

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 - 01/01/2017 à 30/09/2017	9
DMPL - 01/01/2016 à 30/09/2016	10

Demonstração do Valor Adicionado	11
----------------------------------	----

Comentário do Desempenho	12
--------------------------	----

Notas Explicativas	34
--------------------	----

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	72
--	----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/09/2017
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	91.880.972
Preferenciais	101.878.293
Total	193.759.265
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Assembléia Geral Ordinária	07/04/2017	Dividendo		Ordinária		0,53199
Assembléia Geral Ordinária	07/04/2017	Dividendo		Preferencial		0,58519
Reunião do Conselho de Administração	14/07/2017	Dividendo		Ordinária		0,68428
Reunião do Conselho de Administração	14/07/2017	Dividendo		Preferencial		0,75271
Reunião do Conselho de Administração	12/09/2017	Dividendo		Ordinária		0,68428
Reunião do Conselho de Administração	12/09/2017	Dividendo		Preferencial		0,75271
Reunião do Conselho de Administração	12/09/2017	Juros sobre Capital Próprio		Ordinária		0,47550
Reunião do Conselho de Administração	12/09/2017	Juros sobre Capital Próprio		Preferencial		0,52305

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2017	Exercício Anterior 31/12/2016
1	Ativo Total	6.932.398	6.676.133
1.01	Ativo Circulante	2.624.008	2.512.019
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	807.849	899.313
1.01.03	Contas a Receber	1.585.652	1.204.224
1.01.03.01	Clientes	1.169.192	958.439
1.01.03.01.01	Consumidores, parcelamentos de débitos e fornecedores	1.250.515	1.057.363
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-81.323	-98.924
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	416.460	245.785
1.01.03.02.01	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	386.773	226.768
1.01.03.02.02	Instrumentos financeiros derivativos	29.687	19.017
1.01.06	Tributos a Recuperar	47.998	87.645
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	47.998	87.645
1.01.06.01.01	Tributos a compensar	19.985	31.842
1.01.06.01.02	Imposto de Renda e Contribuição Social a compensar	28.013	55.803
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	182.509	320.837
1.01.08.03	Outros	182.509	320.837
1.01.08.03.04	Outros créditos	69.409	51.859
1.01.08.03.06	Subsídios Tarifários	113.100	268.978
1.02	Ativo Não Circulante	4.308.390	4.164.114
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.442.895	2.282.780
1.02.01.03	Contas a Receber	327.076	209.632
1.02.01.03.01	Clientes	31.574	43.717
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	295.502	165.915
1.02.01.06	Tributos Diferidos	542.840	601.560
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	542.840	601.560
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	1.572.979	1.471.588
1.02.01.09.05	Tributos a compensar	84.770	83.541
1.02.01.09.07	Depósitos judiciais	85.399	127.360
1.02.01.09.08	Ativo Indenizável (concessão)	1.248.876	1.074.026
1.02.01.09.09	Outros créditos	43.305	42.665
1.02.01.09.10	Instrumentos financeiros derivativos	110.629	143.996
1.02.03	Imobilizado	9.633	9.596
1.02.03.02	Imobilizado Arrendado	9.633	9.596
1.02.04	Intangível	1.855.862	1.871.738
1.02.04.01	Intangíveis	1.855.862	1.871.738
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.855.862	1.871.738

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2017	Exercício Anterior 31/12/2016
2	Passivo Total	6.932.398	6.676.133
2.01	Passivo Circulante	2.620.356	2.183.529
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	58.690	66.375
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	58.690	66.375
2.01.02	Fornecedores	742.705	418.415
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	667.791	372.475
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	74.914	45.940
2.01.03	Obrigações Fiscais	224.407	159.667
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	80.904	36.285
2.01.03.01.02	Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	46.132	28.373
2.01.03.01.03	Programa de integração social - PIS	12.372	6.116
2.01.03.01.04	Impostos retidos na fonte	22.400	1.796
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	143.503	123.382
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	1.047.543	649.247
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	957.165	435.267
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	487.318	115.885
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	469.847	319.382
2.01.04.02	Debêntures	90.378	213.980
2.01.05	Outras Obrigações	547.011	889.825
2.01.05.02	Outros	547.011	889.825
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	12	117.879
2.01.05.02.04	Encargos do consumidor	153.450	333.922
2.01.05.02.07	Obrigações P&D e eficiência energética	25.640	47.438
2.01.05.02.09	Outros passivos	51.076	58.313
2.01.05.02.10	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	310.231	332.273
2.01.05.02.11	Instrumentos Financeiros Passivos	6.602	0
2.02	Passivo Não Circulante	2.361.700	2.494.310
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.836.048	2.083.719
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	1.241.546	1.413.912
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	420.622	491.807
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	820.924	922.105
2.02.01.02	Debêntures	594.502	669.807
2.02.02	Outras Obrigações	393.604	264.324
2.02.02.02	Outros	393.604	264.324
2.02.02.02.04	Obrigações P&D e eficiência energética	59.889	19.763
2.02.02.02.06	Outros passivos	7.490	9.582
2.02.02.02.07	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	319.706	234.979
2.02.02.02.08	Instrumentos Financeiros Passivos	6.519	0
2.02.04	Provisões	132.048	146.267
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	132.048	146.267
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	41.495	39.079
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	32.790	41.742
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	33.688	35.932
2.02.04.01.05	Desapropriações e servidões	12.842	11.128
2.02.04.01.06	Regulatórias	11.233	18.386

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2017	Exercício Anterior 31/12/2016
2.03	Patrimônio Líquido	1.950.342	1.998.294
2.03.01	Capital Social Realizado	952.492	952.492
2.03.02	Reservas de Capital	765.882	765.882
2.03.02.07	Reserva de capital	765.882	765.882
2.03.04	Reservas de Lucros	171.422	279.920
2.03.04.01	Reserva Legal	171.422	171.422
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	108.498
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	60.546	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2017 à 30/09/2017	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2016 à 30/09/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.623.762	4.069.262	1.158.523	3.457.028
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.358.869	-3.388.834	-983.004	-2.890.138
3.02.01	Energia comprada para revenda	-1.098.730	-2.647.010	-741.166	-2.212.005
3.02.02	Custos operacionais	-102.747	-318.905	-94.925	-283.287
3.02.03	Depreciações e Amortizações	-1.241	-3.187	-973	-2.926
3.02.04	Amortização de Ativo Intangível	-43.152	-128.966	-42.361	-126.400
3.02.05	Custo de construção	-112.999	-290.766	-103.579	-265.520
3.03	Resultado Bruto	264.893	680.428	175.519	566.890
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-50.368	-166.830	-58.838	-188.148
3.04.01	Despesas com Vendas	-6.244	-17.905	-5.857	-17.664
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-22.353	-63.456	-19.772	-57.591
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-21.771	-85.469	-33.209	-112.893
3.04.05.01	Outras despesas operacionais líquidas	-21.771	-85.469	-33.209	-112.893
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	214.525	513.598	116.681	378.742
3.06	Resultado Financeiro	-21.355	-100.427	-28.209	-123.747
3.06.01	Receitas Financeiras	38.838	98.042	65.940	138.840
3.06.02	Despesas Financeiras	-60.193	-198.469	-94.149	-262.587
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	193.170	413.171	88.472	254.995
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-36.826	-119.639	-28.620	-91.683
3.08.01	Corrente	-18.228	-62.746	-29.610	-42.617
3.08.02	Diferido	-18.598	-56.893	990	-49.066
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	156.344	293.532	59.852	163.312
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	156.344	293.532	59.852	163.312
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	PN	0,84325	1,58318	0,32282	0,88083
3.99.01.02	ON	0,76659	1,43926	0,29347	0,80076

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2017 à 30/09/2017	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2016 à 30/09/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016
4.01	Lucro Líquido do Período	156.344	293.532	59.852	163.312
4.02	Outros Resultados Abrangentes	1.183	3.547	465	1.403
4.02.05	Efeito do limite do ativo de benefício definido	1.792	5.374	707	2.126
4.02.06	Tributo diferido sobre ajustes atuariais	-609	-1.827	-242	-723
4.03	Resultado Abrangente do Período	157.527	297.079	60.317	164.715

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	488.649	863.518
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	800.545	711.429
6.01.01.01	Lucro líquido do período	293.532	163.312
6.01.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	57.885	69.539
6.01.01.03	Juros e variações monetárias e cambiais	227.977	262.642
6.01.01.04	Depreciações e amortizações	132.153	129.326
6.01.01.05	Perda na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis	20.629	14.474
6.01.01.06	Plano de pensão	5.374	2.126
6.01.01.08	Provisão para ações judiciais e regulatórias	20.305	36.271
6.01.01.09	Tributos diferidos	56.893	49.066
6.01.01.10	Marcação a mercado - ativo financeiro	-20.311	-55.801
6.01.01.11	Programa de P&D e eficiência energética	-1.149	34.265
6.01.01.12	Pagamentos baseados em ações	7.257	6.209
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-311.896	152.089
6.01.02.01	Contas a receber	-256.495	74.358
6.01.02.03	Tributos a compensar	38.418	40.282
6.01.02.05	Outros créditos	16.527	-10.905
6.01.02.06	Juros pagos (empréstimos, debêntures e arrend. mercantil)	-159.857	-206.230
6.01.02.07	Fornecedores e fornecedores de energia elétrica	324.290	-218.279
6.01.02.08	Tributos a recolher	12.336	-22.957
6.01.02.09	Imposto de renda e contribuição social pagos	37.858	-42.157
6.01.02.10	Provisão para ações judiciais e regulatórias	-36.492	-20.332
6.01.02.12	Programa de P&D e eficiência energética	-24.419	-34.654
6.01.02.13	Outros passivos	-12.561	-3.613
6.01.02.14	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	-289.592	617.972
6.01.02.15	Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	62.685	32.437
6.01.02.16	Subsídios tarifários e encargos do consumidor	-24.594	-53.833
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-298.783	-234.449
6.02.01	Adições ao ativo intangível, ativo indenizável e o imobilizado	-293.989	-265.518
6.02.02	Valor pago na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	2.507	26.872
6.02.04	Caução de fundos e depósitos vinculados	-7.301	4.197
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-281.330	-457.092
6.03.02	Amortização de empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil (principal)	-513.632	-457.489
6.03.04	Captação de empréstimos	680.654	206.114
6.03.05	Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	-448.352	-205.717
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-91.464	171.977
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	899.313	785.146
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	807.849	957.123

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 30/09/2017**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	952.492	765.882	279.920	0	0	1.998.294
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	952.492	765.882	279.920	0	0	1.998.294
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	-96.976	0	-96.976
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-96.976	0	-96.976
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	297.079	0	297.079
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	293.532	0	293.532
5.05.03	Reclassificações para o Resultado	0	0	0	3.547	0	3.547
5.05.03.02	Ganhos e Perdas atuariais líquida	0	0	0	0	3.547	3.547
5.05.03.03	Reclassificação conforme parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	0	0	0	3.547	-3.547	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-108.498	-139.557	0	-248.055
5.06.04	Dividendos propostos e pagos	0	0	-108.498	-139.557	0	-248.055
5.07	Saldos Finais	952.492	765.882	171.422	60.546	0	1.950.342

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2016 à 30/09/2016**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	952.492	765.882	244.071	0	0	1.962.445
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	952.492	765.882	244.071	0	0	1.962.445
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	164.715	0	164.715
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	163.312	0	163.312
5.05.03	Reclassificações para o Resultado	0	0	0	1.403	0	1.403
5.05.03.02	Ganhos e Perdas atuariais líquida	0	0	0	0	1.403	1.403
5.05.03.03	Reclassificação conforme parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	0	0	0	1.403	-1.403	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-72.649	-104.398	0	-177.047
5.06.04	Dividendos propostos e pagos	0	0	-72.649	0	0	-72.649
5.06.05	Dividendos intermediários propostos	0	0	0	-104.398	0	-104.398
5.07	Saldos Finais	952.492	765.882	171.422	60.317	0	1.950.113

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016
7.01	Receitas	6.194.306	5.878.607
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	5.515.581	6.164.393
7.01.02	Outras Receitas	678.725	-285.786
7.01.02.01	Receita de construção	290.766	265.520
7.01.02.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida	-44.415	-61.172
7.01.02.03	Outras receitas	18.911	2.647
7.01.02.04	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	413.463	-492.781
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-3.434.787	-2.939.132
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-3.052.519	-2.569.857
7.02.04	Outros	-382.268	-369.275
7.02.04.01	Custo de construção	-290.766	-265.520
7.02.04.02	Outros custos operacionais	-91.502	-103.755
7.03	Valor Adicionado Bruto	2.759.519	2.939.475
7.04	Retenções	-132.153	-129.326
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-132.153	-129.326
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	2.627.366	2.810.149
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	98.042	157.514
7.06.02	Receitas Financeiras	98.042	157.514
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	2.725.408	2.967.663
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	2.725.408	2.967.663
7.08.01	Pessoal	216.107	195.011
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.233.012	1.499.707
7.08.02.01	Federais	362.172	454.071
7.08.02.02	Estaduais	870.472	1.045.223
7.08.02.03	Municipais	368	413
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	982.757	1.109.633
7.08.03.03	Outras	982.757	1.109.633
7.08.03.03.01	Encargos setoriais e outros	784.288	847.568
7.08.03.03.02	Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais	198.469	262.065
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	293.532	163.312
7.08.04.01	Juros sobre o Capital Próprio	96.976	0
7.08.04.02	Dividendos	139.557	104.398
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	56.999	58.914

Comentário do Desempenho



ELEKTRO REDES S.A.
RESULTADOS | TERCEIRO TRIMESTRE 2017

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

DESTAQUES

Resultados Econômico-Financeiros (R\$ mil) ⁽¹⁾	9M 17	9M 16	Variação ⁽¹⁾	Variação %
Receita Bruta	6.224.858	5.935.894	288.964	4,9%
Receita Líquida	4.069.262	3.457.028	612.234	17,7%
Margem Operacional Líquida	1.131.486	979.503	151.983	15,5%
EBITDA	645.751	508.068	137.683	27,1%
Margem EBITDA	15,9%	14,7%	-	1,17 p.p.
Lucro Líquido	293.532	163.312	130.220	79,7%
Dívida Líquida	1.943.900	1.566.821	377.079	24,1%
Investimentos	263.354	250.684	12.670	5,1%

Outros Resultados	9M 17	9M 16	Variação	Variação %
Volume de fornecimento para mercado cativo (GWh)	8.042	8.656	-614	-7,1%
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	12.299	11.748	551	4,7%
Número de Clientes (mil)	2.591	2.542	49	1,9%
DEC anualizado (horas)	7,70	8,70	-1,00	-11,5%
FEC anualizado (interrupções)	4,58	4,69	-0,11	-2,3%
Perdas de Distribuição (%)	7,77%	8,07%	-	-0,3 p.p.
Rating corporativo (Fitch)	brAA-	brAA+	-	-

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

- **A Elektro Redes foi eleita, pela sétima vez, como a Melhor Empresa para se Trabalhar pela *Great Place to Work* na categoria Empresas de Grande Porte. Depois de ter alcançado o feito inédito de conquistar o conceito 100% na pesquisa, a concessionária também foi consagrada na categoria *Legends*, para empresas que se tornam *hors concours*;**
- **O EBITDA encerrou o período em R\$ 645.751 mil, um aumento de 27,1% em relação aos primeiros nove meses de 2016 (R\$ 508.068 mil) em função majoritariamente do: (i) crescimento de 4,7 % do mercado total (clientes cativos e livres); (ii) Reajuste Tarifário de agosto de 2016, que gerou impacto positivo de 5% ao longo do ano na Parcela B;**
- **A Elektro Redes registrou Lucro Líquido de R\$ 293.532 mil no acumulado de setembro de 2017, 79,7% acima do resultado acumulado de setembro de 2016 (R\$ 163.312 mil), impactado basicamente pelos efeitos positivos do EBITDA, gestão eficiente de seu caixa e desaceleração dos indicadores econômicos e indexadores de sua dívida e pela redução da alíquota efetiva de Imposto de Renda devido à distribuição de Juros sobre Capital Próprio;**
- **Seguindo uma política de gestão eficiente de caixa, até setembro de 2017 a Elektro Redes captou (i) captou a segunda parcela do financiamento junto ao Banco Europeu de Investimentos (BEI), com crédito dos recursos no valor de R\$ 148.869 mil, ao custo de 88,35% do CDI e prazo de 10 anos; (ii) captou R\$ 163.250 mil por meio da linha de crédito do Banco Tokyo-Mitsubishi, via Lei 4131, pelo prazo de 3 anos, ao custo de 104,9% do CDI e R\$16.990 mil por meio de liberações de financiamentos junto ao BNDES; e (iii) emitiu Nota Promissória de R\$ 350.000 mil com custo de 105% do CDI para o prazo de 1 ano com amortização de principal e juros *bullet*.**

ÍNDICE

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

1.	A ELEKTRO REDES E O MERCADO DE CAPITALS	1
1.1.	Controle	1
1.2.	Composição Acionária	1
2.	RELAÇÕES COM INVESTIDORES	1
3.	AMBIENTE ECONÔMICO	1
4.1.	Reajuste Tarifário	4
4.2.	Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	4
4.3.	Bandeiras Tarifárias	5
4.4.	Processo de ajuste nas tarifas – EER Angra III	6
4.5.	Sobrecontratação de energia	6
5.	DESEMPENHO COMERCIAL	8
6.	RESULTADOS	13
6.1.	Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	14
7.	ESTRUTURA DE CAPITAL	15
7.1.	Covenants Financeiros	16
8.	CLASSIFICAÇÃO DE RISCO	16
9.	POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS	17
10.	FLUXO DE CAIXA	17
11.	INVESTIMENTO E MODERNIZAÇÃO	19
12.	DESEMPENHO OPERACIONAL	20
12.1.	DEC e FEC	20
12.2.	Perdas na Distribuição (*)	20
13.	RECONHECIMENTOS	21

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

1. A ELEKTRO REDES E O MERCADO DE CAPITAIS

A **Elektro Redes S.A.** ("Elektro Redes" ou "Companhia") é uma sociedade anônima de capital aberto, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e listada na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (nova razão social da BM&FBovespa – 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.

1.1. Controle

Em 08 de junho de 2017, a Elektro Redes divulgou ao mercado um Fato Relevante informando um acordo de associação para regular a incorporação da Elektro Holding S.A, atual controladora da Elektro Redes, pela Neoenergia S.A. ("Neoenergia").

A operação foi estruturada mediante a incorporação da Elektro Holding pela Neoenergia, com o conseqüente aumento do capital social da Neoenergia, e a consumação da Operação foi condicionada à verificação de algumas condições

suspensivas usuais nesse tipo de operação, dentre as quais a obtenção da aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, bem como a aprovação da assembleia geral de acionistas da Neoenergia e da Elektro Holding.

Em 30 de junho de 2017, a Elektro Redes publicou ao mercado novo Fato Relevante esclarecendo as condições da Operação, bem como os principais benefícios, custos, riscos da incorporação e critérios da relação de substituição das ações da Elektro Holding por ações de emissão da Neoenergia.

Em 24 de agosto de 2017, tendo em vista a obtenção das aprovações regulatórias necessárias e a satisfação das demais condições precedentes aplicáveis, foi consumada a incorporação da Elektro Holding S.A. pela Neoenergia.

1.2. Composição Acionária

Em 30 de setembro de 2017, o capital social da Elektro Redes era de R\$ 952.492 mil, dividido em 91.881 mil ações ordinárias e 101.878 mil ações preferenciais, conforme tabela abaixo:

ACIONISTA	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total de Ações	
	Qtde.	Part (%)	Qtde.	Part (%)	Qtde.	Part (%)
Neoenergia S.A.	91.855.825	99,97%	101.279.596	99,41%	193.135.421	99,68%
Acionistas Minoritários	25.147	0,03%	598.697	0,59%	623.844	0,32%
TOTAL	91.880.972	100,00%	101.878.293	100,00%	193.759.265	100,00%
Participação sobre o total de Ações		47,42%		52,58%		100,00%

2. RELAÇÕES COM INVESTIDORES

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

3. AMBIENTE ECONÔMICO

O cenário econômico nacional no terceiro trimestre continua desafiador, mas com alguns sinais de melhora se comparado aos últimos trimestres. Após interromper uma série de oito quedas consecutivas

no primeiro trimestre de 2017, a segunda alta consecutiva no Produto Interno Bruto (PIB) indica uma reação positiva da economia, impulsionada principalmente pelo desempenho da agropecuária e da indústria extrativa mineral, que cresceram 15,0% e 7,8%, respectivamente.

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

Com os sinais de melhora da atividade econômica e dos níveis de confiança da indústria, o país vem apresentando crescimento do volume de investimentos estrangeiros diretos (IED). Em agosto, US\$ 7,2 bilhões ingressaram com destino ao setor produtivo, um aumento de 40,3% quando comparado a agosto do ano passado (US\$ 5,1 bilhões). Com esse desempenho, o total de recursos que entrou no Brasil em oito meses alcançou um patamar 10,4% superior ao registrado no mesmo período de 2016, encerrando o período com US\$ 45,5 bilhões.

O Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M) fechou em -2,11% em setembro, uma redução de 8,59 pontos percentuais quando comparado ao mesmo período do ano anterior. No acumulado de 12 meses, o índice apresenta queda de 1,45%. Com relação ao Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), o indicador fechou os primeiros nove meses no ano em 1,78% (no mesmo período de 2016, o índice registrou 5,51%, representando uma queda de 3,73 pontos percentuais).

Com a redução dos índices de inflação, o Comitê de Política Monetária (Copom), visando estimular o consumo e investimento, continuou reduzindo a taxa básica de juros (SELIC), movimento iniciado em

outubro de 2016, resultando em uma queda de 6,0 pontos percentuais até setembro de 2017 – saindo de 14,25% a.a. para 8,25% a.a..

Outra medida de estímulo ao investimento foi a redução de Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) que, em 30 de março reduziu de 7,5% para 7,0% ao ano o principal indexador de empréstimos do BNDES. A nova taxa foi reafirmada pelo CMN em 29 de junho e 28 de setembro e está fixada até 31 de dezembro de 2017.

