

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
-----------------------	---

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
Balanço Patrimonial Passivo	3
Demonstração do Resultado	5
Demonstração do Resultado Abrangente	7
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	8

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2017 à 30/06/2017	10
DMPL - 01/01/2016 à 30/06/2016	11
Demonstração de Valor Adicionado	12

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	13
Balanço Patrimonial Passivo	15
Demonstração do Resultado	17
Demonstração do Resultado Abrangente	19
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	20

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2017 à 30/06/2017	22
DMPL - 01/01/2016 à 30/06/2016	23
Demonstração de Valor Adicionado	24

Comentário do Desempenho	25
--------------------------	----

Notas Explicativas	26
--------------------	----

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	175
--	-----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/06/2017
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	1.087.050.297
Preferenciais	265.583.803
Total	1.352.634.100
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2017	Exercício Anterior 31/12/2016
1	Ativo Total	120.161.962	116.607.879
1.01	Ativo Circulante	17.572.566	16.771.994
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.842.616	1.875.452
1.01.01.01	Caixa	531.487	194.106
1.01.01.02	Caixa Restrito	1.311.129	1.681.346
1.01.02	Aplicações Financeiras	4.289.359	4.288.141
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	4.289.359	4.288.141
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	4.289.359	4.288.141
1.01.03	Contas a Receber	364.784	355.031
1.01.03.01	Clientes	364.784	355.031
1.01.04	Estoques	162	280
1.01.04.01	Almoxarifado	162	280
1.01.06	Tributos a Recuperar	308.426	674.241
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	308.426	674.241
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	10.767.219	9.578.849
1.01.08.03	Outros	10.767.219	9.578.849
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	7.787.594	6.783.913
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível	0	195.966
1.01.08.03.03	Remuneração de participações acionárias	637.470	618.566
1.01.08.03.04	Impostos e Contribuições sociais	785.634	769.541
1.01.08.03.06	Direito de ressarcimento	736.697	74.527
1.01.08.03.07	Diversos	819.824	1.136.336
1.02	Ativo Não Circulante	102.589.396	99.835.885
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	38.885.186	39.050.706
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	253.215	245.296
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	253.215	245.296
1.02.01.03	Contas a Receber	53.508	76.441
1.02.01.03.01	Clientes	53.508	76.441
1.02.01.06	Tributos Diferidos	1.488.158	1.488.158
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.488.158	1.488.158
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	37.090.305	37.240.811
1.02.01.09.03	Ativo financeiro-Concessões de serviço público	2.527.517	2.412.933
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	27.644.084	28.597.843
1.02.01.09.05	Cauções e Depósitos vinculados	3.159.025	2.896.676
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	0	6.919
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.450.914	1.255.184
1.02.01.09.08	Diversos	2.308.765	2.071.256
1.02.02	Investimentos	63.511.215	60.590.777
1.02.02.01	Participações Societárias	63.511.215	60.590.777
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	5.249.174	4.944.385
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	55.076.243	52.598.772
1.02.02.01.03	Participações em Controladas em Conjunto	2.013.059	1.878.685
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.172.739	1.168.935
1.02.03	Imobilizado	192.995	194.402
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	192.995	194.402

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2017	Exercício Anterior 31/12/2016
2	Passivo Total	120.161.962	116.607.879
2.01	Passivo Circulante	9.819.417	9.730.349
2.01.02	Fornecedores	528.922	440.976
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	528.922	440.976
2.01.03	Obrigações Fiscais	101.344	41.554
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	101.344	41.554
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	101.344	41.554
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	3.145.174	3.397.485
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	3.145.174	3.397.485
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	2.276.670	2.370.272
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	868.504	1.027.213
2.01.05	Outras Obrigações	5.343.638	4.701.973
2.01.05.02	Outros	5.343.638	4.701.973
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	458.706	458.302
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	46.001	48.193
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	553.688	560.277
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	2.062.165	1.693.309
2.01.05.02.08	Benefício Pós- emprego	15.972	29.632
2.01.05.02.09	Passivo financeiro - Concessão de serviços públicos	1.231.603	1.212.017
2.01.05.02.11	Imposto de renda e contribuição social	742.747	486.605
2.01.05.02.12	Obrigações estimadas	141.588	106.879
2.01.05.02.13	Diversos	85.535	100.145
2.01.05.02.14	Instrumentos financeiros derivativos	5.633	6.614
2.01.06	Provisões	700.339	756.811
2.01.06.02	Outras Provisões	700.339	756.811
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	700.339	756.811
2.01.07	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	0	391.550
2.01.07.01	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda	0	391.550
2.01.07.01.01	Passivos associados a ativos mantidos para venda	0	391.550
2.02	Passivo Não Circulante	64.378.623	62.674.062
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	22.115.700	22.922.041
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	22.115.700	22.922.041
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	11.505.999	12.238.939
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	10.609.701	10.683.102
2.02.02	Outras Obrigações	5.411.874	5.594.338
2.02.02.02	Outros	5.411.874	5.594.338
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	3.497.587	3.310.409
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	465.509	460.940
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustíveis - CCC	0	482.179
2.02.02.02.06	Benefício Pós-Emprego	408.454	394.035
2.02.02.02.10	Diversos	1.040.324	946.775
2.02.03	Tributos Diferidos	324.075	322.782
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	324.075	322.782
2.02.03.01.01	Tributos a recolher	2.222	2.222

