desfavorável. O valor provisionado em 30 de setembro de 2015 é de R\$ 32.917 (R\$ 30.586 em 31 de dezembro de 2014).

Outras provisões tributárias envolvem discussões relativas à 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 30 de setembro de 2015:

	30/09/2015	31/12/2014
Tributárias <sup>(i)</sup>	492.714	444.148
Previdenciárias <sup>(ii)</sup>	87.928	84.726
Cíveis	27.399	26.499
Trabalhistas	17.081	14.863
Ambientais, desapropriação e servidão de passagem	6.785	6.009
	<u>631.907</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.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

### 21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

#### Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 30 de setembro 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%
<b>Total</b>	<b>91.880.972</b>	<b>101.878.293</b>	<b>193.759.265</b>	<b>100,00%</b>

### 22. 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.

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	30/09/2015			30/09/2014		
	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$	Nº de consumidores	MWh (*)	R\$
Receitas operacionais	2.486.673	9.349.163	6.928.538	2.421.077	9.600.761	4.149.193
Fornecimento para consumidores	2.486.673	9.349.163	5.607.833	2.421.077	9.600.761	3.425.516
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	-	-	518.469	-	-	-
Outras receitas	-	-	802.236	-	-	723.677
CCEE	-	-	83.131	-	-	184.886
Receita de uso do sistema de distribuição	-	-	230.897	-	-	98.908
Remuneração do ativo financeiro (WACC)	-	-	71.284	-	-	52.609
Receita de construção	10.3	-	213.525	-	-	213.455
Outras receitas	-	-	203.399	-	-	173.819
Deduções às receitas operacionais	-	-	(2.834.962)	-	-	(1.138.848)
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE	-	-	(834.491)	-	-	(56.681)
Bandeira Tarifária	-	-	(381.661)	-	-	-
ICMS sobre fornecimento	-	-	(1.058.406)	-	-	(643.504)
COFINS	-	-	(474.648)	-	-	(303.570)
PIS	-	-	(103.047)	-	-	(65.910)
Programa de P&D e eficiência energética	-	-	(34.944)	-	-	(28.383)
Outros	-	-	52.235	-	-	(40.800)
<b>Total</b>	<b>2.486.673</b>	<b>9.349.163</b>	<b>4.093.576</b>	<b>2.421.077</b>	<b>9.600.761</b>	<b>3.010.345</b>

(\*) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

**23. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA**

	30/09/2015		30/09/2014	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Supradores de energia	10.759.935	2.695.045	11.131.339	2.142.895
Itaipu Binacional (**)	2.260.842	618.751	2.293.647	307.998
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	6.635.152	1.698.957	6.327.261	1.584.252
Mercado SPOT	195.121	151.449	1.298.693	1.042.783
(-) Repasse CDE - Cotas	-	-	-	(100.161)
(-) Conta - ACR	-	-	-	(917.466)
Contrato cotas (CCGF e CCEN)	1.241.532	97.912	788.443	99.187
Geração Distribuída	196.971	36.099	198.226	32.026
PROINFA	230.317	76.410	225.069	79.590
Uso do transporte de energia	-	15.467	-	14.686
Outros custos de energia	-	423.680	-	240.259
ONS - Uso da rede básica	-	228.404	-	177.168
CTEEP- Encargos de conexão	-	20.656	-	19.466
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	144.519	-	27.857
Risco hidrológico	-	30.101	-	15.768
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(288.499)	-	(198.079)
<b>Total</b>	<b>10.759.935</b>	<b>2.830.226</b>	<b>11.131.339</b>	<b>2.185.075</b>

(\*) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

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

**24. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS**

	30/09/2015	30/09/2014
Gastos com pessoal	212.257	194.019
Gastos com serviços de terceiros	90.657	86.197
Gastos com materiais	27.404	28.362
Outras despesas operacionais líquidas	143.686	97.856
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	42.156	13.688
Despesas com arrecadação bancária	12.656	12.104
Provisões para ações judiciais e regulatórias	16.842	11.843
Aluguéis e seguros	10.085	10.644
Perda na desativação e alienação de bens líquida	10.124	10.255
Taxas e contribuições	10.255	9.655
Telefonia e telecomunicações	11.452	9.500
Despesas com viagens	7.440	6.483
Outras	22.676	13.684
	<b>474.004</b>	<b>406.434</b>
Custo da operação	308.896	291.929
Despesas gerais e administrativas	56.557	53.320
Outras despesas operacionais	92.236	49.681
Despesas com vendas	16.315	11.504
	<b>474.004</b>	<b>406.434</b>