Com relação ao comércio exterior, segundo apuração do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio (MDIC), o saldo acumulado da Balança Comercial em setembro de 2017 foi um superávit de US\$ 53,3 bilhões, ultrapassando em US\$ 17,1 bilhões o resultado acumulado de setembro de 2016. No período, as exportações somaram US\$ 164,6 bilhões, 18,1% acima do apurado até setembro de 2016 (US\$ 139,4 bilhões); já as importações somaram US\$ 111,3 bilhões, aumento de 7,9% em relação a 2016 (US\$ 103,2 bilhões).

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

INDICADORES	Variação Acumulada		
	3T 17	3T 16	Variação
Taxa de Câmbio R\$/€ ⁽¹⁾	3,7430	3,6484	0,09
Valorização / (desvalorização) cambial - Real em relação ao Euro ⁽²⁾	-8,86%	14,16%	-23,02 p.p.
Taxa de Câmbio R\$/US\$ ⁽¹⁾	3,1680	3,2462	-0,08
Valorização / (desvalorização) cambial - Real em relação ao Dólar ⁽²⁾	2,80%	16,87%	-14,07 p.p.
IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) ⁽³⁾	-2,11%	6,48%	-8,59 p.p.
IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo) ⁽³⁾	1,78%	5,51%	-3,73 p.p.
CDI Médio (Certificado de Depósitos Interbancários) ⁽³⁾	8,01%	10,42%	-2,41 p.p.
TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) ⁽³⁾	5,33%	5,57%	-0,24 p.p.

⁽¹⁾ Cotação no encerramento do período.

⁽²⁾ Variação acumulada em relação a dezembro do ano anterior.

⁽³⁾ Taxa acumulada em nove meses.

4. CENÁRIO DO SETOR ELÉTRICO E AMBIENTE REGULATÓRIO

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro Redes passará pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos e reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de

atualização de suas tarifas; além de Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTE), quando houver necessidade de reequilíbrio econômico-financeiro. A Revisão Tarifária tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estimulando o aumento da eficiência e a qualidade do serviço prestado pela Distribuidora, assegurando uma tarifa justa para os consumidores,

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

além de preservar a atratividade financeira para os investidores. A última revisão tarifária da companhia foi concluída em 27 de agosto de 2015, e considerou as novas metodologias aprovadas pela ANEEL: elevação do Custo de Capital – WACC (*Weighted Average Capital Cost* ou Custo Médio Ponderado de Capital) líquido de impostos de 7,50% a.a. (no 3º Ciclo de Revisões Tarifárias) para 8,09% a.a., o que representou um ajuste na remuneração do capital; Custos Operacionais; Perdas Técnicas e Não Técnicas de Energia; Fator X (índice que transfere parte dos ganhos de eficiência das distribuidoras com os consumidores); Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis. Desta forma, a Revisão Tarifária resultou em uma elevação média nas tarifas de 4,20%, estabelecida pela recomposição dos custos não gerenciáveis (Parcela A) e pela revisão dos custos gerenciáveis (Parcela B).

4.1. Reajuste Tarifário

O Reajuste Tarifário reestabelece o poder de compra da concessionária por meio da correção pela inflação dos custos com a distribuição sob gestão da Distribuidora (Parcela B), deduzidos do Fator X.

Em 27 de agosto de 2017 as tarifas da Elektro Redes foram reajustadas em média 10,4%, em virtude do resultado do processo de Reajuste Tarifário Anual, homologado pela Resolução nº 2.290 de 25 de agosto de 2017. Neste reajuste foram atualizados os custos não gerenciáveis da distribuidora (Parcela A), repassados em sua totalidade para a tarifa dos consumidores e houve a atualização da Parcela B (que remunera os custos gerenciáveis) pela Inflação registrada no período (IGP-M), descontada do Fator X. O aumento tarifário deveu-se ao aumento de 140% nos custos com transmissão de energia impactados pela indenização dos ativos anteriores a maio/2000 ainda não totalmente depreciados das transmissoras de energia elétrica que tiveram seus contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei 12.783/12.

4.2. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A CDE é um encargo setorial criado em 2002 destinado à promoção do desenvolvimento energético em todo o território nacional. Sua arrecadação visa promover a competitividade da

energia elétrica produzida por fontes alternativas, a universalização da energia elétrica no país e também suportar os subsídios tarifários destinados a cobrir descontos concedidos na tarifa pelas distribuidoras de energia elétrica a determinadas classes de clientes, além de outros custos. O mecanismo de recomposição do fundo é realizado por meio de cotas mensais homologadas pela ANEEL e recolhidas ao fundo operacionalizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, sendo que este encargo é repassado aos consumidores por meio das tarifas, tendo efeito nulo no resultado da distribuidora. O ressarcimento às distribuidoras relativo aos subsídios tarifários passou a ser operacionalizados pela CCEE a partir de maio de 2017, por força da Lei nº 13.360/2016.

No que tange aos recolhimentos mensais das cotas de CDE, houve no ano de 2015 um descasamento de caixa, pois a Elektro Redes vinha recolhendo integralmente sua cota mensal, e em contrapartida não recebia do fundo a integralidade dos repasses dos valores de subsídios. Assim, em 06 de agosto de 2015, a Companhia obteve ordem liminar, atualmente já confirmada por decisão de Segunda Instância, permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos mensais dos encargos, os valores já vencidos e não repassados pelo fundo. No primeiro semestre de 2017, o valor compensado financeiramente totalizou R\$ 103.683 mil (R\$ 174.073 mil em 30 de setembro de 2016), o qual, por se tratar de ordem liminar ainda sujeita a recurso, a Companhia apresentava os saldos a receber e a pagar segregados em seu balanço patrimonial, exceto para os períodos em que obteve recibo de quitação, sendo: (i) agosto de 2015 a janeiro de 2016, no montante de R\$ 230.691 mil compensados em março de 2016; e (ii) fevereiro de 2016 a abril de 2017 (no montante de R\$ 283.188 mil compensados em junho de 2017). A partir de junho de 2017 a Elektro Redes passou a receber os pagamentos mensais dos subsídios realizados pela CCEE.

Ainda em relação aos recolhimentos da CDE, observa-se, desde 2015, o surgimento de liminares questionando em Juízo o pagamento de alguns itens que compõem esse encargo, bem como a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, o que levou a ANEEL a fixar novas tarifas para os clientes que ingressaram com as liminares, a fim de dar cumprimento à ordem judicial. Em dezembro de 2015, como o impacto na arrecadação do encargo não havia recebido a

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

correspondente diminuição na cota de aportes de cada distribuidora para a CDE e para evitar um desequilíbrio financeiro para o setor de distribuição, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) ingressou em Juízo e obteve a permissão para deduzir do saldo a pagar de CDE os montantes mensais que deixaram de ser faturados devido à liminar movida naquele ano pela Associação Brasileira de Consumidores de Energia (ABRACE). Dada a recorrência de liminares desta natureza durante o ano de 2016, a ANEEL emitiu em 14 de junho o Despacho nº 1.576, que normatiza o tratamento a ser dado pelas distribuidoras no caso de surgirem novas liminares questionando os valores de CDE cobrados nas tarifas. Assim, nesses casos, será autorizada automaticamente a dedução dos montantes a serem recolhidos para a CDE dos valores não arrecadados devido às liminares obtidas por esses clientes, respeitando a neutralidade tarifária. Posteriormente, a Associação Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE), a Associação Nacional de Fabricantes de Produtos Eletroeletrônicos (ELETROS) e o Sindicato Nacional das Indústrias de Cimento - SNIC também ingressaram com ações similares visando o faturamento diferenciado da cota CDE. Para a Elektro Redes, o montante total deduzido do saldo a pagar até 30 de setembro de 2017, relativo a essas liminares, foi de R\$ 13.086 mil (R\$ 40.980 mil em 30 de setembro de 2016).

Em 25 de abril de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.231/2017, a ANEEL deduziu os valores da cota mensal da CDE Energia (Conta ACR), encargo relacionado aos empréstimos obtidos pela CCEE para cobrir os custos extraordinários de compra de energia em 2014, a fim de equalizar o nível de reserva de liquidez desta conta. Para Elektro Redes a redução no valor mensal da cota foi de R\$ 6.390 mil a ser aplicada para o período de abril de 2017 a março de 2018. Essa alteração não apresenta impactos no resultado da Companhia visto que qualquer diferença de valor será repassada através da tarifa durante o Reajuste Tarifário anual.

4.3. Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, estabeleceu os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de Bandeiras Tarifárias, cujos valores são publicados mensalmente pela

ANEEL através de despachos, tendo entrado o sistema em vigor a partir de janeiro de 2015.

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias tem como finalidade indicar ao consumidor se a energia terá um custo mais elevado, em função das condições de geração de energia elétrica, e, de maneira complementar à Revisão Tarifária Extraordinária, visa preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, cobrindo custos adicionais de geração térmica, Encargo de Serviços de Sistema – ESS, risco hidrológico e os custos com compra de energia no mercado de curto prazo devido à exposição involuntária das distribuidoras. As variações de custos remanescentes, não cobertos pelo mecanismo das Bandeiras Tarifárias, são registradas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros para inclusão no próximo processo de Reajuste ou Revisão Tarifária. Do mesmo modo, receitas provenientes de Bandeira Tarifária superiores às necessidades da Companhia são registradas como Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros para devolução no próximo Reajuste Tarifário ou Revisão Tarifária, tendo a neutralidade assegurada no resultado da Companhia.

Desde a Resolução Homologatória nº 2.203, de 14 de fevereiro de 2017, a ANEEL alterou os valores dos quatro patamares de Bandeiras Tarifárias: verde, amarela e vermelha – patamares 1 e 2, correspondendo a uma escala que varia de nenhum acréscimo tarifário até R\$ 35/MWh.

Até 30 de setembro de 2017 vigorou a bandeira verde nos meses de janeiro, fevereiro e junho, bandeira amarela nos meses de março, julho e setembro, bandeira vermelha patamar 1 nos meses de abril, maio e agosto, devido à baixa afluência nesses meses. Já em 2016, foi aplicada a bandeira verde do período de abril a setembro, devido às condições hídricas mais favoráveis no período, bandeira amarela no mês de março e bandeira vermelha nos meses de janeiro e fevereiro, sendo elas patamar 2 e patamar 1, respectivamente.

Em 30 de setembro de 2017 o montante registrado de Bandeira Tarifária pela Elektro Redes é de R\$ 160.086 mil (R\$ 118.667 mil em 30 de setembro de 2016), sendo R\$ 121.540 mil (R\$ 121.353 mil em 30 de setembro de 2016) recebido através do faturamento das contas de energia e R\$ 38.546 mil (R\$ 2.459 mil à pagar em 30 de setembro de 2016) a

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

receber através da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT.

4.4. Processo de ajuste nas tarifas – EER Angra III

O Encargo de Energia de Reserva – EER é um encargo rateado pelos agentes de consumo que visa aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional através da contratação, pela CCEE, de energia elétrica junto a geradoras destinadas para este fim.

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

Em geral, tais diferenças são capturadas nas tarifas no processo tarifário seguinte através do mecanismo de CVA. No entanto, a ANEEL decidiu por antecipar esse efeito aos consumidores e, em 28 de março de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.214, aprovou um processo extraordinário de ajuste nas tarifas das distribuidoras, que ocorreu a partir do mês de abril, com o objetivo de antecipar os efeitos da exclusão da parcela do EER correspondente à contratação da usina de Angra III. Assim, durante o mês de abril de 2017 a tarifa foi reduzida para reverter os valores de Angra III incluídos no último processo tarifário, fazendo o movimento de devolução em um único mês do valor acumulado até então, e na tarifa dos meses subsequentes (de maio a agosto de 2017), passa a desconsiderar o custo mensal do EER dessa usina. Por se tratar de item de Parcela A, não há impacto na margem operacional da Companhia.

4.5. Sobrecontratação de energia

De acordo com o Modelo Regulatório, as distribuidoras devem contratar antecipadamente 100% da energia elétrica necessária para fornecimento aos seus clientes por meio de leilões regulados pela ANEEL. Tais leilões, com apoio da

CCEE, ocorrem com antecedência do suprimento de um a sete anos, nos termos do Decreto 9.143/2017. Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial no Decreto nº 5.163/2004, se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas das variações de custo incorrido com a compra de energia excedente. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite e, sendo este ocasionado de forma voluntária, ficará exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

A Elektro Redes sempre manteve seus níveis de contratação dentro dos limites regulamentares. A partir de 2016, entretanto, devido a uma conjunção de fatores externos alheios à gestão da Companhia, que afetaram de forma generalizada o setor de distribuição de energia no país, dentre eles: (i) o impacto da queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável; (ii) o efeito da realocação de cotas de energia; e (iii) a intensa migração de clientes na condição de especiais para o mercado livre, contribuíram para que a Companhia apresentasse uma situação de sobrecontratação de energia. Devido ao caráter sistêmico desse fenômeno, ao longo do ano de 2016 foram tomadas diversas medidas pelos órgãos competentes (ANEEL e Ministério de Minas e Energia), que endereçaram as principais questões, a fim de mitigar os impactos da sobrecontratação do setor, conforme descrito a seguir.

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

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

que o efeito desta realocação de cotas será considerado como involuntário, ou seja, terá o integral repasse tarifário.

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

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

Em 2017, a Elektro Redes participou de todos os quatro MCSDs de Energia Nova processados até o momento, sendo três com vigência em 2017 e um cuja efetividade se inicia apenas em 2018. Com

estes mecanismos, foi possível mitigar o risco de sobrecontratação da Elektro para o ano de 2017.

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

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

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

Em 22 de agosto de 2017, o Decreto nº 9.143 regulamentou o tratamento involuntário das migrações de consumidores livres e especiais, uma vez realizado o máximo esforço pelas distribuidoras, ratificando o entendimento já expressado pela Agência anteriormente.

Para o ano de 2017, a sobrecontratação será totalmente mitigada como desdobramento das medidas já endereçadas em 2016, a exemplo do tratamento da migração de clientes especiais como sobrecontratação involuntária e dos processamentos do MCSD de Energia Nova.

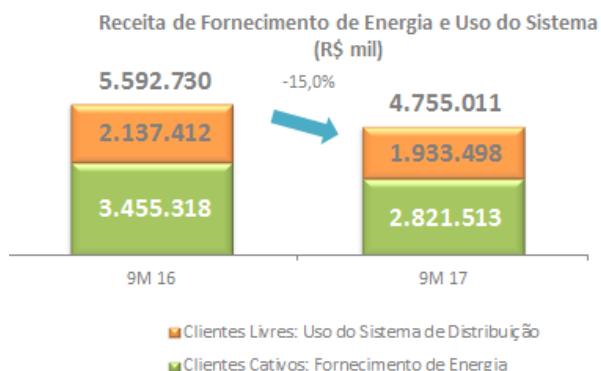
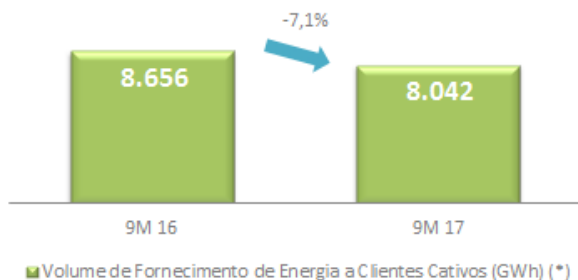
Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

5. DESEMPENHO COMERCIAL

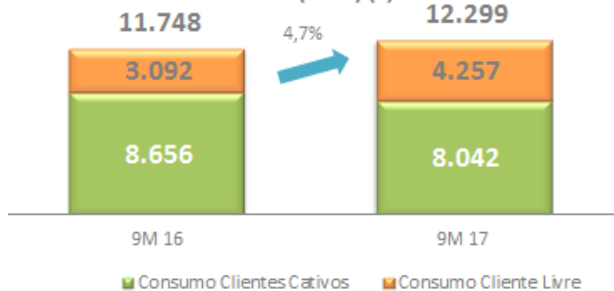
5.1. Fornecimento de Energia e Uso do Sistema de Distribuição

Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Cativos (GWh) (*)

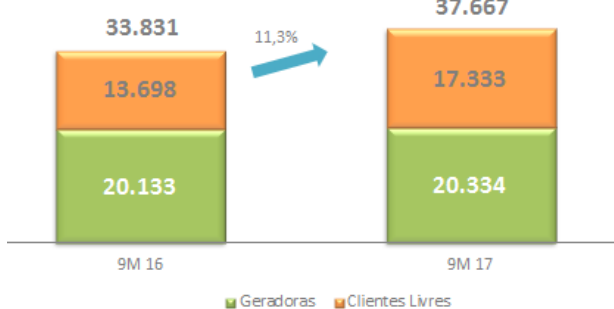


(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

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



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



Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

Fornecimento de Energia a Clientes Cativos	GWh ⁽¹⁾		
	9M 17	9M 16	Var. %
Residencial	3.281	3.180	3,2%
Industrial	1.347	2.021	-33,3%
Comercial	1.691	1.807	-6,4%
Rural	727	700	3,9%
Poder Público	238	232	2,6%
Iluminação Pública	396	363	9,1%
Serviço Público	362	353	2,5%
Total de Fornecimento de Energia a Clientes Cativos	8.042	8.656	-7,1%
Consumo Total de Energia Elétrica na Área de Concessão (Cativos + Livres)	12.299	11.748	4,7%
Uso do Sistema de Distribuição por Clientes Livres e Geradoras	MW ⁽¹⁾		
	9M 17	9M 16	Var. %
Demanda de Uso do Sistema de Distribuição - Geradoras	20.334	20.133	1,0%
Demanda de Uso do Sistema de Distribuição - Clientes Livres	17.333	13.698	26,5%
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição ⁽¹⁾	37.667	33.831	11,3%
Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Cativos	R\$ mil		
	9M 17	9M 16	Var. %
Residencial	1.253.539	1.427.271	-12,2%
Industrial	475.934	844.548	-43,6%
Comercial	637.408	798.553	-20,2%
Rural	162.820	181.680	-10,4%
Poder Público	80.234	91.665	-12,5%
Iluminação Pública	85.068	90.391	-5,9%
Serviços Públicos	120.395	138.601	-13,1%
Receita não Faturada ⁽²⁾	6.115	(117.391)	-105,2%
Total de Receita de Fornecimento de Energia a Clientes Cativos	2.821.513	3.455.318	-18,3%
Uso do Sistema de Distribuição	R\$ mil		
	9M 17	9M 16	Var. %
Soma das Demandas de Uso do Sistema de Distribuição ⁽¹⁾ (R\$ Mil)	1.933.498	2.137.412	-9,5%
Receita de Fornecimento de Energia + Uso do Sistema de Distribuição (R\$ mil)	4.755.011	5.592.730	-15,0%

⁽¹⁾ Informações não revisadas pelos auditores independentes.

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

⁽²⁾ Receita de fornecimento de energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, calculada com base na receita estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

Os clientes localizados na área de concessão da Elektro Redes consumiram até o mês de setembro 12.299 GWh, um crescimento de 4,7% quando

comparado ao mesmo período do ano anterior. Neste período os clientes cativos (clientes que compram energia da Elektro) reduziram o consumo

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

em 7,1% e os clientes livres (clientes que compram energia de comercializadoras ou geradores) aumentaram o consumo em 37,7%. Esta variação ocorre devido a migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre, intensificado a partir de maio de 2016 em resposta à redução dos preços no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A classe residencial apresentou crescimento de 3,2% no acumulado do ano quando comparada ao mesmo período de 2016. As altas temperaturas registradas ao longo do ano impactaram positivamente no resultado da classe.

Considerando o consumo da área de concessão (clientes cativos e livres), a classe industrial apresentou crescimento de 4,5% no consumo acumulado até o mês de setembro em relação ao acumulado de 2016. Os setores que mais corroboraram para este crescimento são construção civil e papel e celulose. No que tange ao fornecimento de energia elétrica para clientes industriais cativos, houve uma redução de 33,3% quando comparado ao mesmo período de 2016 devido à migração de clientes para o mercado livre. É importante mencionar que essa migração não impacta a margem operacional da distribuidora, uma vez que esses clientes continuam a consumir a tarifa de fio (receita pelo uso do sistema de distribuição).

O baixo índice de precipitação registrado neste ano resultou no aumento do consumo de energia elétrica da classe rural em 5,6% (clientes cativos e livres) no período, que implica no uso mais frequente do sistema de irrigação. O consumo cativo cresceu 3,9%.

A classe comercial na área de concessão (clientes cativos e livres) aumentou o consumo em 4,2% quando comparado ao acumulado até setembro de 2016. Esta classe também apresenta um grande volume de migrações entre os mercados cativo e livre, desta forma ao analisar somente o mercado cativo, no período houve uma redução no consumo de 6,4%.

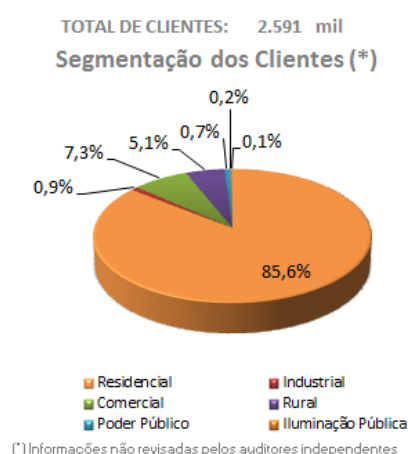
A Administração Pública (que abrange as classes de Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público) registrou um aumento de 9,9% em relação ao consumo acumulado até o mês de setembro de 2016 quando analisada a área de concessão da Companhia (clientes cativos e livres), principalmente em decorrência da elevação do

consumo de um provedor de serviço público de saneamento devido à maior demanda de sua operação para bombeamento de água. Esse crescimento é amenizado para 5,0% quando considerado apenas o consumo de clientes cativos.

As receitas de fornecimento de energia e uso do sistema de distribuição apresentaram uma redução de 18,3% e 9,5%, respectivamente, se comparadas ao mesmo período de 2016, mesmo com o crescimento do consumo na área de concessão de 4,7%, em decorrência principalmente dos seguintes efeitos: (i) valores de Parcela A e Outros Itens Financeiros que estão sendo devolvidos a partir do Reajuste Tarifário de 2016 devido a maior cobertura tarifária de custos e encargos setoriais em 2016, e (ii) migração de clientes para mercado livre de energia, cuja fatura de energia contempla a tarifa de fio. Estes efeitos não impactam a margem da companhia e, por este motivo, a companhia explica as variações do resultado pela Margem Operacional Líquida, conforme será apresentado na sessão seguinte.

Em 30 de setembro de 2017, a Elektro Redes atendeu 2.591 mil consumidores cativos, um incremento de cerca de 42 mil novos clientes desde o início do ano (1,9% acima de setembro de 2016). No mercado livre atendemos 408 clientes, uma elevação de 77,4%, em relação aos 230 clientes atendidos em setembro de 2016.

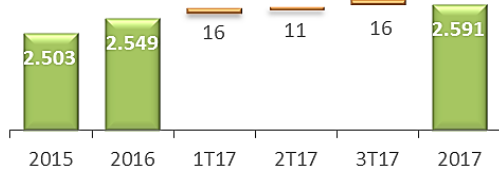
Em 30 de setembro de 2017, a carteira de clientes da Elektro Redes apresentava a segmentação abaixo:



Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

Evolução do Número de Clientes

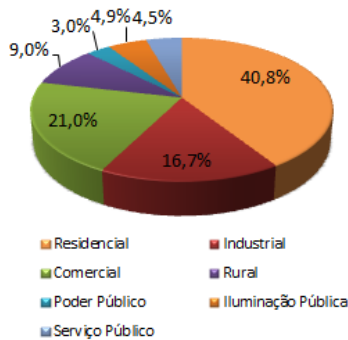


5.2. Segmentação do Fornecimento de Energia

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

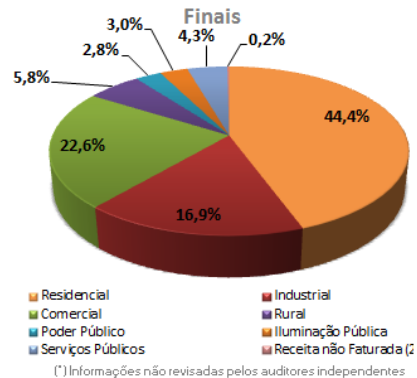
TOTAL FORNECIDO (GWh): 8.042

Volume de Fornecimento de Energia a Clientes Finais



(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

RECEITA TOTAL (R\$ mil): 2.821.513
Receita de Fornecimento de Energia a Clientes



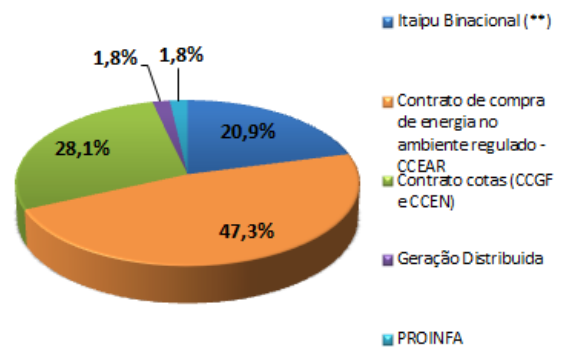
(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

5.3. Contratos de Compra de Energia

Até setembro de 2017, o suprimento de energia (em GWh) para a Elektro Redes foi realizado por (i) 47,3% em contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado; (ii) 20,9% pela energia compulsória proveniente de Itaipu; (iii) 28,1% de fontes oriundas de Contratos de Cotas (decorrentes das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13); (iv) 1,8% de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA) e (v) 1,8% proveniente da Geração Distribuída, conforme demonstrado no gráfico abaixo:

TOTAL DE ENERGIA COMPRADA (GWh): 10.963

Contratos de Compra de Energia (*)



(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

6. RESULTADOS

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS (em R\$ mil)	9M 17	9M 16	9M 17 x 9M 16	
			Δ R\$	Δ %
Venda de Energia Clientes Finais	2.821.513	3.455.318	(633.805)	-18,3%
Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição	1.933.498	2.137.412	(203.914)	-9,5%
Receita de construção	290.766	265.520	25.246	9,5%
Valores a Receber/(Devolver) de Parcela A e Outros Itens Financeiros	413.463	(492.781)	906.244	-183,9%
Outras Receitas	765.618	570.425	195.193	34,2%
Receita Operacional Bruta	6.224.858	5.935.894	288.964	4,9%
Deduções às Receitas Operacionais	(1.995.510)	(2.360.199)	364.689	-15,5%
Deduções por Bandeiras Tarifárias	(160.086)	(118.667)	(41.419)	34,9%
Receita Operacional Líquida	4.069.262	3.457.028	612.234	17,7%
Energia Comprada para Revenda	(2.647.010)	(2.212.005)	(435.005)	19,7%
Custo de Construção	(290.766)	(265.520)	(25.246)	9,5%
Margem Operacional Líquida	1.131.486	979.503	151.983	15,5%
Gastos e Despesas Operacionais	(617.888)	(600.761)	(17.127)	2,9%
Resultado do Serviço	513.598	378.742	134.856	35,6%
EBITDA ⁽¹⁾	645.751	508.068	137.683	27,1%
Resultado Financeiro	(100.427)	(123.747)	23.320	-18,8%
Lucro Líquido	293.532	163.312	130.220	79,7%

⁽¹⁾ O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) consiste no lucro líquido (R\$ 293.532 mil em 30 de setembro de 2017) ajustado pelo resultado financeiro (R\$ 100.427 mil), imposto de renda e contribuição social (R\$ 119.640 mil) e depreciação e amortização de 30 de setembro de 2017 (R\$ 132.153 mil). A administração da Elektro Redes entende o EBITDA como uma medida gerencial de lucratividade, amplamente utilizada por investidores e analistas para avaliar e comparar o desempenho das empresas.

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

A Margem Operacional Líquida da Elektro Redes registrou R\$ 1.131.486 mil no acumulado até setembro de 2017, um aumento de 15,5% em relação ao mesmo período de 2016, impactada principalmente: (i) pelo crescimento de 4,7% do mercado total (clientes cativos e livres) e (ii) pelo Reajuste Tarifário de agosto de 2016, que gerou impacto positivo de 5% ao longo do ano na Parcela B.

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 617.888 mil no acumulado de setembro de 2017, frente a R\$ 600.761 mil no mesmo período de 2016, apresentando um aumento de 2,9%. Como resultado destes efeitos, o EBITDA encerrou o período em R\$ 645.751 mil, um aumento de 27,1% em relação aos nove primeiros meses de 2016 (R\$ 508.068 mil).

Até setembro de 2017, a Elektro Redes apresentou Despesa Financeira Líquida de R\$ 100.427 mil, 18,8% abaixo do mesmo período do ano anterior, principalmente pela desaceleração dos indexadores econômicos atrelados à sua dívida. Durante o período, a Elektro Redes continuou com uma gestão de caixa prudente, visando assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio e mantendo o nível adequado de investimentos.

Considerando os fatores acima mencionados, a Elektro Redes registrou Lucro Líquido de R\$ 293.532 mil no acumulado de agosto de 2017, 79,7% acima do resultado de setembro de 2016 (R\$ 163.312 mil).

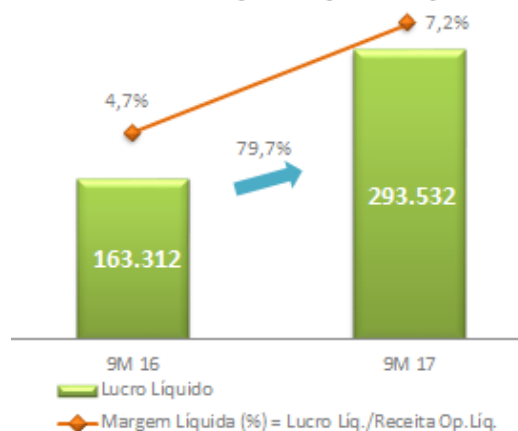
Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

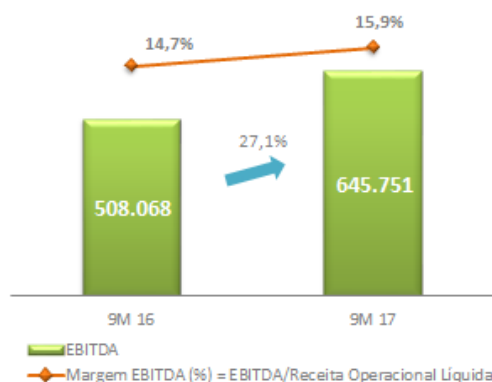
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)



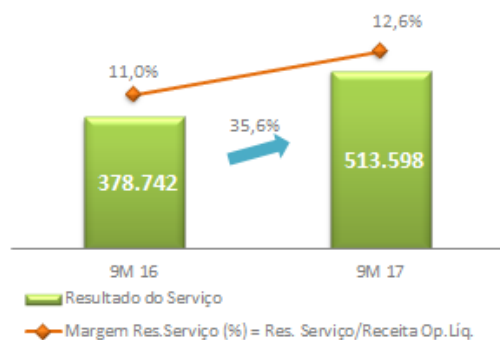
Lucro Líquido (R\$ mil)



EBITDA (R\$ mil)



Resultado do Serviço (R\$ mil)



6.1. Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Em 08 de fevereiro de 2017 foi pago aos acionistas, em uma única parcela o montante de R\$ 117.867 mil (líquido de imposto de renda) referente a Juros sobre Capital Próprio do exercício social de 2016, previamente aprovado em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 14 de outubro de 2016.

Em Assembleia Geral Ordinária, realizada em 07 de abril de 2017, foi aprovado o Lucro Líquido referente ao exercício de 2016 no montante de R\$ 351.688 mil. Dessa forma, e de acordo com proposta apresentada em Reunião do Conselho de Administração de 17 de fevereiro de 2017, também foi aprovado o pagamento de R\$ 108.498 mil relativos a dividendos adicionais propostos, calculados com base no Lucro Líquido de 2016 e Resultado Abrangente do período, já deduzidos de dividendos intermediários e Juros sobre Capital Próprio. Os dividendos foram pagos em uma única parcela, em 25 de abril de 2017.

Adicionalmente, em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 12 de setembro de 2017 foi aprovado o pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio para o exercício social de 2017, no montante de R\$ 179.406 mil (líquido de imposto de renda), pagos em uma única parcela no dia 25 de setembro de 2017.

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

Assim, em 30 de setembro de 2017, a Companhia possui o montante de R\$ 12 referente a dividendos a pagar para acionistas minoritários que ainda não apresentaram seus dados cadastrais atualizados.

7. ESTRUTURA DE CAPITAL

EMPRÉSTIMOS COM TERCEIROS, LÍQUIDOS DE INSTRUMENTOS DERIVATIVOS (SWAP) (R\$ Mil)	Curto	Longo	Total	
	Prazo	Prazo	R\$ mil	%
Debêntures	90.378	594.502	684.880	24,8%
BNDES Finem / Finame	108.310	371.984	480.294	17,4%
Eletrobrás	11.967	28.231	40.198	1,5%
Finep	7.213	14.225	21.438	0,8%
BEI	48.152	661.877	710.029	25,8%
Moeda Estrangeira (4131)	421.695	159.048	580.743	21,1%
Resultado do Swap	(23.085)	(104.110)	(127.195)	-4,6%
Arrendamento mercantil	5.244	6.181	11.425	0,4%
Nota Promissória	354.584	-	354.584	12,9%
Total da Dívida	1.024.458	1.731.938	2.756.396	100,0%
Perfil da Dívida	37%	63%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos ⁽¹⁾			(812.496)	
Endividamento Líquido			1.943.900	

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

A Elektro Redes encerrou o terceiro trimestre de 2017 com endividamento líquido de R\$ 1.943.900 mil (a posição do encerramento de 31 de dezembro de 2016 foi de R\$ 1.670.488 mil), resultado de endividamento total de R\$ 2.756.396 mil e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 812.496 mil. A dívida de curto prazo corresponde a 37% do endividamento total.

Até setembro de 2017, a Elektro Redes amortizou R\$ 513.632 mil em dívidas que venceram no período e captou R\$ 680.654 mil em novas dívidas. Desse valor, R\$ 163.250 mil foi realizado por meio da lei 4131, com Banco de Tokyo-Mitsubish, pelo prazo de 3 anos, ao custo de 104,9% do CDI; e R\$ 16.990 mil por meio de liberações de financiamento junto ao BNDES.

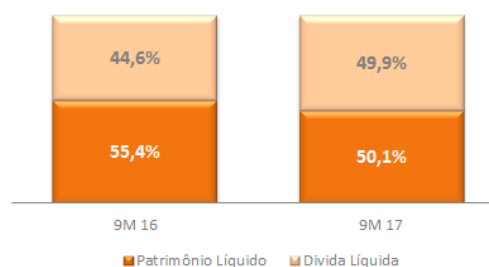
Em 5 de julho de 2017, foi liberada a segunda parcela do financiamento junto ao Banco Europeu de Investimentos (BEI), com crédito dos recursos no valor de R\$ 148.869 mil, ao custo de 88,35% do CDI.

Adicionalmente, em 03 de agosto de 2017, houve emissão de Nota Promissória (R\$ 350.000 mil) com

custo de 105% do CDI para o prazo de 1 ano com amortização de principal e juros *bullet*, sem aval ou garantia da Iberdrola. Os recursos provenientes dessa operação tem por objetivo a rolagem das dívidas vincendas de 2017.

Em setembro de 2017, a Companhia apresentou alavancagem de 49,9%, mantendo uma composição adequada entre capital próprio e de terceiros, com endividamento a taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

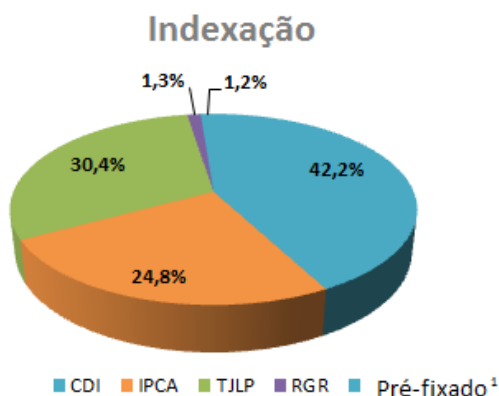
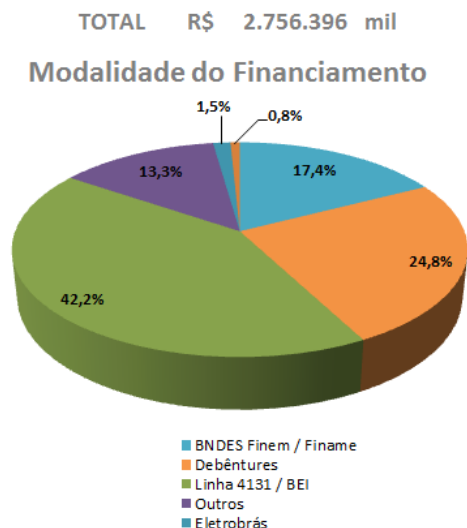
Estrutura de Capital
Dívida Líquida/Dívida Líq.+Patrimônio Líquido)



Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

Em 30 de setembro de 2017, o endividamento total da Elektro Redes apresentava as seguintes características:

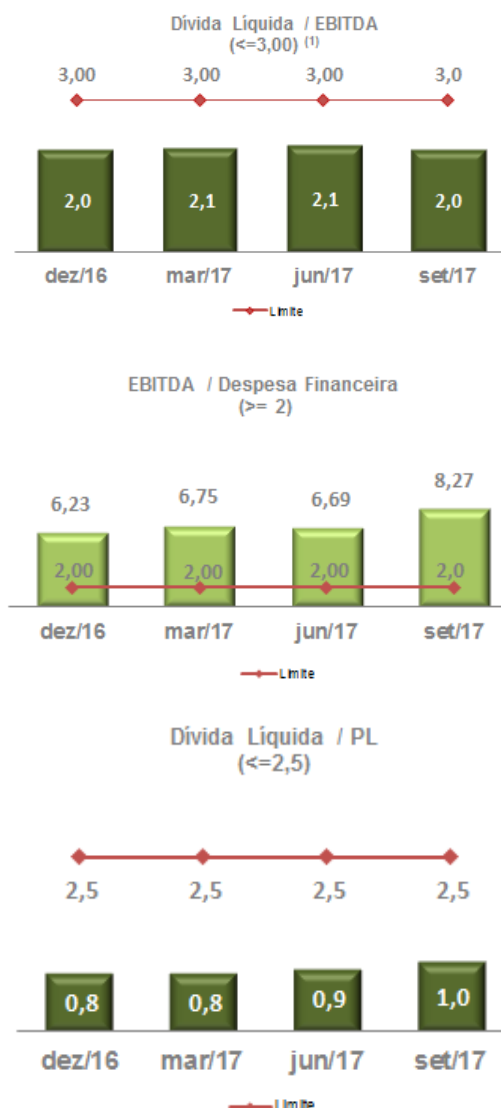


(1) Consideram recursos da FINEP sem indexação

7.1. Covenants Financeiros

A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com os limites estabelecidos para seus covenants financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES, nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures e nos financiamentos em moeda estrangeira (via Lei nº 4.131) com os bancos HSBC, Mizuho e Banco de Tokyo.

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



8. CLASSIFICAÇÃO DE RISCO

Em 26 de julho, a Fitch Ratings Ltda. atribuiu o Rating Inicial de Longo Prazo em escala Nacional para a Elektro Redes, definindo a classificação de AA+(bra); Observação Negativa. Em 04 de setembro de 2017, a Fitch removeu a Observação Negativa do Rating Nacional de Longo Prazo da Companhia e o rebaixou para 'AA-(bra)', Perspectiva Estável, após a conclusão da reestruturação societária. 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,

Comentário do Desempenho**Resultados em 30 de setembro de 2017**
Publicado em 05 de novembro de 2017

emitida em 12 de setembro de 2012, também tiveram seus *ratings* rebaixados para 'AA-(bra)'.
 Os saldos em 30 de setembro de 2017 dos contratos de financiamento em moeda estrangeira e seus respectivos Derivativos estão abaixo relacionados:

9. POLÍTICA DE UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

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

Empréstimos e Financiamentos em moeda estrangeira ⁽¹⁾	R\$ mil		
	Saldo atual do Contrato	Ganho/(Perda) do Swap	Saldo Líquido
BEI - 2013	371.271	108.431	262.840
BEI - 2016	191.568	8.178	183.390
BEI - 2017	147.190	2.113	145.077
Lei nº 4.131	581.285	23.707	557.578
Custos de Emissão	(542)	-	(542)
	1.290.772	142.429	1.148.343

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 reconhecidas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros.

10. FLUXO DE CAIXA

FLUXO DE CAIXA	Valores em R\$ mil		
	9M 17	9M 16	Δ
Lucro líquido do período	293.532	163.312	130.220
Depreciação e outras amortizações	132.153	129.326	2.827
Juros e variação monetária e cambial	227.977	262.642	(34.665)
Outros	146.883	156.149	(9.266)
Despesas (receitas) que não afetam o caixa	507.013	548.117	(41.104)
Lucro Líquido Ajustado	800.545	711.429	89.116
Variação do Capital de Giro Operacional	(311.896)	152.089	(463.985)
Geração (Consumo) Operacional de Caixa após Imposto de Renda, Contribuição Social e Pagamento de Juros	488.649	863.518	(374.869)
Adições ao intangível, ao ativo indenizável e imobilizado	(290.765)	(265.518)	(25.247)
Valor recebido na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado	2.507	26.872	(24.365)
Adições ao imobilizado	(3.224)	-	(3.224)
Caução de fundos e depósitos vinculados	(7.301)	4.197	(11.498)
Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Investimento	(298.783)	(234.449)	(64.334)
Amortização de principal de empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil	(513.632)	(457.489)	(56.143)
Captação de empréstimos e debêntures	680.654	206.114	474.540
Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento antes do Pagamento de Dividendos	167.022	(251.375)	418.397
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Pagos	(448.352)	(205.717)	(242.635)
Geração (Consumo) de Caixa nas Atividades de Financiamento após Pagamento de Dividendos	(281.330)	(457.092)	175.762
Geração (Consumo) Líquido de Caixa	(91.464)	171.977	(263.441)
Saldo Inicial do Período (excluindo caução de fundos)	899.313	785.146	114.167
Saldo Disponível de Caixa do Período (excluindo caução de fundos)	807.849	957.123	(149.274)

Até setembro de 2017 houve consumo líquido de caixa no montante de R\$ 91.464 mil, contra uma

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

geração líquida de caixa de R\$ 171.977 mil em relação ao mesmo período de 2016. Dentre as principais justificativas destacam-se:

(i) Geração de Caixa Operacional líquida de impostos e juros somou R\$ 488.649 mil no acumulado até setembro de 2017, R\$ 374.869 mil menor em relação ao mesmo período de 2016 (R\$ 863.518 mil). Essa diferença é explicada pelos fluxos positivos de caixa que ocorreram em 2016 em função de redução de encargo de CDE e de menores custos de energia em relação aos homologados na tarifa, os quais foram arrecadados antecipadamente e estão sendo devolvidos aos consumidores desde agosto de 2016, após Reajuste Tarifário, além do recebimento de Bandeiras Tarifárias, parcialmente compensado pelo incremento do consumo registrado no mercado total.

(ii) Consumo de caixa nas atividades de investimento R\$ 64.334 mil acima do valor registrado no mesmo período de 2016, principalmente destinado à expansão, melhoria e preservação do sistema elétrico;

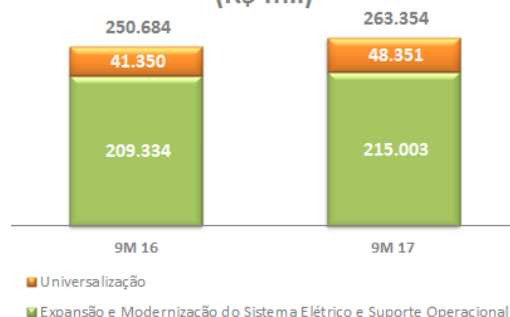
(iii) Geração de caixa nas atividades de financiamento de R\$ 167.022 mil, resultado do maior volume de captações (R\$ 680.654 mil) quando comparado ao mesmo período de 2016 (R\$ R\$ 206.114 mil), parcialmente compensadas pelas amortizações de dívidas que venceram entre os meses de janeiro e setembro (R\$ 513.632 mil em 2017 e R\$ 457.489 mil em 2016);

(iii) Pagamento de Juros sobre Capital Próprio em janeiro de 2017 no montante de R\$ 226.365 mil (líquidos de Imposto de Renda) e pagamento de Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio em 25 de setembro no montante de R\$ 236.524 mil. No acumulado até setembro, foram pagos R\$ 448.352 mil, R\$ 242.635 mil maior que o valor pago em 2016 (R\$ 205.717 mil).