**25. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO**

	30/09/2015	30/09/2014
Receitas	278.565	96.711
Aplicações financeiras	65.669	39.263
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso	54.098	32.789
Atualizações monetárias e cambiais	16.136	14.408
Atualização do Ativo Financeiro	52.139	4.884
Líquido de atualização monetária e cambial de CVA	85.282	-
Outras receitas financeiras	9.501	5.367
PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(4.260)	-
Despesas financeiras	(318.087)	(180.384)
Juros sobre debêntures	(65.467)	(60.618)
Atualizações monetárias e cambiais	(111.501)	(46.375)
Juros sobre empréstimos com terceiros	(114.404)	(40.898)
Outras despesas financeiras	(26.715)	(32.493)
<b>Total</b>	<b>(39.522)</b>	<b>(83.673)</b>



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

### 26. 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 destacar que as alterações trazidas pela referida legislação não acarretou impactos nas Informações Trimestrais de 30 de setembro de 2015.

#### Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado:

	30/09/2015		30/09/2014	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	415.632	415.632	9.241	9.241
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	-	10%	-
	(103.890)	(37.407)	(2.292)	(832)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Permanentes - despesas indedutíveis e multas	(7.746)	(2.608)	(6.435)	(2.183)
Incentivos fiscais e outros	3.315	516	3.274	425
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(108.321)	(39.499)	(5.453)	(2.590)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(74.632)	(27.371)	(84.191)	(30.936)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(33.689)	(12.128)	78.738	28.346
Total	(108.321)	(39.499)	(5.453)	(2.590)

#### Tributos diferidos

	Balancos patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	30/09/2014
IR e CS sobre outras diferenças temporárias	92.124	99.094	(5.111)	149.009
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	23.362	14.425	8.937	(1.010)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	66.923	62.473	4.450	5.214
Variação cambial / Provisão ganho/perda <i>hedge</i>	25.594	(122)	25.716	7
Provisão perda na desativação de ativos	6.563	12.753	(6.190)	7.348
Provisão efeito postergação tarifária	-	20.016	(20.016)	(20.341)
Reversão dos ativos e passivos regulatórios	-	-	-	154.552
Marcação a mercado swap	-	-	-	2.564
Reversão Fiscal Diferimento	-	-	-	3.128
Contratos de concessão - marcação a mercado	(32.048)	(14.321)	(17.727)	(1.660)
Outras	1.730	3.870	(281)	(793)
Benefício fiscal do ágio incorporado Terraço	76.280	85.165	(8.885)	(10.104)
Benefício fiscal do ágio incorporado - Iberdrola (vide nota 3)	548.016	579.837	(31.821)	(31.821)
Subtotal - impacto no resultado do exercício	716.420	764.096	(45.817)	107.084
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	1.339	819	(1.339)	(1.270)
Plano de pensão	1.339	819	(1.339)	(1.270)
Total	717.759	764.915	(47.156)	105.814

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 2015.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

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 30 de setembro de 2015 é como segue: R\$ 20.245 em 2015, R\$ 58.328 em 2016, R\$ 58.079 em 2017 e R\$ 581.107 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 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.

### 27. PARTES RELACIONADAS

#### 27.1 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 30 de setembro de 2015 de R\$ 20.423 (R\$ 11.730 em 30 de setembro 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 30 de setembro de 2015 as despesas totalizam R\$ 709 (R\$ 791 em 30 de setembro 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 30 de setembro de 2015 é de R\$ 264 (R\$ 249 em 30 de setembro de 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 30 de setembro de 2015 de R\$ 750 (R\$ 794 em 30 de setembro 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 30 de setembro de 2015 foi de R\$ 3.747 (R\$ 728 em 30 de setembro de 2014).

#### 27.2 Remuneração da administração:

A remuneração total da Administração da Companhia no período findo em 30 de setembro de 2015, registrada na rubrica de gastos com pessoal, foi de R\$ 7.407 (R\$ 6.390 em 30 de setembro de 2014), sendo que esse valor está relacionado a remunerações fixa e variável de R\$ 5.169 (R\$ 4.392 em 30 de setembro de 2014) e encargos sociais e benefícios, inclusive pós-emprego, no valor de R\$ 2.238 (R\$ 1.998 em 30 de setembro de 2014). Além desses montantes, destacam-se, ainda, benefícios

## Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

adquiridos por estes administradores referentes ao Plano de Incentivo de Longo Prazo concedido pela Elektro no montante de R\$ 12.360 (9.330 em 30 de setembro de 2014) registrado em “Outros Passivos” no passivo não circulante.