11. INVESTIMENTO E MODERNIZAÇÃO

Até o terceiro trimestre de 2017, a Elektro investiu R\$ 263.354 mil com recursos próprios, além de R\$ 9.142 mil de investimentos realizados com recursos de clientes, R\$ 12.670 mil maior em comparação ao mesmo período do trimestre anterior (R\$ 250.684 mil, além de R\$ 14.498 mil referentes a investimentos realizados com recursos de clientes).

Evolução dos Investimentos¹ (R\$ mil)



(1) Exclui investimentos com recursos de clientes

Os destaques do programa de investimentos foram:

⇒ **R\$ 215.003 mil na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:**

- R\$ 116.110 mil foram investidos em novas ligações e expansão de subestações e de linhas de transmissão;
- R\$ 70.824 mil foram investidos na preservação do sistema elétrico;
- R\$ 21.235 mil foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota;
- R\$ 6.834 mil em melhorias e atualizações tecnológicas

⇒ **R\$ 48.352 mil no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:**

- R\$ 47.549 mil referente a Programas de Universalização, que determinam o atendimento de novas ligações a aumento de carga, sem ônus aos clientes com carga inferior a 50 KVA e;
- R\$ 803 mil referente a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizam o fornecimento de energia por meio do Programa Luz para Todos. O programa foi encerrado em dezembro de 2016 e estamos finalizando obras iniciadas durante a vigência do programa.

Os investimentos realizados nos nove primeiros meses de 2017 foram aderentes ao planejado para o período. O nível adequado de investimentos reflete a política da Elektro para garantir a constante melhoria da qualidade de seus serviços

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

prestados, bem como a geração de valor do negócio, mantendo seu compromisso com os clientes, a sociedade e a concessão.

12. DESEMPENHO OPERACIONAL

12.1. DEC e FEC

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

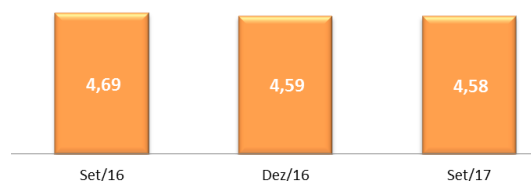
O indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) anualizado em junho de 2017 fechou em 7,70 e apresenta melhora em relação ao indicador anualizado de setembro e de dezembro de 2016, que até então havia sido o melhor resultado da história da Elektro Redes (8,24). Vale ressaltar que este resultado foi atingido mesmo com a ocorrência de tempestades com chuvas, ventos e descargas atmosféricas ocorridas no período (que apresentou o janeiro mais chuvoso dos últimos anos no Estado de São Paulo e teve ocorrência de tempestades fora de época nos meses de abril, maio e junho), o que ratifica a assertividade dos investimentos e excelência operacional da Companhia.

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (horas)



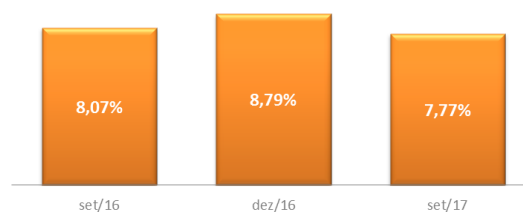
O indicador FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), anualizado em setembro de 2017, que fechou em 4,58, apresenta melhora em relação ao indicador de setembro de 2016 (4,69) e está relacionado diretamente à robustez da rede elétrica, influenciada pelo plano anual de manutenção preventiva 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.

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (interrupções)



Obs: Os indicadores acima não consideram os dias críticos, associados a situações de emergência, conforme definido pela resolução ANEEL no Prodist (Procedimentos da Distribuição). Caso considerados, os indicadores DEC e FEC de 30/09/2015 seriam 11,74 e 6,00, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 30/09/2016 seriam 13,88 e 6,02, respectivamente. Os indicadores DEC e FEC de 31/12/2016 seriam 11,88 e 5,60, respectivamente e os indicadores DEC e FEC de 30/09/2017 seriam 9,70 e 5,39, respectivamente..

12.2. Perdas na Distribuição (*)



Notas:

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

Em setembro de 2017, as perdas de distribuição apresentaram redução quando comparadas a 2016, registrando índice de 7,77%. Tal redução é principalmente, resultado das ações de combate a fraudes e avarias que a Companhia tem realizado, e ajustes no calendário de faturamento.

Adicionalmente, a partir do mês de dezembro de 2012, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) passou a contabilizar as perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) para as Distribuidoras de Energia Elétrica com base na Resolução Normativa da ANEEL nº 67/2004. Os resultados desta contabilização, referente a setembro de 2017, ainda não foram oficialmente divulgados, porém estima-se que o impacto desta alteração para a Elektro Redes seja de 1,92%. Dessa forma, incluindo-se o efeito da contabilização de perdas nas DIT, o índice de perdas de setembro de 2017 seria de 9,69%.

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

13. RECONHECIMENTOS

Elektro é eleita a Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do País

A Elektro Redes foi reconhecida pelo Prêmio Abradee 2017 como a Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do País e também nas categorias: Qualidade da Gestão, Gestão Econômico-financeira e Gestão Operacional. A premiação anual, realizada pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica, é um reconhecimento às concessionárias que mais se destacam no cenário nacional.

Esta é 8ª vez que a Elektro vence a categoria Nacional, a 12ª que recebe o prêmio de Gestão Operacional, 3ª de Qualidade da Gestão e 3ª de Gestão Econômico-financeira.

Elektro é eleita pela sétima vez a melhor empresa para trabalhar do Brasil

A Elektro foi considerada, pela quinta vez consecutiva (2013, 2014, 2015, 2016 e 2017), a Melhor Empresa para Trabalhar no País pela pesquisa Great Place to Work, na categoria Grande Porte (com mais de 1.000 funcionários). A premiação ocorreu no dia 14/08. Depois de ter alcançado o feito inédito de conquistar o conceito 100%, a concessionária também foi consagrada na categoria *Legends*, para empresas que se tornam *hors concours*.

Elektro é eleita pela terceira vez a Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina

A Elektro conquistou, pelo terceiro ano consecutivo, o prêmio de Melhor Empresa para Trabalhar da América Latina pelo *Great Place to Work*. A empresa foi destaque entre 20 países e se sagrou campeã em um ranking composto por outras 1.421 empresas, a maioria de países vizinhos.

A pesquisa avaliou os mesmos dados da pesquisa de clima organizacional realizada pelo instituto anualmente, na qual a Elektro recebeu em 2013, 2014, 2015 e 2016 o prêmio de Melhor Empresa para Trabalhar do Brasil. Nessa pesquisa, a empresa foi avaliada com índice de satisfação dos colaboradores de 99,3%, a maior nota já alcançada em todas as edições.

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

Segundo o *ranking* de Continuidade do Serviço da ANEEL, divulgado em março de 2017, a Elektro Redes ocupa a 1ª posição da região Sudeste e a 5ª melhor posição entre as distribuidoras do país com melhor desempenho. Este *ranking* se baseia no DGC (Indicador de Desempenho Global de Continuidade), que mede a qualidade do fornecimento das empresas por meio da comparação entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores DEC e FEC. A Agência Reguladora exige que todas as distribuidoras certifiquem o processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade DEC e FEC, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (*International Organization for Standardization*) ISO 9000.

Elektro recebe o Prêmio ALTA 2017

No início de abril, a Elektro foi reconhecida, mais uma vez, pela eficiência e inovação presente nos processos da companhia. Durante o UTCAL Summit 2017 (*Utilities Telecom & Technology Council America Latina*), em Salvador, a empresa recebeu o Prêmio América Latina Telecom Award (ALTA) 2017, que reconhece projetos de telecomunicação que utilizam a tecnologia de forma eficiente.

O projeto apresentado pela Elektro, nomeado de Sensores de Falta Tele Supervisionados, foi reconhecido como um processo de referência por ser mais assertivo no processo de reestabelecimento da energia elétrica, além de ser mais rápido.

Elektro conquista Prêmio Smart 2017

Pela primeira vez, a Elektro ganhou o primeiro lugar na categoria Inovação em Relacionamento com Clientes, no Prêmio Smart 2017. A premiação reconhece, anualmente, as melhores práticas em relacionamento de empresas que atuam em Utilities e Telecomunicações, nas áreas de Energia Elétrica, Saneamento, Gás, Telefonia fixa e móvel e TV por Assinatura.

Além da primeira posição na categoria, o trabalho apresentado pela companhia foi escolhido como o

Comentário do Desempenho

Resultados em 30 de setembro de 2017
Publicado em 05 de novembro de 2017

melhor entre os inscritos no prêmio. Com a pontuação mais expressiva do evento, a distribuidora recebeu o título de empresa Smart do ano.

Elektro é eleita uma das empresas mais inovadoras do país

A Elektro foi eleita como uma das 150 empresas mais inovadoras do país e também ficou entre as cinco melhores colocadas na categoria Setor de Energia, pelo Prêmio Valor Inovação Brasil 2017. A premiação, que aconteceu em São Paulo, no mês de junho, reconhece anualmente as empresas que se destacam no desenvolvimento de pesquisa e tecnologia no país e é realizado pela Strategy&, consultoria estratégica do Network PwC, em parceria com o jornal Valor Econômico.

Mais informações sobre a Elektro Redes

Relações com Investidores

 ri.elektro.com.br

 (+55 19) 2122-1487

 ri@elektro.com.br

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



**Balanços patrimoniais
em 30 de setembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016
(em milhares de reais)**

Ativo	Notas	30/09/2017	31/12/2016
Circulante		2.624.008	2.512.019
Caixa e equivalentes de caixa	4	807.849	899.313
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	5	1.169.192	958.439
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	6	386.773	226.768
Tributos a compensar	7	19.985	31.842
Imposto de renda e contribuição social a compensar		28.013	55.803
Instrumentos financeiros derivativos	12	29.687	19.017
Subsídios tarifários	9	113.100	268.978
Outros créditos		69.409	51.859
Não circulante		4.308.390	4.164.114
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	5	31.574	43.717
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	6	295.502	165.915
Tributos a compensar	7	84.770	83.541
Instrumentos financeiros derivativos	12	110.629	143.996
Depósitos judiciais	8	85.399	127.360
Imposto de renda e contribuição social diferidos	25.2	542.840	601.560
Outros créditos		43.305	42.665
Ativo indenizável (concessão)	10.1	1.248.876	1.074.026
Ativo intangível	10.2	1.855.862	1.871.738
Imobilizado		9.633	9.596
Total do ativo		6.932.398	6.676.133

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



Balanços patrimoniais
em 30 de setembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016
(em milhares de reais)

Passivo e patrimônio líquido	Notas	30/09/2017	31/12/2016
Circulante		2.620.356	2.183.529
Fornecedores e supridores de energia elétrica	11	742.705	418.415
Empréstimos e financiamentos	12	957.165	435.267
Debêntures	13	90.378	213.980
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	6	310.231	332.273
Tributos a recolher	14	224.407	159.667
Instrumentos financeiros passivos	12	6.602	-
Encargos do consumidor	9	153.450	333.922
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	15	12	117.879
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	16	58.690	66.375
Obrigações pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	17	25.640	47.438
Outros passivos		51.076	58.313
Não circulante		2.361.700	2.494.310
Empréstimos e financiamentos	12	1.241.546	1.413.912
Debêntures	13	594.502	669.807
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	6	319.706	234.979
Instrumentos financeiros passivos	12	6.519	-
Obrigações pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	17	59.889	19.763
Provisão para ações judiciais e regulatórias	19	132.048	146.267
Outros passivos		7.490	9.582
Patrimônio líquido		1.950.342	1.998.294
Capital social	20.1	952.492	952.492
Reservas de capital	20.2	765.882	765.882
Reservas de lucros	20.3	171.422	171.422
Dividendos adicionais propostos	20.4	-	108.498
Lucros acumulados		60.546	-
Total do passivo e patrimônio líquido		6.932.398	6.676.133

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



**Demonstrações dos resultados
para os períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais, exceto lucro por ação)**

	Notas	3º Trimestre 2017	Acumulado em 30/09/2017	3º Trimestre 2016	Acumulado em 30/09/2016
Receitas operacionais líquidas	21	1.623.762	4.069.262	1.158.523	3.457.028
Custo do serviço de energia elétrica e operação		(1.245.870)	(3.098.068)	(879.425)	(2.624.618)
Energia comprada para revenda	22	(1.098.730)	(2.647.010)	(741.166,0)	(2.212.005,0)
Custos operacionais	23	(102.747)	(318.905)	(94.925)	(283.287)
Depreciação		(1.241)	(3.187)	(973,0)	(2.926,0)
Amortização de ativo intangível	10.2	(43.152)	(128.966)	(42.361,0)	(126.400,0)
Custo de construção		(112.999)	(290.766)	(103.579)	(265.520)
Lucro operacional bruto		264.893	680.428	175.519	566.890
Despesas operacionais		(50.368)	(166.830)	(58.838)	(188.148)
Despesas com vendas	23	(6.244)	(17.905)	(5.857)	(17.664)
Despesas gerais e administrativas	23	(22.353)	(63.456)	(19.772)	(57.591)
Outras despesas operacionais líquidas	23	(21.771)	(85.469)	(33.209)	(112.893)
Resultado antes das receitas e despesas financeiras		214.525	513.598	116.681	378.742
Resultado financeiro		(21.355)	(100.427)	(28.209)	(123.747)
Receitas financeiras	24	38.838	98.042	65.940	138.840
Despesas financeiras	24	(60.193)	(198.469)	(94.149)	(262.587)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		193.170	413.171	88.472	254.995
Imposto de renda e contribuição social correntes	25.1	(18.228)	(62.746)	(29.610)	(42.617)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	25.2	(18.598)	(56.893)	990	(49.066)
Lucro líquido do período		156.344	293.532	59.852	163.312
Lucro básico e diluído por ação (expresso em reais):					
Preferencial		0,84325	1,58318	0,32282	0,88083
Ordinária		0,76659	1,43926	0,29347	0,80076

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



**Demonstrações dos resultados abrangente
para os períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais)**

	Notas	3º Trimestre 2017	Acumulado em 30/09/2017	3º Trimestre 2016	Acumulado em 30/09/2016
Lucro líquido do período		156.344	293.532	59.852	163.312
Outros resultados abrangentes do período					
Itens que não serão reclassificados para o resultado:		1.183	3.547	465	1.403
Efeito do limite do ativo de benefício definido	18.1	1.792	5.374	707	2.126
Tributo diferido sobre ajustes atuariais	25.2	(609)	(1.827)	(242)	(723)
Resultado abrangente do período		157.527	297.079	60.317	164.715

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



**Demonstração das mutações do patrimônio líquido
para o período de nove meses findos em 30 de setembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais)**

Notas	Capital social	Reserva de capital	Reservas de lucro/legal	Dividendos adicionais propostos	Lucros acumulados	Outros resultados abrangentes	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2016	952.492	765.882	171.422	72.649	-	-	1.962.445
Lucro líquido do período	-	-	-	-	163.312	-	163.312
Outros resultados abrangentes:							
Ganhos e perdas atuariais líquidos	-	-	-	-	-	1.403	1.403
Reclassificação conforme parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	-	-	-	-	1.403	(1.403)	-
Dividendos propostos e pagos	-	-	-	(72.649)	-	-	(72.649)
Dividendos intermediários propostos	-	-	-	-	(104.398)	-	(104.398)
Saldos em 30 de setembro de 2016	952.492	765.882	171.422	-	60.317	-	1.950.113
Saldos em 1º de janeiro de 2017	952.492	765.882	171.422	108.498	-	-	1.998.294
Lucro líquido do período	-	-	-	-	293.532	-	293.532
Outros resultados abrangentes:							
Ganhos e perdas atuariais líquidos	-	-	-	-	-	3.547	3.547
Reclassificação conforme parágrafo 122 do CPC 33 (R1)	-	-	-	-	3.547	(3.547)	-
Dividendos propostos e pagos	-	-	-	(108.498)	-	-	(108.498)
Destinação do lucro líquido:							
Dividendos intermediários pagos	-	-	-	-	(139.557)	-	(139.557)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	(96.976)	-	(96.976)
Saldos em 30 de Setembro de 2017	952.492	765.882	171.422	-	60.546	-	1.950.342

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

Demonstração dos fluxos de caixa
para o período de nove meses findo em 30 de setembro
de 2017 e 2016
(em milhares de reais)

	Notas	Acumulado em 30/09/2017	Acumulado em 30/09/2016
Lucro líquido do período		293.532	163.312
Itens do lucro líquido que não afetam caixa		507.013	548.117
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	5	57.885	69.539
Juros e variações monetárias e cambiais		227.977	262.642
Depreciações e amortizações		132.153	129.326
Perda / (ganho) na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis		20.629	14.474
Plano de pensão	18.1	5.374	2.126
Provisão para ações judiciais e regulatórias		20.305	36.271
Tributos diferidos	25.2	56.893	49.066
Ajustes do fluxo de caixa estimado	10.1	(20.311)	(55.801)
Programa de P&D e eficiência energética		(1.149)	34.265
Plano de incentivo de longo prazo		7.257	6.209
Variações no ativo e passivo operacional		(311.896)	152.089
Contas a receber		(256.495)	74.358
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	6	(289.592)	617.972
Tributos a compensar		38.418	40.282
Outros créditos		16.527	(10.905)
Subsídios tarifários e encargos do consumidor		(24.594)	(53.833)
Juros pagos (empréstimos, debêntures, arrendamento mercantil e instrumentos financeiros)		(159.857)	(206.230)
Fornecedores e supridores de energia elétrica		324.290	(218.279)
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	6	62.685	32.437
Tributos a recolher		12.336	(22.957)
Imposto de renda e contribuição social pagos		37.858	(42.157)
Pagamento de ações judiciais e regulatórias		(36.492)	(20.332)
Programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética		(24.419)	(34.654)
Outros passivos		(12.561)	(3.613)
Fluxo de caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		488.649	863.518
Fluxo de caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		(298.783)	(234.449)
Adições ao ativo intangível, ativo indenizável	10.1 e 10.2	(290.765)	(265.518)
Valor recebido na baixa do ativo intangível, ativo indenizável e imobilizado		2.507	26.872
Adições ao imobilizado		(3.224)	-
Caução de fundos e depósitos vinculados		(7.301)	4.197
Fluxo de caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		(281.330)	(457.092)
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	15	(448.352)	(205.717)
Amortização de empréstimos, debêntures e arrendamento mercantil (principal)		(513.632)	(457.489)
Captação de empréstimos		680.654	206.114
Variação de caixa e equivalentes de caixa		(91.464)	171.977
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	4	899.313	785.146
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	4	807.849	957.123
Variação de caixa e equivalentes de caixa		(91.464)	171.977

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



**Demonstração do valor adicionado
para o período findo em 30 de setembro de 2017 e 2016
(em milhares de reais)**

	Notas	Acumulado em 30/09/2017	Acumulado em 30/09/2016
Receitas		6.194.306	5.878.607
Vendas de energia e serviços		5.515.581	6.164.393
Valores a receber (devolver) de Parcela A e outros itens financeiros	21	413.463	(492.781)
Receita de construção	21	290.766	265.520
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	23	(57.886)	(69.589)
Recuperação de crédito de liquidação duvidosa		13.471	8.417
Outras receitas		18.911	2.647
Insumos adquiridos de terceiros		(3.434.787)	(2.939.132)
Energia comprada bruta	22	(2.916.953)	(2.441.382)
Materiais	23	(28.233)	(27.492)
Serviços de terceiros	23	(107.333)	(100.983)
Custo de construção		(290.766)	(265.520)
Outros custos operacionais		(91.502)	(103.755)
Valor adicionado bruto		2.759.519	2.939.475
Depreciação e amortização		(132.153)	(129.326)
Valor adicionado líquido		2.627.366	2.810.149
Receitas financeiras e variações monetárias e cambiais	24	98.042	157.514
Valor adicionado a distribuir		2.725.408	2.967.663
Distribuição do valor adicionado		2.725.408	2.967.663
Pessoal		216.107	195.011
Impostos, taxas e contribuições		1.233.012	1.499.707
Federais		362.172	454.071
Estaduais		870.472	1.045.223
Municipais		368	413
Encargos setoriais e outros		784.288	847.568
Despesas financeiras e variações monetárias e cambiais		198.469	262.065
Juros sobre o capital próprio		96.976	-
Dividendos distribuídos		139.557	104.398
Lucros retidos		56.999	58.914

As notas explicativas são parte integrante destas Informações Contábeis Intermediárias.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



ELEKTRO REDES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS REFERENTES ÀS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS

EM 30 DE SETEMBRO DE 2017**(em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)**

1. A COMPANHIA, SUAS OPERAÇÕES E A CONCESSÃO

A Elektro Redes S.A. (“Elektro Redes” ou “Companhia”), até 31 de agosto de 2016 denominada Elektro Eletricidade e Serviços S.A., com sede no município de Campinas, no estado de São Paulo, é uma concessionária de serviço público que atua no segmento de distribuição de energia elétrica, e suas Informações Contábeis Intermediárias refletem essa atividade, que constitui seu único segmento operacional. 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 Companhia e a critério da ANEEL.

As principais obrigações previstas no contrato de concessão consistem em fornecer energia elétrica aos 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 Companhia 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 Companhia (vide nota explicativa 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 o repasse tarifário) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital - remuneração do investimento e cota de reintegração/depreciação regulatória e receitas irrecuperáveis). Os mecanismos de ajuste são: o Reajuste Tarifário anual e a Revisão Tarifária ordinária a cada quatro anos.

A Companhia é uma sociedade anônima de capital aberto, registrada na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e listada na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (nova razão social da BM&FBovespa – 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 08 de junho de 2017, a Elektro Redes divulgou ao mercado um fato relevante informando um acordo de associação para regular a incorporação da Elektro Holding S.A., atual controladora da Elektro Redes, pela Neoenergia S.A. Em 24 de agosto de 2017, tendo em vista a obtenção das aprovações da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, bem como a aprovação da Assembleia Geral de Acionistas da Neoenergia S.A. e da Elektro Holding S.A., foi consumada a incorporação da Elektro Holding S.A. pela Neoenergia S.A. (vide nota explicativa 20.1).

Aprovação das Informações Contábeis Intermediárias

As Informações Contábeis Intermediárias foram aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em 01 de novembro de 2017.

2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS

As Informações Contábeis Intermediárias foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) em particular o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária. No que tange as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) foi observado o IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitido pelo *International Accounting Standards Board* – IASB.

As práticas contábeis da Companhia estão consistentes com aquelas adotadas na elaboração das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2016. Essas Informações Contábeis Intermediárias devem ser analisadas em conjunto com aquelas Demonstrações Financeiras, para melhor compreensão das informações apresentadas.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



3. ALTERAÇÕES E ATUALIZAÇÕES NA LEGISLAÇÃO REGULATÓRIA

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

3.1. Reajuste Tarifário

O Reajuste Tarifário reestabelece o poder de compra da concessionária por meio da correção pela inflação dos custos com a distribuição sob gestão da Distribuidora (Parcela B), deduzidos do Fator X.

Em 27 de agosto de 2017 ocorreu o Reajuste Tarifário Anual da Elektro Redes, homologado pela Resolução nº 2.290 de 22 de agosto de 2017. Neste reajuste foram atualizados os custos não gerenciáveis da distribuidora (Parcela A), repassados em sua totalidade para a tarifa dos consumidores. Nesse sentido, houve um aumento médio das tarifas aos consumidores de 10,40%, sendo o principal efeito, a atualização do preço da tarifa de transmissão de energia das transmissoras que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/12. Adicionalmente, a Parcela B foi atualizada pela inflação acumulada no período (IGP-M).

3.2. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

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

No que tange aos recolhimentos mensais das cotas de CDE, houve no ano de 2015 um descasamento de caixa, pois a Elektro Redes vinha recolhendo integralmente sua cota mensal, e em contrapartida não recebia do fundo a integralidade dos repasses dos valores de subsídios. Assim, em 06 de agosto de 2015, a Companhia obteve ordem liminar, atualmente já confirmada por decisão de Segunda Instância, permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos mensais dos encargos, os valores já vencidos e não repassados pelo fundo. Até setembro de 2017, o valor compensado financeiramente totalizou R\$ 103.683 (R\$ 174.073 em 30 de setembro de 2016), o qual, por se tratar de ordem liminar ainda sujeita a recurso, a Companhia apresentava os saldos a receber e a pagar segregados em seu balanço patrimonial, exceto para os períodos em que obteve recibo de quitação, sendo: (i) agosto de 2015 a janeiro de 2016, no montante de R\$ 230.691 compensados contabilmente em março de 2016; e (ii) fevereiro de 2016 a abril de 2017, no montante de R\$ 283.188 compensados contabilmente em junho de 2017. A partir de junho de 2017 a Elektro Redes passou a receber os pagamentos mensais dos subsídios realizados pela CCEE.

Ainda em relação aos recolhimentos da CDE, observa-se que, desde 2015, o surgimento de liminares questionando em Juízo o pagamento de alguns itens que compõem esse encargo, bem como a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, o que levou a ANEEL a fixar novas tarifas para os clientes que ingressaram com as liminares, a fim de dar cumprimento à ordem judicial. Em dezembro de 2015, como o impacto na arrecadação do encargo não havia recebido a correspondente diminuição na cota de aportes de cada distribuidora para a CDE e para evitar um desequilíbrio financeiro para o setor de distribuição, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) ingressou em Juízo e obteve a permissão para deduzir do saldo a pagar de CDE os montantes mensais que deixaram de ser faturados devido à liminar movida naquele ano pela Associação Brasileira de Consumidores de

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



Energia (ABRACE). Dada a recorrência de liminares desta natureza durante o ano de 2016, a ANEEL emitiu em 14 de junho o Despacho nº 1.576, que normatiza o tratamento a ser dado pelas distribuidoras no caso de surgirem novas liminares questionando os valores de CDE cobrados nas tarifas. Assim, nesses casos, será autorizada automaticamente a dedução dos montantes a serem recolhidos para a CDE dos valores não arrecadados devido às liminares obtidas por esses clientes, respeitando a neutralidade tarifária. Posteriormente, a Associação Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE), a Associação Nacional de Fabricantes de Produtos Eletroeletrônicos (ELETROS) e o Sindicato Nacional das Indústrias de Cimento - SNIC também ingressaram com ações similares visando o faturamento diferenciado da cota CDE. Para a Elektro Redes, o montante total deduzido do saldo a pagar até 30 de setembro de 2017, relativo a essas liminares, foi de R\$ 13.086 (R\$ 40.980 em 30 de setembro de 2016).

Em 25 de abril de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.231/2017, a ANEEL deduziu os valores da cota mensal da CDE Energia (Conta ACR), encargo relacionado aos empréstimos obtidos pela CCEE para cobrir os custos extraordinários de compra de energia em 2014, a fim de equalizar o nível de reserva de liquidez desta conta. Para Elektro Redes a redução no valor mensal da cota foi de R\$ 6.390 a ser aplicada para o período de abril de 2017 a março de 2018. Essa alteração não apresenta impactos no resultado da Companhia visto que qualquer diferença de valor será repassada através da tarifa durante o Reajuste Tarifário anual.

3.3. Bandeiras Tarifárias

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

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias tem como finalidade indicar ao consumidor se a energia terá um custo mais elevado, em função das condições de geração de energia elétrica, e, de maneira complementar à Revisão Tarifária Extraordinária, visa preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, cobrindo custos adicionais de geração térmica, Encargo de Serviços de Sistema – ESS, risco hidrológico e os custos com compra de energia no mercado de curto prazo devido à exposição involuntária das distribuidoras. As variações de custos remanescentes, não cobertos pelo mecanismo das Bandeiras Tarifárias, são registradas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros para inclusão no próximo processo de Reajuste ou Revisão Tarifária. Do mesmo modo, receitas provenientes de Bandeira Tarifária superiores às necessidades da Companhia são registradas como Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros para devolução no próximo Reajuste Tarifário ou Revisão Tarifária, tendo a neutralidade assegurada no resultado da Companhia.

Desde a Resolução Homologatória nº 2.203, de 14 de fevereiro de 2017, a ANEEL alterou os valores dos quatro patamares de Bandeiras Tarifárias: verde, amarela e vermelha – patamares 1 e 2, correspondendo a uma escala que varia de nenhum acréscimo tarifário até R\$ 35/MWh. Até 30 de setembro de 2017 vigorou a bandeira verde nos meses de janeiro, fevereiro e junho, bandeira amarela nos meses de março, julho e setembro e bandeira vermelha patamar 1 nos meses de abril, maio e agosto, devido à baixa afluência nesses meses. Já em 2016, foi aplicada a bandeira verde do período de abril à setembro, devido às condições hídricas mais favoráveis no período, bandeira amarela no mês de março e bandeira vermelha nos meses de janeiro e fevereiro, sendo elas patamar 2 e patamar 1, respectivamente.

Em 30 de setembro de 2017 o montante registrado de Bandeira Tarifária pela Elektro Redes é de R\$ 160.086 (R\$ 118.667 em 30 de setembro de 2016), sendo R\$ 121.540 (R\$ 121.353 em 30 de setembro de 2016) recebidos através do faturamento das contas de energia e R\$ 38.546 (R\$ 2.459 a pagar em 30 de setembro de 2016) a receber através da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT.

3.4. Processo de ajuste nas tarifas – EER Angra III

O Encargo de Energia de Reserva – EER é um encargo rateado pelos agentes de consumo que visa aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN através da contratação, pela CCEE, de energia elétrica junto a geradoras destinadas para este fim.

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

Em geral, tais diferenças são capturadas nas tarifas no processo tarifário seguinte através do mecanismo de CVA. No entanto, a ANEEL decidiu por antecipar esse efeito aos consumidores e, em 28 de março de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.214, aprovou um processo extraordinário de ajuste nas tarifas das distribuidoras, que ocorreu a partir do mês de abril, com o objetivo de antecipar os efeitos da exclusão da parcela do EER correspondente

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



à contratação da usina de Angra III. Assim, durante o mês de abril de 2017 a tarifa foi reduzida para reverter os valores de Angra III incluídos no último processo tarifário, fazendo o movimento de devolução em um único mês do valor acumulado até então, e na tarifa dos meses subsequentes (de maio a agosto de 2017), passa a desconsiderar o custo mensal do EER dessa usina. Por se tratar de item de Parcela A, não há impacto na margem operacional da Companhia.

3.5. Sobrecontratação de energia

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

A Elektro Redes sempre manteve seus níveis de contratação dentro dos limites regulamentares. A partir de 2016, entretanto, devido a uma conjunção de fatores externos alheios à gestão da Companhia, que afetaram de forma generalizada o setor de distribuição de energia no país, dentre eles: (i) o impacto da queda no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável; (ii) o efeito da realocação de cotas de energia; e (iii) a intensa migração de clientes na condição de especiais para o mercado livre, contribuíram para que a Companhia apresentasse uma situação de sobrecontratação de energia. Devido ao caráter sistêmico desse fenômeno, ao longo do ano de 2016 foram tomadas diversas medidas pelos órgãos competentes (ANEEL e Ministério de Minas e Energia), que endereçaram as principais questões, a fim de mitigar os impactos da sobrecontratação do setor, conforme descrito a seguir.

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

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

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

Em 2017, a Elektro Redes participou de todos os quatro MCSDs de Energia Nova processados até o momento, sendo três com vigência em 2017 e um cuja efetividade se inicia apenas em 2018. Com estes mecanismos, foi possível mitigar o risco de sobrecontratação da Elektro para o ano de 2017.

Outro aspecto relacionado ao tema são os baixos preços praticados no mercado livre de compra de energia comparativamente às tarifas praticadas no mercado regulado, o que gerou um aumento na migração de clientes especiais (com demanda contratada entre 0,5 e 3 MW) para o ambiente livre. Em 2016, dado o elevado volume destas

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



migrações e seu impacto no portfólio das distribuidoras, o assunto ganhou relevância na agência, inclusive com a emissão, pela Procuradoria Geral, de parecer equiparando a condição dos clientes especiais a dos clientes livres. Foi então publicado a Resolução Normativa nº 726, que reconheceu este entendimento ao permitir a devolução de contratos posteriores a sua publicação, como forma de mitigar o impacto da migração destes clientes, analogamente ao que já era praticado no caso dos clientes livres. Quanto ao impacto destas migrações em períodos anteriores à efetivação destas devoluções, será tratado pontualmente pela ANEEL dentro do processo tarifário de cada distribuidora.

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

Em 22 de agosto de 2017, O Decreto nº 9.143 regulamentou o tratamento involuntário das migrações de consumidores livres e especiais, uma vez realizado o máximo esforço pelas distribuidoras.

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

Para o ano de 2017, a sobrecontratação será totalmente mitigada como desdobramento das medidas já endereçadas em 2016, a exemplo do tratamento da migração de clientes especiais como sobrecontratação involuntária e dos processamentos do MCSD de Energia Nova.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>30/09/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Caixa e bancos	7.179	10.325
Aplicações financeiras	800.670	888.988
Total	<u>807.849</u>	<u>899.313</u>

As aplicações financeiras da Companhia referem-se a títulos de renda fixa (Certificado de Depósitos Bancários “CDB” e Debêntures Compromissadas), com taxas pós-fixadas, indexados à variação diária dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). Em 30 de setembro de 2017 a rentabilidade média era de 99,8% do CDI (100,53% em 31 de dezembro de 2016). Essas aplicações apresentam liquidez e podem ser resgatadas a qualquer momento sem risco significativo de perda de valor.

A Elektro Redes 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.

5. CONSUMIDORES, PARCELAMENTOS DE DÉBITOS E SUPRIDORES

	30/09/2017				31/12/2016			
	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total	A Vencer	até 90 dias Vencidos	(+) 90 dias Vencidos	Total
Fornecimento	339.723	123.492	68.079	531.294	161.375	127.018	78.593	366.986
Outras contas a receber	580.550	100.688	69.557	750.795	571.533	92.939	69.622	734.094
Receita não faturada	316.932	-	-	316.932	328.756	-	-	328.756
Parcelamentos de débitos	76.796	13.159	27.969	117.924	100.228	17.036	23.004	140.268
Tarifa de fio	165.206	82.300	34.568	282.074	122.618	68.516	39.594	230.728
Supridores	19.004	-	-	19.004	19.004	-	-	19.004
Outros	2.612	5.229	7.020	14.861	927	7.387	7.024	15.338
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(9.500)	(17.761)	(54.062)	(81.323)	(16.737)	(15.500)	(66.687)	(98.924)
Total	910.773	206.419	83.574	1.200.766	716.171	204.457	81.528	1.002.156
Circulante	879.199	206.419	83.574	1.169.192	672.454	204.457	81.528	958.439
Não circulante	31.574	-	-	31.574	43.717	-	-	43.717

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

A Companhia possui uma política para cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa cuja metodologia tem como premissa de provisionamento o histórico do comportamento de pagamento dos clientes dentro de cada faixa de vencimento do débito, sendo provisionado desde o primeiro dia após o vencimento do título, com percentuais de provisão crescentes de acordo com a idade 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:

	31/12/2015	Adições	Reversão da Provisão	Baixas de Incobráveis	30/09/2016
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	80.381	77.550	(8.011)	(46.507)	103.413
	31/12/2016	Adições	Reversão da Provisão	Baixas de Incobráveis	30/09/2017
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	98.924	62.459	(4.574)	(75.486)	81.323

A redução das Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa reflete o efeito das assertivas ações de cobrança conduzidas pela Companhia.

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

A natureza dos saldos reconhecidos de valores a receber/devolver de Parcela A e outros itens financeiros estão descritas a seguir:

Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	Nota	Valores em Amortização	Valores em Constituição	30/09/2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	31/12/2016
CVA Ativa - Parcela A a receber		273.270	304.197	577.467	27.834	22.259	50.093
Aquisição de Energia	6.1	251.391	245.646	497.037	-	-	-
Custo da Energia de Itaipu	6.1	-	34.357	34.357	-	7.996	7.996
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		-	-	-	14.446	-	14.446
Transporte Rede Básica		19.999	15.150	35.149	10.710	13.406	24.116
Transporte de Energia - Itaipu		1.880	9.044	10.924	2.678	857	3.535
Outros Itens Financeiros a receber		54.402	50.406	104.808	80.424	262.166	342.590
Quota Parte de Energia Nuclear		-	-	-	-	176	176
Neutralidade da Parcela A	6.3	51.409	50.352	101.761	65.644	82.965	148.609
Sobrecontratação de Energia	6.4	2.833	54	2.887	14.604	179.201	193.805
CUSD/DIT		160	-	160	-	-	-
Total Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros		327.672	354.603	682.275	108.258	284.425	392.683
Ativo Circulante				386.773			226.768
Ativo Não Circulante				295.502			165.915
Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros	Item	Valores em Amortização	Valores em Constituição	30/09/2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	31/12/2016
CVA Passiva - Parcela A a devolver		274.855	126.523	401.378	252.429	188.796	441.225
Aquisição de Energia	6.1	-	-	-	148.018	55.197	203.215
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA		8.852	-	8.852	-	-	-
Encargos de Serviços de Sistema - ESS e CONER	6.1	135.041	95.599	230.640	42.899	83.160	126.059
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	6.2	130.962	30.924	161.886	61.512	50.439	111.951
Outros Itens Financeiros a devolver		46	228.513	228.559	1.180	124.847	126.027
Sobrecontratação de Energia	6.4	-	85.455	85.455	-	-	-
CUSD/DIT		-	-	-	814	-	814
Energia Livre		-	-	-	-	13.864	13.864
TUSD-G	6.6	-	35.347	35.347	-	35.347	35.347
DIC/FIC		46	-	46	22	-	22
Receita Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo	6.7	-	107.711	107.711	-	75.636	75.636
Outros		-	-	-	344	-	344
Total Valores a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros		274.901	355.036	629.937	253.609	313.643	567.252
Passivo Circulante				310.231			332.273
Passivo Não Circulante				319.706			234.979

6.1. 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 custos não gerenciáveis efetivamente incorridos e os custos fixados quando da determinação da tarifa nas Revisões e/ou Reajustes Tarifários. Estes valores garantem a neutralidade tarifária da Parcela A.

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

Por meio da Resolução Homologatória nº 2.290, de 22 de agosto de 2017, a ANEEL definiu os valores de CVA correspondentes ao período de 27 de agosto de 2016 a 26 de agosto de 2017. Esses montantes já estão líquidos dos recebimentos ocorridos até 30 de setembro de 2017 e estão representados no quadro “Valores a receber/devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros” na coluna “valores em amortização”: (i) R\$ 251.391 como CVA ativa (R\$ 148.018 como CVA passiva em 31 de dezembro de 2016), referente à aquisição de energia já deduzido dos montantes de Bandeira Tarifária para cobertura desse item; e (ii) R\$ 135.041 (R\$ 42.899 em 31 de dezembro de 2016) registrados como CVA passiva de ESS e CONER (Conta de Energia de Reserva) também já deduzidos dos valores recebidos via Bandeira Tarifária.

Os saldos em constituição referem-se à apuração do saldo de CVA para repasse no próximo processo tarifário de acordo com legislação e regras vigentes. Em 30 de setembro de 2017, a Companhia possui os seguintes montantes registrados: (i) R\$ 34.357 (R\$ 7.996 em 31 de dezembro de 2016) a receber referente ao custo de energia de Itaipu maior que sua cobertura tarifária; (ii) R\$ 245.646 a receber decorrente dos maiores custos de energia em relação ao homologado na tarifa (R\$ 55.197 a devolver em 31 de dezembro de 2016); e (iii) R\$ 95.599 (R\$ 83.160 em 31 de dezembro de 2016) a devolver devido aos valores pagos de ESS e CONER estarem menores que sua cobertura tarifária parcialmente compensados pela devolução dos valores do EER de Angra III (vide nota 3.4).

6.2. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE é um encargo setorial, pago pelas empresas de distribuição e estabelecido em lei (vide nota 3.2). Este encargo é dividido em três categorias, sendo: (i) CDE Uso referente à parcela cobrada de clientes livres e cativos incidente na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD; (ii) CDE Energia, referente ao encargo pago pelos clientes cativos incidente na Tarifa de Energia (TE); e (iii) CDE Energia ACR, referente ao encargo pago pelos clientes cativos incidente na Tarifa de Energia com o intuito de quitar o empréstimo realizado pela CONTA-ACR. O mecanismo de ressarcimento concedido às distribuidoras em relação aos subsídios tarifários ocorre através de repasses operacionalizados pela CCEE.

Em janeiro de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 2.202/2017, estabelecendo o novo valor do encargo da CDE USO a ser recolhido pelas distribuidoras, reduzindo de R\$ 40.510 para R\$ 29.439 contra uma cobertura tarifária de R\$ 43.369. Entretanto, no mês subsequente, através da Resolução Normativa nº 2.204/2017, a ANEEL republicou os valores sendo que a cota mensal da Elektro Redes passou a ser de R\$ 33.761 a partir do mês de fevereiro de 2017.

Em 30 de setembro de 2017, o passivo em constituição de CDE a ser devolvido é de R\$ 30.924 (R\$ 50.439 a devolver em 31 de dezembro de 2016). Adicionalmente, o montante a devolver em amortização de CDE é de R\$ 130.962 (R\$ 61.512 em 31 de dezembro de 2016).

6.3. 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 variações mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais efetivamente faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário, baseados na expectativa de mercado para os 12 meses subsequentes ao reajuste. O total remanescente das diferenças a receber dos consumidores, homologado pela Resolução Homologatória nº 2.290/2017, representa, em 30 de setembro de 2017, um saldo em amortização de R\$ 51.409 (R\$ 65.644 em 31 de dezembro de 2016).

Em julho de 2015, a ABRACE ajuizou uma ação questionando determinados componentes da CDE e obteve uma liminar que permitiu a isenção parcial do pagamento desse encargo para os seus associados, tendo sido fixada pela ANEEL uma nova tarifa para esses clientes.

Em janeiro de 2016, a ANACE também ingressou em juízo questionando alguns itens do orçamento da CDE, resultando em uma nova tarifa para os consumidores representados por essa Associação.

A diferença no faturamento referente à isenção parcial do encargo de CDE para os clientes abarcados pelas ações judiciais da ABRACE e ANACE está registrada através da constituição de neutralidade no montante de R\$ 13.086 (vide nota 3.2), saldo que compõe o ativo total em constituição em 30 de setembro de 2017, no montante de R\$ 50.352 (R\$ 82.965 em 31 de dezembro de 2016).

6.4. Sobrecontratação de Energia

Em 30 de setembro de 2017, o montante a receber em amortização de sobrecontratação de energia (vide nota 3.5), é de R\$ 2.833 (R\$ 14.604 em 31 de dezembro de 2016). O saldo em constituição como CVA passiva em 30 de setembro

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



de 2017 é de R\$ 85.455 (R\$ 179.201 como CVA ativa em 31 de dezembro de 2016), refere-se aos custos adicionais com exposição involuntária no mercado de curto prazo, diferenças de preços entre submercados e liquidação das sobras de energia para o período de maio de 2017 até setembro de 2017.

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

A ANEEL, através de resoluções específicas, determinou a cobrança da TUSD-G das geradoras, para remunerar 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 Redes. A Duke Energy, geradora proprietária da usina de Rosana, localizada na área de concessão da Elektro Redes, não concordou com os valores calculados pela ANEEL e por decisão judicial foi autorizada a realizar o depósito em juízo dos valores cobrados. Dessa forma, em 30 de setembro de 2017, a Elektro Redes mantém o contas a receber registrado na rubrica de outros créditos e um saldo a devolver aos consumidores via modicidade tarifária, a partir do encerramento da ação judicial, no montante de R\$ 35.347 (R\$ 35.347 em 31 de dezembro de 2016).

6.6. Receita Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo

O montante a devolver refere-se à reversão de receita obtida através do faturamento pela Elektro Redes aos seus clientes finais de penalidades por ultrapassagem dos limites contratados para demanda e excedente de reativo que até o 4º Ciclo de Revisão Tarifária foram contabilizados como obrigações especiais em serviço, reduzindo o ativo intangível e financeiro, tanto no custo, quanto em sua atualização. A partir do 5º Ciclo de Revisão Tarifária, esses montantes passaram a constituir um passivo que será amortizado ao longo do Ciclo seguinte. Em 30 de setembro de 2017, a Companhia possui um saldo de R\$ 107.711 (R\$ 75.636 em 31 de dezembro de 2016) que compreende o período de março de 2015 a setembro de 2017, atualizado pela Selic.