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).

### 28. 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 2015 a 31 de maio de 2016, e da apólice de Responsabilidade civil de administradores compreende o período de 30 de Setembro de 2015 a 31 de Janeiro de 2017.

Riscos	Importância segurada	Cobertura da apólice
Riscos operacionais e multirisco	1.062.768	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

### 29. 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 10.1. 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 segundo parâmetros estabelecidos em contratos. Os valores de mercado 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



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

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:

	30/09/2015			Classificação
	Valor contábil	Valor de mercado	Avaliação	
<b>Ativo</b>				
Caixa e equivalentes de caixa	702.600	702.600	Valor justo	Mantido para negociação
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	1.063.000	1.063.000	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	986.088	986.088	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Caução de fundos e depósitos vinculados	14.382	14.382	Custo amortizado	Empréstimos e recebíveis
Ativo indenizável (concessão)	854.438	854.438	Valor justo	Disponível para venda
<b>Total ativo</b>	<b>3.620.508</b>	<b>3.620.508</b>		
<b>Passivo</b>				
Fornecedores e supridores de energia elétrica	(567.040)	(567.040)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional*	(465.358)	(464.701)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira*	(1.690.426)	(1.535.516)	Valor justo	Objeto de Hedge
Operações de <i>swap</i>	619.241	458.709	Valor justo	Instrumento de Hedge
Debêntures*	(1.033.075)	(1.082.718)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Arrendamento mercantil	(15.741)	(15.741)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	(418.771)	(418.771)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
<b>Total passivo</b>	<b>(3.571.170)</b>	<b>(3.625.779)</b>		

\* 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 2 de outubro de 2015: 13,63%, 6,17% e 6,11% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a variação da TJLP de 7,0% divulgada pelo Conselho Monetário Nacional, (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25% e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Instrumentos	Exposição	Risco	Cenário Provável	Elevação do índice em 25%	Elevação do índice em 50%
Aplicações Financeiras	700.860	Variação CDI	93.438	116.798	140.157
Debêntures - 5ª Emissão 1ª Série	(40.704)	Variação CDI	(5.548)	(6.935)	(8.322)
Empréstimo <sup>(1)</sup>	(1.071.185)	Variação CDI	(146.141)	(182.677)	(219.212)
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	(221.467)	Variação CDI	(30.186)	(37.732)	(45.279)
	(632.496)		(88.437)	(110.546)	(132.656)
Ativo Indenizável <sup>(2)</sup>	854.438	Variação IGP-M	52.719	65.899	79.078
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(237.744)	Variação IPCA	(14.526)	(18.158)	(21.789)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(124.221)	Variação IPCA	(7.590)	(9.487)	(11.385)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(410.005)	Variação IPCA	(25.051)	(31.314)	(37.577)
Financiamentos - Finep 5º Ciclo	(7.757)	Variação TJLP	(543)	(679)	(814)
Financiamentos - BNDES	(355.371)	Variação TJLP	(24.876)	(31.095)	(37.314)
Redução (aumento)			(108.304)	(135.381)	(162.457)

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> 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 30 de setembro de 2015, o saldo do contas a receber venceu apresentou aumento de R\$ 123.019 quando comparado com 31 de dezembro de 2014. O índice de inadimplência no encerramento do período foi de 5,6% (4,1% em 31 de dezembro de 2014).

Para intensificar a 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. Adicionalmente, a Companhia vem desenvolvendo novas tecnologias com o objetivo de fornecer outras formas de pagamento aos clientes, por exemplo, disponibilidade de pagamento com cartão de débito e parcelamento com cartão de crédito.

### Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Alterações na metodologia vigente são amplamente discutidas através do mecanismo de Audiência Pública e contam 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

Pelo atual marco regulatório, a contratação de energia pelas distribuidoras ocorre principalmente através de leilões regulados pela ANEEL. Para suprir parte do mercado de 2015 e dos próximos anos, a Elektro participou dos seguintes leilões: (i) 14º Leilão de Energia Existente A-1 ocorrido em 5 de dezembro de 2014, com a aquisição de 27,96 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2015; (ii) 18º Leilão de Ajuste, ocorrido em 15 de janeiro de 2015 com a aquisição de 51,3 MWmed, sendo: 4,5 MWmed com período de suprimento de 1º de janeiro a 31 de março de 2015 e 46,7 MWmed com período de suprimento de 1º de janeiro a 30 de junho de 2015; e (iii) 3º Leilão de Fontes



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Alternativas, ocorrido em 27 de abril de 2015, com aquisição de 0,41 MWmed e início de suprimento a partir de 1º de julho de 2017. Além dos leilões acima descritos, houve ainda 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 involuntária média até setembro de 2015 de 1,98% e esta insuficiência será reduzida até o final do ano em virtude da alocação de novas cotas de energia compulsória a ser realizada pela ANEEL. Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

### **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 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) automatizadas, a automação do comando e supervisão remota de 1.940 equipamentos em redes de distribuição (religadores, reguladores de tensão, bancas de capacitores e sensores de redes), que utilizam comunicação com tecnologia modem celular, satélite, rádio e fibra óptica, contribuindo com a redução do deslocamento das equipes para a execução das tarefas na rede de distribuição, bem como a implantação de 160 sistemas de recomposição automática '*Self Healings*', que restabelece de forma automática trechos desenergizados para fontes alternativas evitando desligamentos de longa duração e a redução da quantidade de clientes desligados, beneficiando atualmente cerca de 376.000 consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 18 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 2,7 mil km de redes compactas com cabos protegidos, nos últimos 10 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 se apresentaram no último ano com um baixo índice de volume armazenado (aproximadamente 19,3% da capacidade). No mês de setembro, houve uma recuperação do nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste para 32,4% 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 de 2015, 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.



## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

### Índices financeiros

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

Índices	Variação % acumulada nos períodos	
	30/09/2015	30/09/2014
Taxa de câmbio R\$/US\$ <sup>(1)</sup>	3,9729	2,4510
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	-49,57%	-4,63%
IGP-M	6,34%	1,76%
IPCA	7,64%	4,61%
TJLP	4,59%	3,81%
Selic	9,58%	7,90%
CDI	9,56%	7,80%

(1) Cotação em 30 de setembro de 2015.

## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

---



### DIRETORIA

MARCIO HENRIQUE FERNANDES  
DIRETOR PRESIDENTE

SIMONE BORSATO  
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

FABRICIA LANI DE ABREU  
DIRETORA DE RECURSOS HUMANOS E SUSTENTABILIDADE

ROGERIO ASCHERMANN MARTINS  
DIRETOR DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E SERVIÇOS CORPORATIVOS

JULIANO PANSANATO DE SOUZA  
GERENTE DE CONTABILIDADE, PLANEJAMENTO E ANÁLISES FINANCEIRAS

WEDSON ROMERO PERES  
CONTADOR  
CRC 1SP222804/O-9

## Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

---



### COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EM 30 DE SETEMBRO DE 2015

#### **PRESIDENTE**

FRANCISCO JAVIER VILLALBA SANCHEZ

#### **CONSELHEIROS**

EDUARDO CAPELASTEGUI SAIZ

MARIO JOSÉ RUIZ-TAGLE LARRAIN

JUSTO GARZON ORTEGA

JUAN MANUEL EGUIAGARY UCELAY

VICENTE DONIZETI DOS SANTOS

## **PROJEÇÕES DIVULGADAS EM 2014 E CONFRONTO COM OS RESULTADOS REALIZADOS NO 3º 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 setembro de 2015, observou-se que o valor realizado foi de R\$ 227,33 milhões, próximo ao valor projetado para o período. A projeção para 2015 é de R\$ 260,9 milhões e para 2016 de R\$ 310,4 milhões.

Os investimentos realizados no terceiro 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 setembro de 2015 observou-se que o valor realizado foi de R\$ 366,5 milhões, um desvio a maior de 1,0% em relação ao valor projetado, correspondendo a um montante de R\$ 3,6 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 30 de setembro de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove 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 nove meses findo em 30 de setembro 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), 27 de outubro de 2015

ERNST & YOUNG

Auditores Independentes S.S.

CRC- 2SP015199/O-6

Adilvo França Junior

Contador CRC1BA021419/O-4-S-SP