7. TRIBUTOS A COMPENSAR

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. O saldo de PIS/COFINS a recuperar refere-se a créditos sobre bens destinados ao ativo da Companhia compensados de acordo com a legislação específica desse tributo.

	<u>30/09/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços - ICMS	104.745	104.328
Programa de Integração Social – PIS e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS	10	11.055
Total	<u>104.755</u>	<u>115.383</u>
Ativo circulante	19.985	31.842
Ativo não circulante	84.770	83.541

8. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	<u>30/09/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Incidência da COFINS sobre o faturamento	-	38.799
Legado "EPC" - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. ⁽ⁱ⁾	36.459	35.100
Outros processos de natureza Trabalhista, Cível e Tributária	48.940	53.461
Total	<u>85.399</u>	<u>127.360</u>

(i) Refere-se ao processo descrito na nota 19.

Em 6 de março de 2017, após decisão judicial favorável à Companhia, foi liberado o montante de R\$ 39.155 (R\$ 38.799 em 31 de dezembro de 2016) referente ao depósito judicial tributário, cuja provisão foi revertida em 2009. O processo questionava 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.

9. SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS E ENCARGOS DO CONSUMIDOR

No ano de 2015 ocorreu um descasamento de caixa, referente aos recolhimentos mensais das cotas de CDE, pois a Elektro Redes vinha recolhendo integralmente sua cota mensal, e em contrapartida não recebeu do fundo a

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

integralidade dos repasses dos valores de subsídios. Assim, em 6 de agosto de 2015, a Companhia obteve ordem liminar permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos mensais os valores já vencidos e não repassados pelo fundo, que no ano de 2017 totalizaram R\$ 103.683 (R\$ 174.073 em 30 de setembro de 2016). Por se tratar de ordem liminar, a Companhia apresentava os saldos a receber e a pagar segregados em seu balanço patrimonial, exceto para o período de agosto de 2015 a janeiro de 2016, para os quais já possuía recibo de quitação no montante de R\$ 230.691. Em 2017, a Elektro Redes obteve junto à Eletrobrás outro recibo de quitação relacionado a esta liminar, correspondente ao período de fevereiro de 2016 a abril de 2017, que possibilitou a compensação contábil do montante total de R\$ 283.188 (nota explicativa 3.2).

Assim, em 30 de setembro de 2017, a Companhia mantém registrado no ativo os valores a receber no montante de R\$ 113.100 (R\$ 268.978 em 31 de dezembro de 2016) e no passivo o montante total de R\$ 153.450 (R\$ 333.922 em 31 de dezembro de 2016).

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 dos ativos qualificáveis em construção limitado a regra regulatória, que leva em consideração os prazos médios de construção e expansão do sistema elétrico. O valor desses encargos capitalizados foi de R\$ 4.086 em 30 de setembro de 2017 (R\$ 5.163 em 30 de setembro de 2016). 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 fluxo de caixa 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.

Em 30 de setembro de 2017, o ativo financeiro está atualizado pelo valor residual da BRR homologada no 4º Ciclo de Revisão Tarifária definida por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.944 e Nota Técnica nº 219/2015 – SGT/ANEEL de 25 de agosto de 2015, devidamente movimentado por adições, atualizações e baixas.

Este ativo financeiro está classificado como um ativo disponível para venda. A Companhia registra as variações no fluxo de caixa estimado desse ativo financeiro no resultado operacional do período. Com relação à mensuração do valor de mercado, classifica-se esse ativo como nível hierárquico 2 (nota explicativa 28).

Visando sempre a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o fluxo de caixa estimado do ativo financeiro apurado a partir da BRR homologada no 4º Ciclo é atualizado mensalmente, considerando a atualização pelo Índice de Preços Amplos ao Consumidor – IPCA, publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, conforme estabelecido pela ANEEL por meio do PRORET – Procedimento de Regulação Tarifária, vigente a partir de 23 de novembro de 2015. O ativo financeiro indenizável decorrente dos investimentos incrementais ocorridos de março de 2015 a setembro de 2017 também é atualizado mensalmente, a fim de reproduzir a metodologia que define o VNR dos investimentos, representando a melhor estimativa na visão da Companhia.

Em 30 de setembro de 2017, o valor correspondente à atualização deste ativo financeiro foi registrado no resultado operacional do período no montante de R\$ 20.311 (R\$ 55.801 em 30 de setembro de 2016).

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 fluxo de caixa estimado do ativo financeiro está líquida do valor reavaliado das obrigações

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

especiais. A parcela das obrigações especiais a ser amortizada no período da concessão pela taxa média de amortização dos ativos de máquinas e equipamentos é classificada como redutora do ativo intangível.

A mutação do ativo financeiro indenizável é compreendida por:

	Custo	Obrigações Especiais	Ajuste de Fluxo de Caixa Estimado	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2016	935.891	(144.891)	116.123	907.123
Transferências de ativo intangível	137.684	(20.462)	-	117.222
Adições	-	(16)	-	(16)
Ajustes do fluxo de caixa estimado	-	-	64.903	64.903
Baixas	(11.069)	927	(5.064)	(15.206)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.062.506	(164.442)	175.962	1.074.026
Transferências de ativo intangível	166.280	(6.430)	-	159.850
Adições	-	832	-	832
Ajustes do fluxo de caixa estimado	-	-	21.661	21.661
Baixas	(6.143)	-	(1.350)	(7.493)
Saldo em 30 de setembro de 2017	1.222.643	(170.040)	196.273	1.248.876

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 na Resolução nº 674/2015 para depreciação da infraestrutura. A taxa média homologada é 3,88%.

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

	Em Serviço				Em Formação			Total
	Custo	Obrigações Especiais	Amortização Acumulada	Valor Líquido	Custo	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Valor Líquido
Saldo em 1º de janeiro de 2016	2.609.356	(398.272)	(740.104)	1.470.980	357.976	(45.660)	312.316	1.783.296
Adições	-	(15)	-	(15)	426.252	(17.701)	408.551	408.536
Baixas	(57.882)	805	22.698	(34.379)	-	-	-	(34.379)
Amortização	-	-	(168.493)	(168.493)	-	-	-	(168.493)
Transferências	178.807	(17.811)	-	160.996	(316.491)	38.273	(278.218)	(117.222)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	2.730.281	(415.293)	(885.899)	1.429.089	467.737	(25.089)	442.649	1.871.738
Adições	-	609	-	609	299.855	(10.531)	289.324	289.933
Baixas	(35.896)	-	18.903	(16.993)	-	-	-	(16.993)
Amortização	-	-	(128.966)	(128.966)	-	-	-	(128.966)
Transferências	168.305	(5.081)	-	163.224	(334.586)	11.512	(323.074)	(159.850)
Saldo em 30 de setembro de 2017	2.862.690	(419.765)	(995.962)	1.446.963	433.006	(24.107)	408.899	1.855.862

11. FORNECEDORES E SUPRIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA

	30/09/2017	31/12/2016
Moeda nacional	667.791	372.475
Supridores de energia elétrica	611.633	282.017
Fornecedores de materiais e serviços	56.158	90.458
Moeda estrangeira	74.914	45.940
Supridores de energia elétrica - Itaipu	74.914	45.940
Total	742.705	418.415

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

12. EMPRÉSTIMOS / FINANCIAMENTOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

	30/09/2017	31/12/2016	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
Moeda Nacional	907.939	607.693			
BNDES	480.294	515.625			
Finame SE 2011	2.379	2.914	5,5% a.a.	Início 15/02/2013 até 15/01/2021	
Finem CAPEX 2011/2012	49.792	70.784	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início 15/06/2013 até 15/12/2019	Instrumento de Cessão
Finem CAPEX 2013/2014	191.147	219.041	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início 15/01/2016 até 15/12/2023	Fiduciária de Direitos Creditórios
Finem CAPEX 2015/2016	239.418	224.322	de TJLP a TJLP + 2,36% e SELIC + 2,44%	Início 15/07/2017 até 15/06/2024	
Custos com emissão - BNDES	(2.442)	(1.436)			
Eletrobras - Luz para Todos ⁽¹⁾	34.917	44.401	RGR + 5,0% a.a. ⁽²⁾	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	
Caixa Econômica Federal - Luz para Todos ⁽¹⁾	5.281	5.743	6% a.a.	Início: 15/05/2016 até 15/04/2026	
Finep - 2º Ciclo	1.748	6.993	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	Carta de Fiança
Finep - 3º Ciclo	2.672	3.563	5,0% a.a.	Início: 15/01/2014 até 15/12/2019	
Finep - 4º Ciclo	10.351	12.571	5,0% a.a.	2005649	
Finep - 5º Ciclo	6.667	7.589	TJLP + 0,5% a.a.	Início: 15/10/2016 até 15/10/2022	
Nota Promissória 2017	354.935	-	105% do CDI a.a.	Início: 03/08/2017 até 03/08/2018	N/A
Custo de emissão - Nota Promissória	(351)	-			
Arrendamento mercantil	11.425	11.208	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 ⁽³⁾	N/A
Moeda Estrangeira	1.290.772	1.241.486			
BEI - Banco Europeu de Investimento 2013	371.271	369.607	US\$ + 3,4020% a.a.	Início: 31/10/2013 até 31/10/2025	Carta de Fiança
BEI - Banco Europeu de Investimento 2016	191.568	202.546	Libor 6M + 0,862% ⁽⁵⁾	Início: 01/07/2016 até 01/07/2027	
BEI - Banco Europeu de Investimento 2017	147.190	-			
4131 Bank Tokyo 2014	72.359	145.147	Libor 3mL + 0,8457% ⁽⁴⁾	Início: 17/06/2014 até 20/06/2018	
4131 Citibank	208.586	215.256	Libor 3mL + 0,7782% ⁽⁴⁾	Início: 09/06/2014 até 09/01/2018	
4131 Mizuho	95.067	194.783	Libor 3mL + 1,00% ⁽⁴⁾	Início: 16/03/2015 até 16/03/2018	
4131 Bank Tokyo 2015	44.577	114.933	Libor 3mL + 0,6900% ⁽⁴⁾	Início: 16/03/2015 até 16/03/2018	
			US\$ + 2,6457% a.a. até 23/05/2018 e US\$ + 2,76% a.a. após 24/05/2018	Início: 24/05/2017 até 26/05/2020	N/A
4131 Bank Tokyo 2017	160.696	-			
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(542)	(786)			
Total	2.198.711	1.849.179			
Circulante	957.165	435.267			
Não circulante	1.241.546	1.413.912			
Instrumentos Financeiros Derivativos Ativos					
Swap Empréstimo BEI - Banco Europeu de Investimento 2013	(108.431)	(111.299)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	
Swap Empréstimo BEI - Banco Europeu de Investimento 2016	(8.178)	(13.143)	76,5% do CDI a.a.	01/07/2027	
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Bank Tokyo 2014	(2.113)	(4.388)	100,5% do CDI a.a.	20/06/2018	N/A
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	(20.517)	(26.385)	103,0% do CDI a.a.	09/01/2018	
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Mizuho	(1.077)	(6.404)	93,16% do CDI a.a.	16/03/2018	
Swap Créd. Bancário via Lei nº 4.131 Bank Tokyo 2015	-	(1.394)	94,0% do CDI a.a.	16/03/2018	
Total	(140.316)	(163.013)			
Circulante	(29.687)	(19.017)			
Não circulante	(110.629)	(143.996)			
Instrumentos Financeiros Derivativos Passivos					
Swap Bancário Passivo via Lei nº 4.131 Bank Tokyo 2017	7.886	-	104,9% do CDI a.a.	26/05/2020	N/A
Swap Passivo Empréstimo BEI NC	4.494	-	93,16% do CDI a.a.	16/03/2018	
Swap Bancário Passivo via Lei nº 4.131 Bank Tokyo 2015	741	-	94,0% do CDI a.a.	16/03/2018	N/A
Total	13.121	-			
Circulante	6.602	-			
Não circulante	6.519	-			
Endividamento Financeiro Líquido dos Efeitos dos Instrumentos Derivativos	2.071.516	1.686.166			
Circulante	934.080	416.250			
Não circulante	1.137.436	1.269.916			

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

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

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

(4) Taxa Libor de 3 meses.

(5) Taxa Libor de 6 meses.

Em 30 de setembro de 2017, o endividamento financeiro líquido do efeito dos Instrumentos Financeiros Derivativos é de R\$ 2.071.516 (R\$ 1.686.166 em 31 de dezembro de 2016), sendo: (i) R\$ 934.080 (R\$ 416.250 em 31 de dezembro 2016) registrado no curto prazo; (ii) R\$ 1.137.436 (R\$ 1.269.916 em 31 de dezembro de 2016) registrado no longo prazo, com vencimentos que ocorrerão da seguinte forma: R\$ 54.046 em 2018, R\$ 229.238 em 2019, R\$ 224.699 em 2020, R\$ 137.062 em 2021, R\$ 132.657 em 2022, R\$ 130.498 em 2023 e R\$ 229.236 após 2023.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



Ao longo de 2017, foi realizada a liquidação parcial dos contratos de empréstimos e dos instrumentos financeiros derivativos referentes à dívida via Lei nº 4.131 junto aos bancos Mizuho e Tokyo nos valores líquidos de R\$ 93.735 e R\$ 137.893, respectivamente. A liquidação do contrato do Mizuho foi composta pela amortização do empréstimo no montante de R\$ 94.887, compensada pelo recebimento do instrumento financeiro no montante de R\$ 1.152. Já a liquidação do contrato do Tokyo foi composta pela amortização do empréstimo no montante de R\$ 140.267 e recebimento do instrumento financeiro derivativo no valor de R\$ 2.373, também foi amortizado o montante de R\$ 81.064 referentes a contratos com BNDES, Eletrobrás e FINEP.

Também houve a liberação do montante de R\$1.000, referente ao sub crédito social do contrato de financiamento junto ao BNDES para o Plano de Investimentos de 2013-2014, com prazo de 8 anos, sem carência, além da liberação do montante de R\$ 15.990 referente ao último saque do contrato de financiamento firmado em 2015 junto ao BNDES, destinado à implantação do Plano de Investimentos 2015-2016 com prazo de financiamento de 8,5 anos e carência de 19 meses. O montante total liberado desde a assinatura do contrato foi de R\$ 240.590.

Em 26 de maio de 2017, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, a Companhia contratou uma nova linha de financiamento no montante de R\$ 163.250 junto ao Banco de Tokyo, com prazo de vencimento de 3 anos, com custo médio final de 104,90% da variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). O pagamento dos juros ocorrerá semestralmente enquanto o pagamento do principal acontecerá anualmente a partir de 24 de maio de 2019.

No segundo semestre de 2017 a Elektro realizou a liberação da segunda tranche do contrato de financiamento com o Banco Europeu de investimentos com prazo de vencimento de 11 anos, carência de 3 anos e custo médio de 88,35% da variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI). Também houve a emissão de notas promissórias com prazo de vencimento de 1 ano e custo médio de 105% da variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI) nos montantes de R\$ 148.869 e R\$ 350.000 respectivamente.

Para a exposição relativa à captação de todos os recursos em moeda estrangeira, a Companhia possui instrumentos derivativos de proteção econômica e financeira contra a variação cambial *Swap* de moeda, sem nenhum componente de alavancagem (vide nota 28 – Instrumentos Financeiros).

Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos que contém cláusulas relacionadas à *covenants* não financeiros, tais como a alteração de controle acionário e inadimplemento, e *covenants* financeiros, que estabelecem indicadores como Endividamento Líquido/EBITDA, Dívida Líquida/PL e EBITDA/ Despesa Financeira.

Em 30 de setembro de 2017, o *covenant* Dívida Líquida sobre Patrimônio, existente em contrato firmado com BNDES, foi de 0,98 contra um limite estabelecido de até 2,5. O indicador EBITDA sobre Despesa Financeira, registrou 8,27 contra um limite mínimo de 2,0. Já o *convenant* Dívida Líquida sobre EBITDA foi de 2,03 de acordo com os contratos de empréstimos em moeda estrangeira via instrumento de Lei nº 4.131, e de 2,05 conforme definição constante no contrato do BNDES, contra um limite máximo de 3,0.

A Companhia sempre cumpriu e vem se mantendo dentro dos limites estabelecidos para esses *covenants* e não possui itens que façam parte da infraestrutura da concessão, oferecidos como garantias de empréstimos e financiamentos.

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

13. DEBÊNTURES

	30/09/2017	31/12/2016	Qtde.	Remuneração	Pagamento dos juros	Amortização do principal
5ª Emissão	88.741	176.770				
2ª Série	88.798	176.869	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	(57)	(99)				
6ª Emissão	596.139	707.017				
1ª Série	-	114.658	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	138.734	137.774	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	457.917	455.176	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	(512)	(591)				
Total	684.880	883.787				
Circulante	90.378	213.980				
Não circulante	594.502	669.807				

Em 30 de setembro de 2017, a Companhia possui o montante de R\$ 684.880 (R\$ 883.787 em 31 de dezembro de 2016) referente à 5ª e 6ª emissão de debêntures, sendo R\$ 90.378 registrados no curto prazo e R\$ 594.502 registrados no longo prazo, cujos vencimentos ocorrerão da seguinte forma: R\$ 138.227 em 2019, R\$ 152.080 em 2020, R\$ 151.080 em 2021 e R\$ 152.115 em 2022.

No segundo semestre de 2017 foram realizadas as liquidações das parcelas da 5ª e 6ª Emissão de debêntures referentes às 2ª e 1ª Séries nos valores totais de R\$ 87.411 e R\$ 110.000.

As características gerais das debêntures da Companhia estão apresentadas abaixo:

Características	5ª Emissão	6ª Emissão
Tipo	simples, nominativas escriturais, não conversíveis em ação	simples, nominativas escriturais, não conversíveis em ação
Espécie	quirografia, sem garantia	quirografia, 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 possui debêntures que contém cláusulas relacionadas à *covenants* não financeiros, tais como a alteração de controle acionário e inadimplemento, e *covenants* financeiros, que estabelecem indicadores financeiros como Endividamento Líquido/EBITDA e EBITDA/Despesa Financeira.

De acordo com a definição das Escrituras de Emissões de Debêntures, o indicador EBITDA sobre Despesa Financeira registrou 8,61 contra um limite mínimo de 2,0 e Dívida Líquida sobre EBITDA apresentou 2,03 contra um teto máximo de 3,0.

A Companhia sempre cumpriu e vem se mantendo dentro dos limites estabelecidos para esses *covenants* e não possui itens que façam parte da infraestrutura da concessão oferecida como garantias de debêntures.

14. TRIBUTOS A RECOLHER

	30/09/2017	31/12/2016
ICMS	143.503	123.382
COFINS	46.132	28.373
PIS	12.372	6.116
Outros impostos	22.400	1.796
Total	224.407	159.667

O ICMS é computado sobre o consumo de energia elétrica de cada unidade consumidora e a alíquota nominal varia entre 12%, 18% e 25% a depender da classe de consumo prevista na legislação.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



O PIS e a COFINS estão computados à alíquota nominal combinada 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.

15. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

Em 08 de fevereiro de 2017 foi pago aos acionistas, em uma única parcela o montante de R\$ 117.867 (líquido de imposto de renda) referente a Juros sobre Capital Próprio do exercício social de 2016, previamente aprovado em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 14 de outubro de 2016.

Em Assembleia Geral Ordinária, realizada em 07 de abril de 2017, foi aprovado o Lucro Líquido referente ao exercício de 2016 no montante de R\$ 351.688 mil. Dessa forma, e de acordo com proposta apresentada em Reunião do Conselho de Administração de 17 de fevereiro de 2017, também foi aprovado o pagamento de R\$ 108.498 relativos a dividendos adicionais propostos, calculados com base no Lucro Líquido de 2016 e Resultado Abrangente do período, já deduzidos de dividendos intermediários e Juros sobre Capital Próprio. Os dividendos foram pagos em uma única parcela, em 25 de abril de 2017.

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada em 12 de setembro de 2017, foi aprovado, para o exercício social de 2017, o pagamento de dividendos e Juros sobre Capital Próprio nos montantes de R\$ 139.557 e R\$ 96.976, respectivamente. Em 25 de setembro de 2017 foi realizado o pagamento no montante de R\$ 179.406, líquido de imposto de renda retido na fonte.

Assim, em 30 de setembro de 2017, a Companhia possui o montante de R\$ 12 referente a dividendos a pagar para acionistas minoritários que ainda não apresentaram seus dados cadastrais atualizados.

16. OBRIGAÇÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

	<u>30/09/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Férias e 13º salário a pagar	28.510	22.911
Instituto nacional seguridade social - INSS empregador	14.452	11.194
Participação nos lucros e resultados	8.708	24.132
Fundo de garantia por tempo de serviço - FGTS	3.599	3.833
Retenções do empregado	2.767	3.733
Outros	654	572
Total	<u>58.690</u>	<u>66.375</u>

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

O contrato de concessão estabelece a obrigação da Companhia de aplicar 1% da receita operacional líquida regulatória 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).

A partir de 03 de maio de 2016, por meio da lei nº 13.280, foi definido que 80% do percentual destinado ao Programa de Eficiência Energética serão aplicados pelas próprias concessionárias conforme regulamentos estabelecidos pela ANEEL, e os demais 20% serão destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).

<u>Distribuição do recurso</u>	<u>Percentual de distribuição da ROL</u>	<u>30/09/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Programa de Eficiência Energética	0,50%	38.690	33.187
Pesquisa e Desenvolvimento	0,20%	43.355	33.605
FNDCT	0,20%	2.216	181
MME	0,10%	1.268	228
Total		<u>85.529</u>	<u>67.201</u>
Circulante		25.640	47.438
Não circulante		59.889	19.763

18. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



As obrigações por contribuições aos planos de contribuição definida são reconhecidas no resultado como despesas com pessoal quando os serviços relacionados são prestados pelos empregados.

A obrigação líquida da Companhia para os planos de benefício definido é calculada com base na estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores. Esse valor é descontado ao seu valor presente e é apresentado líquido do valor justo de quaisquer ativos do plano. Caso os benefícios de um plano sejam incrementados, a porção do benefício incrementado relacionado a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no resultado.

18.1. Planos de Pensão

A Elektro Redes, através da Fundação CESP, mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensão para seus empregados reconhecidos pelo regime de competência de acordo com o CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados, que têm as seguintes características:

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

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

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

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

O plano apresentou *superávit* atuarial de R\$ 135.848 em 31 de dezembro de 2016. No entanto, para que haja o reconhecimento contábil do *superávit* atuarial, é necessário que este seja superior a 25% das reservas matemáticas do plano, de modo a assegurar o equilíbrio financeiro em função da volatilidade de suas 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 Redes, esta relação estava em 16% em 31 de dezembro de 2016, não permitindo, portanto, o reconhecimento contábil de nenhum *superávit* atuarial.

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço	31/12/2016	31/12/2015
Valor justo dos ativos do plano	1.282.314	1.141.219
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	1.146.466	870.054
<i>Superávit</i> para planos cobertos	135.848	271.165
Limite de ativo de benefício definido	(135.848)	(271.165)
Ativo atuarial líquido	-	-

Os valores reconhecidos no resultado nos períodos findos em 30 de setembro de 2017 e 2016 e no resultado abrangente são os seguintes:

Componentes da despesa do plano	30/09/2017	30/09/2016
Valores reconhecidos no demonstrativo de resultados do período		
Custo do serviço corrente	5.374	2.126
Despesa reconhecida	5.374	2.126

A Companhia efetuou contribuições aos planos de Benefício Definido e Contribuição Definida mantidos junto à Fundação CESP que totalizaram em 30 de setembro de 2017 R\$ 2.925 (R\$ 2.733 em 30 de setembro de 2016).

A Elektro Redes 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 Redes, que também é responsável pelo pagamento das despesas administrativas deste plano. Os custos incorridos pela Companhia em 30 de setembro 2017 foram de R\$ 422 (R\$ 399 em 30 de setembro de 2016), registrados na conta de despesa com pessoal.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



19. PROVISÃO PARA AÇÕES JUDICIAIS E REGULATÓRIOS

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legais ou presumidas) resultantes de eventos passados, e que seja provável a saída de um recurso econômico para sua liquidação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido.

A Companhia, com base nas opiniões da Administração e de seus assessores legais, registrou provisões para riscos cíveis e ambientais, fiscais, trabalhistas, regulatórios, desapropriações e servidões, cuja probabilidade de perda foi classificada como provável. A avaliação da probabilidade de perda por parte dos consultores legais da Companhia inclui avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia de leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e a sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos.

19.1. Provisão para ações judiciais e regulatórias com avaliação de risco provável

As provisões apresentam os seguintes saldos e movimentações:

	Item	31/12/2016	Constituição	Atualização	Reversão	Liquidação	30/09/2017
Cíveis e ambientais	(i)	35.932	18.506	2.689	(12.771)	(10.668)	33.688
Tributárias	(ii)	39.079	477	2.275	(258)	(78)	41.495
Trabalhistas	(iii)	41.742	13.384	2.844	(6.649)	(18.531)	32.790
Desapropriações e servidões	(iv)	11.128	1.216	752	-	(254)	12.842
Regulatórias	(v)	18.386	2.175	88	(2.455)	(6.961)	11.233
Total das provisões		146.267	35.758	8.648	(22.133)	(36.492)	132.048

As provisões efetuadas pela Companhia são principalmente para a cobertura de eventuais perdas. A descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações estão descritas a seguir:

(i) Cíveis e ambientais

As ações cíveis têm carácter indenizatório envolvendo objetos de naturezas diversas como: questionamento de clientes a respeito do faturamento regular ou de procedimento irregular, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos, bem como questões relativas às normas específicas do setor.

As ações ambientais referem-se a questionamentos de multas sofridas pela Companhia com baixo valor e em decorrência do curso normal de suas atividades.

(ii) Tributárias

Referem-se às discussões relativas às exigências fiscais nos âmbitos federal, estadual e municipal. Dentre o total provisionado, destaca-se o Mandado de Segurança impetrado em 5 de dezembro de 2007 à EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda. sucedida pela Companhia, 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 2017 é de R\$ 39.291 (R\$ 37.166 em 31 de dezembro de 2016).

(iii) Trabalhistas

Referem-se principalmente às ações movidas por ex-empregados da Elektro Redes envolvendo diferenças salariais, horas-extras, periculosidade, adicional de transferência e outras, e também ações movidas por ex-empregados de empresas contratadas (responsabilidade subsidiária ou solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras não pagas pelos seus respectivos contratantes.

(iv) Desapropriações e servidões

Essas ações decorrem de divergências entre o valor de avaliação da Elektro Redes e o pleiteado pelo proprietário de imóvel. Referem-se ao pagamento por desapropriações e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrículas, etc.), bem como as obrigações de pagamento da CESP, transferidas para a Elektro Redes no processo de privatização da Companhia.

(v) Regulatórias

Referem-se a provisões administrativas diretamente relacionadas com indicadores de desempenho da ANEEL e penalidades referentes à contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST).

19.2. Contingências passivas com avaliação de risco possível

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



Segue demonstrativo dos processos cujo risco de perda é possível e, portanto, não possuem provisões registradas em 30 de setembro de 2017:

	<u>30/09/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Tributárias ⁽ⁱ⁾	2.018.062	2.015.715
Cíveis e ambientais ⁽ⁱⁱ⁾	153.525	170.562
Previdenciárias ⁽ⁱⁱⁱ⁾	96.686	92.658
Trabalhistas	35.445	19.048
Desapropriação e servidão de passagem	19.684	7.838
Total	<u>2.323.402</u>	<u>2.305.821</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 suposto transporte indevido 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; taxas de uso do solo e auto de infração lavrado pela Receita Federal relativo ao imposto de renda retido na fonte decorrente de ganho de capital por conta de uma operação societária na qual a Companhia foi objeto em 2011.

(ii) Refere-se principalmente a ações de cobrança pelo uso da faixa de domínio, movidas por concessionárias de rodovias.

(iii) 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.

Em dezembro de 2016 a Companhia recebeu um auto de infração no valor de R\$ 1.205.431, lavrado pela Receita Federal do Brasil relativo ao imposto de renda decorrente do ganho de capital originado a partir da operação societária com a aquisição do controle societário da Elektro Redes pelo atual acionista ocorrida em 2011. A Elektro Redes apresentou sua impugnação e, em julgamento de primeira instância administrativa, o auto de infração foi totalmente anulado. Os autos do processo atualmente encontram-se pendentes de julgamento de recurso de ofício em segunda instância administrativa. A probabilidade de êxito, na opinião dos advogados responsáveis pelo caso, permanece classificada como possível.

A Elektro Redes possui ações de cobrança movidas por concessionárias de rodovias estaduais e outras partes envolvidas visando impedir a Companhia de atuar livremente para a instalação de infraestrutura de distribuição de energia em faixas intermediárias e laterais das rodovias, livre de qualquer ônus. Diante deste cenário, a Companhia adotou medidas judiciais competentes em face do Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo (DER) e respectivas concessionárias. Nas ações em que o tema é discutido, há decisões favoráveis e desfavoráveis julgadas em diferentes instâncias, assim até setembro de 2016, a Companhia possuía provisão constituída para esse processo.

Considerando a evolução da jurisprudência sobre o tema, especialmente, o julgamento da ADIN nº 2.418 pelo STF, cujo acórdão foi publicado em outubro de 2016; e julgamentos favoráveis no mérito, pelo Tribunal de Justiça de São Paulo, em dezembro de 2016, de recursos reconhecendo a ilegalidade da cobrança pelo uso da faixa de domínio ocorridos, bem como diante das perspectivas de êxito possível determinadas pelos assessores jurídicos do caso, a Companhia efetuou em 2016 a reversão da provisão constituída para essa finalidade. Durante o ano de 2017 não ocorreu nenhum fato novo que altere o andamento do processo, desta forma, em 30 de setembro de 2017, a probabilidade de êxito, na opinião dos advogados responsáveis pelo caso, é classificada como possível.

Adicionalmente, em 2007 o Ministério Público do Trabalho ajuizou Ação Civil Pública que visa proibir a Elektro Redes de terceirizar suas atividades fim. Já houve decisões de primeira e segunda instância desfavoráveis à Companhia. Foi apresentado recurso ao TST, todavia a decisão tomada pelas instâncias anteriores foi mantida. A Companhia interpôs recurso ao STF e, considerando que a Corte 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 é possível.

20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

20.1. Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia em 30 de setembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, no montante de R\$ 952.492, tem a seguinte composição acionária:

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97

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

Em 08 de junho de 2017, a Elektro Redes divulgou ao mercado um Fato Relevante informando um acordo de associação para regular a incorporação da Elektro Holding S.A, atual controladora da Elektro Redes, pela Neoenergia S.A. ("Neoenergia").

Em 24 de agosto de 2017, tendo em vista a obtenção das aprovações regulatórias necessárias e a satisfação das demais condições precedentes aplicáveis, foi consumada a incorporação da Elektro Holding S.A. pela Neoenergia.

20.2. Reservas de capital

O valor registrado de R\$ 765.882 (R\$ 765.882 em 31 de dezembro de 2016) é composto principalmente por: (i) ágio incorporado da Iberdrola Energia do Brasil, no valor de R\$ 689.440; e (ii) acervo líquido incorporado da EPC, no valor de R\$ 25.903.

20.3. Reserva de lucros

É composta pela reserva legal constituída pela destinação de 5% do valor do lucro líquido do período. Em 30 de setembro de 2017 a reserva de lucros, somada às demais reservas, superaram 30% do capital social.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



20.4. Distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio

Em Assembleia Geral Ordinária, realizada em 07 de abril de 2017, foi aprovado o lucro líquido referente ao exercício de 2016 no montante de R\$ 351.688. Desta forma, e de acordo com proposta apresentada em Reunião do Conselho de Administração de 17 de fevereiro de 2017, também foi aprovado o pagamento de R\$ 108.498 relativos a dividendos adicionais propostos, calculados com base no lucro líquido de 2016 e Resultado Abrangente do período, já deduzidos de dividendos intermediários e Juros sobre Capital Próprio. Os dividendos foram pagos em uma única parcela, em 25 de abril de 2017, conforme Aviso aos Acionistas publicado em 11 de abril de 2017.

Em 12 de setembro de 2017 foi aprovado em Reunião do Conselho de Administração o pagamento de dividendos e Juros sobre Capital Próprio nos montantes de R\$ 139.557 e R\$ 96.976, respectivamente para o exercício social de 2017.

Conforme seu Estatuto Social, as ações ordinárias e preferenciais, sem valor nominal, têm direito a dividendos mínimos obrigatórios de 25% do lucro líquido ajustado, nos termos da Lei nº 6.404/76.

As ações preferenciais não possuem direito a voto, mas têm prioridade no reembolso do capital e direito a receber dividendos no mínimo 10% superiores aos atribuídos às ações ordinárias, conforme artigo 5º do Estatuto Social da Companhia.

20.5. Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro básico e diluído por ação para o período de 30 de setembro de 2017 e 2016 foi baseado no lucro líquido do período e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os períodos apresentados, conforme demonstrado:

Numerador	2017		2016	
	3º Trimestre	Acumulado	3º Trimestre	Acumulado
Lucro líquido do exercício disponível aos acionistas	156.344	293.532	59.852	163.312
Denominador				
Média ponderada do número de ações ordinárias	91.881	91.881	91.881	91.881
Média ponderada do número de ações preferenciais	101.878	101.878	101.878	101.878
Remuneração adicional das ações preferenciais (10%)	1,10	1,10	1,10	1,10
Média ponderada do número de ações preferenciais ajustadas	112.066	112.066	112.066	112.066
Denominador para lucros básicos por ação ordinária	203.947	203.947	203.947	203.947
Lucro básico e diluído por ação ordinária	0,7666	1,4393	0,2935	0,8008
10% - Ações preferenciais	0,0767	0,1439	0,0293	0,0801
Lucro básico e diluído por ação preferencial	0,8433	1,5832	0,3228	0,8808

Não houve outras transações envolvendo ações ordinárias ou direitos conversíveis em ações ordinárias entre a data-base e a data de conclusão destas Informações Contábeis Intermediárias.

20.6. Gerenciamento de capital

A Companhia monitora seu capital utilizando um índice de alavancagem representado pela dívida líquida dividida pelo patrimônio líquido. Para este propósito, dívida líquida é definida como sendo os empréstimos e financiamentos e obrigações por arrendamentos mercantis financeiros menos caixa e equivalentes de caixa. Em 30 de setembro de 2017, a Companhia apresentou alavancagem de 49,9%, (44,6% em 30 de setembro de 2016), mantendo uma composição adequada entre capital próprio e de terceiros, com endividamento a taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.

21. RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia, podendo ser confiavelmente mensurados 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 e atualização do ativo financeiro indenizável, receita de construção e outras receitas relacionadas a demais 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 encerramento do período.

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

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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.

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% a.a. antes dos impostos), já incluído na tarifa da Companhia a partir de 27 de agosto de 2015. Esta receita é contabilizada mensalmente e arrecadada pela Companhia.

Em 30 de setembro de 2017 o número de consumidores da Companhia é de 2.591.453 (2.542.014 em 30 de setembro de 2016).

	3º Trimestre 2017		Acumulado em 30/09/2017		3º Trimestre 2016		Acumulado em 30/09/2016	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Receitas operacionais	2.554.638	2.386.507	8.041.576	6.224.858	2.672.507	1.882.427	8.656.871	5.935.894
Fornecimento para consumidores	2.554.638	994.195	8.041.576	2.821.513	2.672.507	973.196	8.656.871	3.455.318
Residencial	1.027.406	417.970	3.280.709	1.253.539	977.166	402.035	3.179.954	1.427.271
Industrial	441.997	166.105	1.346.808	475.934	636.744	245.668	2.021.298	844.548
Comercial	502.930	205.042	1.691.197	637.408	511.563	210.359	1.806.936	798.553
Rural	263.011	61.860	726.992	162.820	240.706	56.377	700.314	181.680
Poder público	72.538	26.523	237.783	80.234	68.022	26.065	232.167	91.665
Iluminação pública	127.388	30.052	396.186	85.068	123.567	28.071	362.910	90.391
Serviço público	119.367	42.898	361.901	120.395	114.738	41.941	353.291	138.601
Não faturado	-	43.745	-	6.115	-	(37.320)	-	(117.391)
Valores a receber (devolver) de Parcela A e outros itens financeiros ^(a)	-	297.930	-	413.463	-	(97.346)	-	(492.781)
Outras receitas	-	1.094.382	-	2.989.882	-	1.006.576	-	2.973.357
CCEE ^(b)	-	169.485	-	376.992	-	96.172	-	193.353
Receita de uso do sistema de distribuição ^(c)	-	631.809	-	1.933.498	-	675.582	-	2.137.412
Remuneração do ativo financeiro (WACC)	-	26.166	-	78.499	-	26.166	-	78.499
Receita de construção	-	112.999	-	290.766	-	103.579	-	265.520
Ajuste de fluxo de caixa estimado	-	11.616	-	20.311	-	11.074	-	55.800
Outras receitas	-	142.307	-	289.816	-	94.003	-	242.773
Deduções às receitas operacionais	-	(762.745)	-	(2.155.596)	-	(723.904)	-	(2.478.866)
Quota para a conta de desenvolvimento energético - CDE	-	(225.775)	-	(620.750)	-	(247.605)	-	(728.901)
Bandeira Tarifária	-	(53.881)	-	(160.086)	-	58	-	(118.667)
ICMS sobre fornecimento	-	(284.134)	-	(870.472)	-	(303.823)	-	(1.045.223)
COFINS	-	(169.449)	-	(447.878)	-	(139.552)	-	(443.418)
PIS	-	(36.794)	-	(97.243)	-	(30.299)	-	(96.269)
Programa de P&D e eficiência energética	-	(14.785)	-	(37.083)	-	(10.306)	-	(35.762)
Outros	-	22.073	-	77.916	-	7.623	-	(10.626)
Total	2.554.638	1.623.762	8.041.576	4.069.262	2.672.507	1.158.523	8.656.871	3.457.028

- (a) Os Valores a receber (devolver) de Parcela A (CVA) e Outros Itens Financeiros passaram a ser reconhecidos a partir do aditamento dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, realizado em 10 de dezembro de 2014. Os montantes reconhecidos decorrem das amortizações de valores homologados e por constituições a serem homologadas nos próximos Reajustes Tarifários.
- (b) Refere-se aos montantes de receitas faturadas pelas concessionárias que tiveram excedente de energia, comercializados no âmbito da CCEE.
- (c) Receita proveniente de encargo pelo uso da rede de distribuição ("TUSD") referente aos consumidores que estão na condição de clientes livres e cativos localizados na área de concessão da Companhia.

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

22. ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	3º Trimestre 2017		Acumulado em 30/09/2017		3º Trimestre 2016		Acumulado em 30/09/2016	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Supridores de energia	3.438.047	890.058	10.962.622	2.336.470	3.169.976	701.306	10.124.136	2.019.613
Itaipu Binacional (**)	775.310	171.820	2.292.500	484.196	759.048	143.972	2.259.218	469.778
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	1.468.233	585.975	5.184.801	1.457.626	1.245.589	415.043	4.445.691	1.159.600
Contrato cotas (CCGF e CCEN)	1.054.521	82.601	3.085.533	247.563	993.970	85.878	3.000.681	236.163
Geração Distribuída	68.483	14.763	198.448	42.778	91.762	18.606	197.604	40.303
PROINFA	71.501	29.688	201.340	89.063	79.607	32.967	220.942	98.901
Uso do transporte de energia	-	5.211	-	15.244	-	4.840	-	14.868
Outros custos de energia	-	320.922	-	580.483	-	115.388	-	421.769
ONS - Uso da rede básica	-	123.901	-	276.934	-	73.390	-	222.135
CTEEP- Encargos de conexão	-	12.508	-	30.844	-	9.075	-	26.497
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	(5.939)	-	7.308	-	14.388	-	119.687
Risco hidrológico	-	218.901	-	320.036	-	18.535	-	53.450
(-) Ressarcimento CONER / ESS	-	(28.449)	-	(54.639)	-	-	-	-
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(112.250)	-	(269.943)	-	(75.528)	-	(229.377)
Total	3.438.047	1.098.730	10.962.622	2.647.010	3.169.976	741.166	10.124.136	2.212.005

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

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

23. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	3º Trimestre 2017	Acumulado em 30/09/2017	3º Trimestre 2016	Acumulado em 30/09/2016
Gastos com pessoal	80.432	248.305	75.048	227.068
Gastos com serviços de terceiros	39.188	107.333	31.793	100.983
Gastos com materiais	8.681	28.233	9.508	27.492
Outras despesas operacionais líquidas	24.814	101.864	37.414	115.892
Provisão para créditos de liquidação duvidosa líquida	19.771	57.886	19.101	69.589
Recuperação de crédito de liquidação duvidosa	(5.455)	(13.471)	(3.856)	(8.417)
Despesas com arrecadação bancária	3.897	12.402	3.952	11.734
Provisão/Reversão para ações judiciais e regulatórias	985	12.232	(1.213)	10.741
Aluguéis e seguros	2.850	8.271	2.574	8.752
Perda na desativação e alienação de bens líquida	2.328	13.197	4.899	14.474
Taxas e contribuições	2.006	8.598	2.643	9.670
Outras	(1.568)	2.749	9.314	(651)
	153.115	485.735	153.763	471.435
Custo da operação	102.747	318.905	94.925	283.287
Despesas com vendas	6.244	17.905	5.857	17.664
Despesas gerais e administrativas	22.353	63.456	19.772	57.591
Outras despesas operacionais	21.771	85.469	33.209	112.893
	153.115	485.735	153.763	471.435

24. RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

	3º Trimestre 2017	Acumulado em 30/09/2017	3º Trimestre 2016	Acumulado em 30/09/2016
Receitas	38.838	98.042	65.940	138.840
Aplicações financeiras	20.711	60.272	36.131	89.636
Encargos sobre conta de energia elétrica em atraso	10.680	38.710	26.460	51.550
Atualizações monetárias de CVA líquidas	8.163	-	-	-
Outras receitas financeiras	1.731	6.703	6.812	8.827
PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(2.447)	(7.643)	(3.463)	(11.173)
Despesas financeiras	(60.193)	(198.469)	(94.149)	(262.587)
Juros sobre debêntures	(13.540)	(42.987)	(20.898)	(65.209)
Atualizações monetárias e cambiais líquidas	115	(17.004)	(5.925)	(32.387)
Atualizações monetárias de CVA líquidas	-	(1.547)	(3.197)	12.121
Juros sobre empréstimos com terceiros	(37.386)	(108.387)	(38.701)	(125.021)
Outras despesas financeiras	(9.382)	(28.544)	(25.428)	(52.091)
Total	(21.355)	(100.427)	(28.209)	(123.747)

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

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

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Informações Contábeis Intermediárias 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.

25.1. Reconciliação do imposto de renda e contribuição social no resultado

	30/09/2017				30/09/2016			
	Imposto de renda		Contribuição social		Imposto de renda		Contribuição social	
	3º Trimestre	Acumulado	3º Trimestre	Acumulado	2º Trimestre	Acumulado	2º Trimestre	Acumulado
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	193.170	413.171	193.170	413.171	88.472	254.995	88.472	254.995
Juros sobre o capital próprio	(96.976)	(96.976)	(96.976)	(96.976)	(96.976)	(96.976)	(96.976)	(96.976)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	96.194	316.195	96.194	316.195	(8.504)	158.019	(8.504)	158.019
Alíquota nominal dos tributos	15%	15%	9%	9%	15%	15%	9%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	10%	-	-	10%	10%	-	-
	(24.043)	(79.031)	(8.658)	(28.457)	(22.112)	(63.731)	(7.962)	(22.950)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo								
Permanentes - despesas inadotáveis e multas	(3.436)	(9.967)	(1.051)	(3.404)	(2.101)	(7.025)	(756)	(2.527)
Incentivos fiscais e outros	362	1.220	-	-	3.695	3.934	616	616
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(27.117)	(87.778)	(9.709)	(31.861)	(20.518)	(66.822)	(8.102)	(24.861)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(13.442)	(45.945)	(4.786)	(16.801)	(21.246)	(30.744)	(8.364)	(11.873)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(13.675)	(41.833)	(4.923)	(15.060)	728	(36.078)	262	(12.988)
Total	(27.117)	(87.778)	(9.709)	(31.861)	(20.518)	(66.822)	(8.102)	(24.861)

25.2. Tributos diferidos

	Balanços patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente			
	30/09/2017	31/12/2016	2017		2016	
			3º Trimestre	Acumulado	3º Trimestre	Acumulado
IR e CS sobre outras diferenças temporárias	24.908	43.248	(5.748)	(18.340)	13.903	(10.327)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	27.634	33.634	(1.107)	(6.000)	14.685	7.817
Provisão para ações judiciais e regulatórias	40.530	39.690	(912)	840	2.265	6.947
Varição cambial / Provisão ganho/perda <i>hedge</i>	26.189	26.188	1	1	2	4
Provisão perda na desativação de ativos	-	-	-	-	-	(9.430)
Contratos de concessão - marcação a mercado	(66.734)	(59.828)	(3.950)	(6.906)	(3.765)	(18.972)
Atualização monetária sobre depósito judicial	(11.597)	3.564	(13.492)	(15.161)	716	3.307
Outras	8.886	-	13.712	8.886	-	-
Benefício fiscal do ágio incorporado - Terraço	57.361	64.093	(2.244)	(6.732)	(2.306)	(6.919)
Benefício fiscal do ágio incorporado - Iberdrola	463.162	494.983	(10.606)	(31.821)	(10.607)	(31.821)
Subtotal - impacto no resultado do exercício	545.431	602.324	(18.598)	(58.893)	990	(49.066)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	(2.591)	(764)	(609)	(1.827)	(242)	(723)
Plano de pensão	(2.591)	(764)	(609)	(1.827)	(242)	(723)
Total	542.840	601.560	(19.207)	(58.720)	748	(49.789)

O reconhecimento desses créditos tem como base as projeções de resultados tributáveis futuros da Companhia, as quais foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 14 de dezembro de 2016.

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 benefício fiscal do 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 benefício fiscal do ágio referente à incorporação da Iberdrola Energia do Brasil Ltda. vem sendo 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 2017 é como segue: R\$ 14.711 em 2017, R\$ 53.056 em 2018, R\$ 51.939 em 2019, R\$ 50.250 em 2020 e R\$ 372.885 de 2021 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.

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



26. PARTES RELACIONADAS

26.1. Partes relacionadas

A partir de 25 de agosto de 2017 a Companhia passou a ter como controlador direto a Neoenergia S.A, que incorporou a antiga controladora, Elektro Holding S.A. O controlador final continua sendo a Iberdrola S.A. Foram considerados como partes relacionadas o acionista controlador e entidades sob o controle comum.

As transações e saldos existentes entre a Companhia e suas partes relacionadas, estão apresentadas a seguir:

	(Ativo) / Passivo		Receitas / (Despesas)		Duração	Indexador		
	30/09/2017	31/12/2016	Acumulado em 30/09/2017	Acumulado em 30/09/2016				
COMPRA DE ENERGIA								
Energética Águas da Pedra S.A. ^(a)	1.598	1.668	(10.472)	(7.432)	Dez/2040	IPCA		
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A. ^(a)	340	355	(2.228)	(1.581)	Dez/2039	IPCA		
Teles Pires ^(a)	1.794	1.566	(13.247)	(11.423)	Dez/2039	IPCA		
UHE Belo Monte ^(a)	11.666	6.256	(66.334)	-	Dez/2039	IPCA		
Elektro Comercializadora de Energia Ltda. ^(a)	84	105	(741)	(864)	Dez/2038	IPCA		
Calango 6 Energia Renovável S.A. ^(a)	-	-	(187)	-	Dez/2038	IPCA		
Santana 1 Energia Renovável S.A. ^(a)	-	-	(172)	-	Dez/2044	IPCA		
Santana 2 Energia Renovável S.A. ^(a)	-	-	(129)	-	Dez/2044	IPCA		
Total	15.483	9.950	(93.512)	(21.300)				
TRANSMISSÃO								
Afluente Transmissão de Energia S.A. ^(e)	45	34	(242)	(232)	Até o final da concessão da Elektro Redes	IGP-M		
SE Narendiba S.A. ^(e)	5	3	(32)	(30)				
Potiguar Sul ^(e)	48	43	(251)	-				
Total	98	80	(525)	(262)				
SERVIÇOS ADMINISTRATIVOS								
Elektro Holding S.A. ^{(e) (1)}	(47)	1.200	379	(940)	Indeterminado	IGP-M		
Elektro Comercializadora de Energia Ltda. ^(b)	(18)	(2)	105	290				
Energias Renováveis do Brasil S.A. ^(b)	(30)	(62)	270	-			Out/2017	IGP-M
Iberdrola Construção e Serviços LTDA ^(b)	(8)	-	111	-				
Total	(104)	1.136	865	(650)				

- (a) Compra de Energia de Partes Relacionadas, através de leilões regulados para fins de revenda ao consumidor, com preços regulados e aprovados pela ANEEL.
- (b) Serviços, compartilhamento de infraestrutura e sublocação de salas, calculados com base na estimativa de custos das atividades desenvolvidas pela Companhia.
- (c) Serviços diversos de natureza corporativa.
- (d) Serviços de operação logística e transporte de materiais.
- (e) Serviços de Transmissão.
- (1) Todas as obrigações e direitos da Elektro Holding S.A foram transferidos para Neoenergia S.A. (vide nota 20.1)

26.2. Remuneração da administração

A remuneração total da Administração da Companhia para o trimestre e os nove meses findos em 30 de setembro de 2017 está abaixo apresentada:

	3º Trimestre 2017	Acumulado em 30/09/2017	3º Trimestre 2016	Acumulado em 30/09/2016
Benefícios de curto prazo ^(a)	2.124	6.337	2.798	6.102
Outros benefícios de curto prazo e pós - emprego ^(b)	567	1.387	504	2.478
Total	2.691	7.724	3.302	8.580

- (a) Compostos por salários e ordenados;
- (b) Compostos por contribuições para a previdência social, benefícios de aposentadoria, seguro de vida pós-emprego e benefícios não monetários, tais quais assistência médica e auxílio alimentação.

Além desses montantes, destacam-se, ainda, benefícios adquiridos por estes administradores referentes ao Plano de Incentivo de Longo Prazo concedido pela Elektro Redes no montante de R\$ 10.795 (R\$ 9.935 em 31 de dezembro de 2016) registrado em "Outros Passivos", sendo R\$ 4.999 no passivo não circulante e R\$ 5.796 no circulante.

Adicionalmente, a Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação CESP e oferecido aos seus empregados, inclusive administradores (nota explicativa 18.1).

27. SEGUROS

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

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

Riscos	Importância segurada	Cobertura da apólice	Vigência
Riscos Operacionais e Multirrisco	1.219.236	Danos materiais aos ativos da Companhia, exceto para as linhas de transmissão e distribuição	30/05/2017 à 30/05/2018
Frota	-	Danos Materiais e Danos Corporais	02/10/2016 à 02/10/2017
Proteção de Dados e Responsabilidade Cibernética – CyberEdge	32.188	Cobertura para pagamento das Perdas devido a Terceiros pelo Segurado, decorrente de uma Reclamação.	01/02/2017 à 01/02/2018
Riscos Diversos - Terrorismo	166.500	Cobertura para pagamento das Perdas devido a Terceiros pelo Segurado, decorrente de uma Reclamação.	31/05/2017 à 31/05/2018

28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

Determinação do valor justo: Uma série de políticas e divulgações requerem mensuração de valor justo para ativos e passivos financeiros e não financeiros. Os valores de marcação a mercado são calculados projetando os fluxos futuros das operações utilizando as condições contratadas, descontando esse fluxo por taxas estimadas de mercado e considerando seu *spread* de crédito.

A Companhia utiliza a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

Nível 1: preços cotados (sem ajustes) nos mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

Nível 2: outras técnicas para as quais todos os dados que tenham efeito significativo sobre o valor justo registrado sejam observáveis, direta ou indiretamente;

Nível 3: técnicas que usam dados que tenham efeito significativo no valor justo registrado que não sejam baseados em dados observáveis no mercado.

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 Contábeis Intermediárias, bem como o nível hierárquico para mensuração do valor de mercado apresentado.

Ativo indenizável (concessão): Nota explicativa 10.1.

Empréstimos e financiamentos: A fim de apresentar uma informação contábil mais consistente e atendendo às orientações do CPC 46 e IFRS 13, os passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos obtidos em moeda estrangeira são mensurados e apresentados ao valor justo, por meio de resultado. Assim, as oscilações dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia.

Para contratos vinculados a projetos específicos do setor, obtidos junto aos fundos geridos pela 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 em moeda nacional 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.

Instrumentos financeiros derivativos: A Companhia possui empréstimo e financiamento em moeda estrangeira, conforme divulgado na nota 12. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira é coberta pela utilização de instrumentos derivativos de proteção econômica e financeira contra a variação cambial: *Swap* de moeda, sem nenhum componente de alavancagem.

Os valores de marcação a mercado são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as condições contratadas, descontando esse fluxo por taxas estimadas de mercado e considerando seu *spread* de crédito. Os derivativos a elas vinculados, por sua vez, foram considerados instrumentos de *hedge*. Nível hierárquico 2.

A Companhia não apresenta como prática a contratação de derivativos exóticos, bem como a utilização de instrumentos financeiros derivativos com propósitos especulativos.

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 Redes definida no processo de *bookbuilding*, utilizada como melhor estimativa

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



para essas operações. As debêntures foram classificadas como “passivos financeiros não mensurados ao valor justo” e o valor de mercado demonstrado é informativo. Para a 6ª Emissão de Debêntures, como não temos acesso às taxas negociadas, o valor de mercado é o mesmo registrado no processo de *bookbuilding* (valor contábil). Nível hierárquico 2.

Passivos financeiros: Os passivos financeiros da Companhia incluem fornecedores e supridores de energia elétrica, empréstimos e financiamentos, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, debêntures, valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros e outras contas a pagar.

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:

	30/09/2017			Classificação
	Valor contábil	Valor justo	Avaliação	
Ativo				
Caixa e equivalentes de caixa	807.849	807.849	Valor justo	Mantido para negociação
Instrumento financeiro derivativo	139.621	139.621	Valor justo	Instrumento de Hedge
Ativo indenizável (concessão)	1.248.876	1.248.876	Valor justo	Disponível para venda
Total ativo	2.196.346	2.196.346		
Passivo				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional*	(907.939)	(907.939)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	(1.290.772)	(1.290.772)	Valor justo	Objeto de Hedge
Debêntures*	(684.880)	(692.182)	Custo amortizado	Passivos não mensurados a valor justo
Instrumento financeiro derivativo	127.195	127.195	Valor justo	Instrumento de Hedge
Total passivo	(2.756.396)	(2.763.698)		

* Valor de mercado demonstrado é informativo.

A Companhia possui instrumentos financeiros que devido a sua natureza possuem valores contábeis que se aproximam dos valores justos, sendo eles:

Ativos financeiros: (i) consumidores, parcelamentos de débitos e supridores; e (ii) valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros.

Passivos financeiros: (i) fornecedores e supridores de energia elétrica; e (ii) valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros.

Política de utilização de instrumentos financeiros derivativos

De acordo com a política da Elektro Redes, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger a 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 e financiamento em moeda estrangeira, como já destacado acima, e a Elektro Redes 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 (nota explicativa 12).

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 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 (nota explicativa 6).

Principais fatores de risco

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

Variação das taxas de juros

A Companhia realizou uma análise de sensibilidade em seus instrumentos financeiros, com objetivo de mensurar os impactos decorrentes de mudanças em variáveis de mercado, considerando como cenário mais provável para a realização nos próximos 12 meses a projeção dos indicadores divulgados 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 2017, de acordo com dados do Relatório Focus, disponibilizado em 29 de Setembro de 2017: 7,00%, 4,56% e 3,97% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a variação da TJLP de 7,00% 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 ^(a)	Risco	Cenário Provável	Elevação do índice em 25%	Elevação do índice em 50%
Aplicações Financeiras	800.670	Variação CDI	56.047	70.059	84.070
Empréstimo ^(b)	(1.645.707)	Variação CDI	(115.199)	(143.999)	(172.799)
Instrumentos Financeiros Derivativos Ativos (BEI e 4131)	140.316	Variação CDI	9.822	12.278	14.733
Instrumentos Financeiros Derivativos Passivos (BEI e 4131)	(13.121)	Variação CDI	(918)	(1.148)	(1.378)
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	-	Variação CDI	-	-	-
	(717.842)		(50.248)	(62.811)	(75.373)
Ativo Indenizável ^(c)	1.248.876	Variação IPCA	49.580	61.975	74.371
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(88.798)	Variação IPCA	(3.525)	(4.407)	(5.288)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(138.734)	Variação IPCA	(5.508)	(6.885)	(8.262)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(457.917)	Variação IPCA	(18.179)	(22.724)	(27.269)
Financiamentos - Finep 5º Ciclo	(6.667)	Variação TJLP	(467)	(583)	(700)
Financiamentos - BNDES	(482.736)	Variação TJLP	(33.792)	(42.239)	(50.687)
Redução (Aumento)			<u>(62.138)</u>	<u>(77.673)</u>	<u>(93.209)</u>

(a) Considerado apenas instrumentos financeiros pós fixados.

(b) 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.

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

Risco de crédito

As operações que sujeitam a Companhia à concentração de risco de crédito residem, principalmente, nas contas correntes bancárias, aplicações financeiras e contas a receber de clientes, para as quais a Companhia fica exposta ao risco do cliente envolvido ou da instituição financeira (nota explicativa 4 e 5). Visando gerenciar este risco a Elektro Redes mantém contas correntes bancárias e aplicações financeiras com instituições de grande porte, ponderando as concentrações de acordo com o *rating* das instituições financeiras.

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 2017, o saldo do contas a receber vencido apresentou redução de R\$ 4.008 quando comparado com 31 de dezembro de 2016. O índice de inadimplência no encerramento do período foi de 5,2%¹ (4,8% em 31 de dezembro de 2016).

Para intensificar a recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de: (i) programas de renegociação dos débitos atrelados a constituição de 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) cobrança presencial realizada pelo agente de faturamento; (v) cobrança judicial; e (vi) protesto de clientes junto aos cartórios. Além disso, todas as ações de cobrança são pautadas por um modelo estatístico que avalia a propensão de um cliente ao não pagamento, permitindo adotar estratégias diferenciadas de acordo com o perfil de cada cliente. A partir de 2016, a Companhia implementou novos processos de cobrança e novas tecnologias com o objetivo de fornecer outras formas de pagamento aos clientes, como por exemplo: (i) disponibilidade de pagamento com cartão de débito e parcelamento com cartão de crédito em espaços de atendimento presencial e no momento do corte; (ii) cobrança ativa de contas em atraso pela Central de Relacionamento com Cliente; (iii) realização de feirões de negociação de débito; (iv) aprimoramento dos modelos estatísticos para decisões estratégicas de cobrança, dentre outros. A exposição máxima ao risco de crédito dos instrumentos financeiros não derivativos na data de apresentação do relatório é o somatório dos respectivos valores contábeis, deduzidos de quaisquer provisões para perda do valor recuperável.

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, incluindo alterações na legislação tributária, poderá a Elektro Redes 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 Tarifárias Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas.

Risco de liquidez

A Companhia possui uma metodologia de cálculo para determinação de um caixa operacional e de um caixa mínimo que têm o objetivo de, respectivamente: (i) garantir liquidez para o cumprimento das obrigações do próximo mês; e (ii)

¹ Índice calculado com base no valor do contas a receber vencido pela receita de fornecimento de energia bruta dos últimos 12 meses

Notas Explicativas



CNPJ 02.328.280/0001-97

garantir que a Companhia mantenha a liquidez em eventuais momentos de crise. 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. Esses montantes são calculados principalmente com base na previsão da geração de caixa operacional, subtraída dos vencimentos de dívidas de curto prazo, necessidades de capital de giro.

A Companhia monitora o risco de liquidez através do gerenciamento contínuo do fluxo de caixa esperado combinado com os perfis de vencimento de seus passivos financeiros. O valor dos passivos financeiros mensurados pelo fluxo de caixa não descontado e seus correspondentes vencimentos estão demonstrados a seguir:

30/09/2017	Nota	Média ponderada das taxa de juros	Menos de 1 ano	De 1 a 2 anos	De 2 a 3 anos	De 3 a 4 anos	Acima de 5 anos	Total ⁽¹⁾
Fornecedores e supridores de energia elétrica	11		742.705	-	-	-	-	742.705
Empréstimos e financiamentos líquidos dos efeitos dos instrumentos derivativos	12	8,15%	737.900	304.264	290.394	191.059	612.769	2.136.385
Debêntures	13	12,08%	193.609	208.282	205.836	187.952	170.069	965.748
Obrigações P&D e eficiência energética	17		25.640	59.889	-	-	-	85.529

(1) Esses valores diferem dos montantes apresentados no balanço patrimonial, pois se referem aos fluxos de caixa contratuais não descontados, conforme orientações do CPC 40 – Instrumentos Financeiros: Evidenciação.

Risco de mercado

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

O objetivo das distribuidoras é manter sua contratação dentro dos limites regulamentares e obter o repasse tarifário, o que em situações normais seria inteiramente possível por meio dos mecanismos de gestão originalmente previstos no modelo setorial. Ocorre que desde o ano de 2016, uma conjunção de fatores alheios ao controle das distribuidoras, dentre eles o próprio cenário econômico, com conseqüente queda no consumo de energia, e a intensa migração de clientes na condição de especiais para o mercado livre em busca de preços mais baixos, levou o modelo a uma situação de estresse, com sobrecontratação generalizada em várias delas, sendo que as ferramentas originalmente previstas não eram suficientes para mitigá-la.

Justamente em função do caráter sistêmico desse fenômeno, se iniciaram no ano de 2016 diversas medidas pelos órgãos competentes, que endereçaram as principais questões, a fim de mitigar os impactos da sobrecontratação (para maiores detalhes vide nota explicativa 3.5).

Dessa forma, considerando que:

- i) O contrato de concessão prevê que a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras deve ser garantido através da recomposição tarifária;
- ii) Durante o ano de 2016 e 2017 a ANEEL e MME emitiram resoluções e notas técnicas para mitigação da sobrecontratação, a Elektro Redes aderiu aos mecanismos de mitigação da sobrecontratação disponibilizados pela ANEEL.

Em 2017 a Elektro Redes participou de todos os MCSDs de Energia Nova processados até o momento, um com vigência de janeiro a dezembro, outro com vigência de abril a dezembro, e o último com vigência de Julho a dezembro e, adicionalmente, também participou de outro MCSD, cuja efetividade de inicia em 2018. Ainda estão previstos mais dois MCSDs ao longo de 2017.

Considerando os mecanismos de mitigação deste risco citados acima, a Companhia conseguiu endereçar todo volume de energia sobrecontratado para o ano de 2017.

Risco de interrupção no fornecimento de energia elétrica

A Elektro Redes, 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

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



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 quatro subestações, três transformadores e dois disjuntores – todos móveis e próprios, que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Acrescente-se o investimento na digitalização de 127 subestações (SE) automatizadas, a automação do comando e supervisão remota de 2140 equipamentos em redes de distribuição (relogadores, 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 164 sistemas de recomposição automática 'Self Healings' e a implantação de 2 sistemas AIR (Automação Inteligente de Redes) nas cidades do Guarujá e Aguai, que reestabelecem 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 530 mil consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro Redes mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 16 mil km de rede por ano, bem como realiza investimentos de melhoria, expansão e modernização, como a instalação de 464 disjuntores e a instalação de 3,4 mil km de redes compactas com cabos protegidos, nos últimos 11 anos.

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	
	30/09/2017	30/09/2016
Taxa de câmbio R\$/US\$ ⁽¹⁾	3,1680	3,2462
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar ⁽²⁾	2,80%	16,87%
IGP-M	-2,11%	6,48%
IPCA	1,78%	5,51%
TJLP	5,33%	5,57%
Selic ⁽³⁾	8,25%	14,25%
CDI	8,01%	10,42%

(1) Cotação em 30 de Setembro.

(2) Variação acumulada em relação a dezembro do ano anterior.

(3) Selic meta

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



COMPOSIÇÃO DA DIRETORIA EM 30 DE SETEMBRO DE 2017

GIANCARLO VASSÃO DE SOUZA
DIRETOR PRESIDENTE

SIMONE BORSATO
DIRETORA EXECUTIVA DE CONTROLADORIA, FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

GIANCARLO VASSÃO DE SOUZA
DIRETOR EXECUTIVO DE OPERAÇÕES

CRISTIANE DA COSTA FERNANDES
DIRETORA EXECUTIVA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS E INSTITUCIONAIS

ANDRÉ AUGUSTO TELLES MOREIRA
DIRETOR EXECUTIVO COMERCIAL E SUPRIMENTO DE ENERGIA

JESSICA DE CAMARGO REAOCH
DIRETORA EXECUTIVA JURÍDICA

JULIANO PANSANATO DE SOUZA
GERENTE EXECUTIVO DE CONTROLADORIA

ROBERTA LENTINI LOURENÇO
CONTADORA
CRC 1SP292773/O-6

Notas Explicativas

CNPJ 02.328.280/0001-97



COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EM 30 DE SETEMBRO DE 2017

PRESIDENTE

ARMANDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ

CONSELHEIROS

JUAN MANUEL EGUIAGARAY UCELAY

JOSÉ IZAGUIRRE NAZAR

MARIO JOSÉ RUIZ-TAGLE LARRAIN

VICENTE DONIZETI DOS SANTOS

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Aos

Administradores e Acionistas da

Elektro Redes S.A.

Campinas - SP

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Elektro Redes S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2017, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e 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 dessas informações contábeis intermediárias de acordo com o CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e a 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 nenhum 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 a IAS 34, emitida pelo IASB aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As informações contábeis intermediárias relativas à demonstração do valor adicionado (DVA) referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, apresentadas como informação suplementar para fins da IAS 34, foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais - ITR da Companhia. Para a formação de nossa conclusão, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Campinas, 01 de novembro de 2017

KPMG Auditores Independentes

CRC 2SP027612/O-4

Marcio José dos Santos

Contador CRC 1SP252906/O-0