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2017	Exercício Anterior 31/12/2016
2.02.03.01.02	Imposto de renda e Contribuição Social	321.853	320.560
2.02.04	Provisões	36.526.974	33.834.901
2.02.04.02	Outras Provisões	36.526.974	33.834.901
2.02.04.02.04	Provisões para contingências	14.581.432	13.674.073
2.02.04.02.05	Provisões para passivo a descoberto em controladas	21.945.542	20.160.828
2.03	Patrimônio Líquido	45.963.922	44.203.468
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331
2.03.02	Reservas de Capital	13.867.170	13.867.170
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	7.077.355	7.077.355
2.03.02.08	Outras reservas de capital	3.405.505	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	3.018.680	3.018.680
2.03.04.04	Reserva de Lucros a Realizar	3.018.680	3.018.680
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	1.733.711	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	24.367	33.261
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-3.985.337	-4.020.974
2.03.08.01	Outros Resultados Abrangentes	-3.985.337	-4.004.625
2.03.08.02	Valores reconhecidos em ORA classificados como mantidos para venda	0	-16.349

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2017 à 30/06/2017	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2016 à 30/06/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.040.242	1.912.858	792.667	1.632.637
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-843.396	-1.704.266	-891.843	-1.802.455
3.02.01	Energia comprada para revenda	-843.396	-1.704.266	-891.843	-1.802.455
3.03	Resultado Bruto	196.846	208.592	-99.176	-169.818
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	337.564	2.061.256	13.034.702	9.310.303
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-1.012.486	-2.499.628	-4.353.733	-8.939.625
3.04.02.01	Pessoal, material e serviço	-152.004	-293.621	-237.626	-403.451
3.04.02.07	Depreciação	-1.100	-2.337	-1.264	-2.572
3.04.02.09	Provisões operacionais	-677.939	-1.981.588	-3.998.653	-8.326.133
3.04.02.11	Doações e contribuições	-22.559	-48.456	-33.467	-86.361
3.04.02.12	Plano de Aposentadoria Extraordinária (PAE)	-38.044	-38.044	0	0
3.04.02.13	Outras	-120.840	-135.582	-82.723	-121.108
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	1.350.050	4.560.884	17.388.435	18.249.928
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	534.410	2.269.848	12.935.526	9.140.485
3.06	Resultado Financeiro	-88.561	172.177	-179.380	-331.213
3.06.01	Receitas Financeiras	1.339.632	3.282.782	3.474.324	7.125.093
3.06.02	Despesas Financeiras	-1.428.193	-3.110.605	-3.653.704	-7.456.306
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	445.849	2.442.025	12.756.146	8.809.272
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-140.196	-742.747	-34.336	14.678
3.08.01	Corrente	-140.196	-742.747	-183.937	-402.132
3.08.02	Diferido	0	0	149.601	416.810
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	305.653	1.699.278	12.721.810	8.823.950
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	305.653	1.699.278	12.721.810	8.823.950
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	0,23	1,26	9,40521	6,52353
3.99.01.02	PNA	0,23	1,26	9,40521	6,52353

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2017 à 30/06/2017	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2016 à 30/06/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016
3.99.01.03	PNB	0,23	1,26	9,40521	6,52353
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	0,22	1,24	9,31	6,46
3.99.02.02	PNA	0,22	1,24	9,31	6,46
3.99.02.03	PNBR	0,22	1,24	9,31	6,46

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2017 à 30/06/2017	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2016 à 30/06/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016
4.01	Lucro Líquido do Período	305.653	1.699.278	12.721.810	8.823.950
4.02	Outros Resultados Abrangentes	29.469	35.637	69.214	19.071
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	6.990	2.455	-17.453	-34.750
4.02.03	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	434	1.878	2.944	-1.275
4.02.05	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	-38.762	3.804	8.131	72.444
4.02.06	IR/ CSSL diferidos	13.179	-1.293	-2.765	-24.631
4.02.07	Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de contr compartilhado	47.628	28.793	78.357	7.283
4.03	Resultado Abrangente do Período	335.122	1.734.915	12.791.024	8.843.021

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2017 à 30/06/2017	Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	-155.921	-853.790
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	-139.684	-387.537
6.01.01.01	Resultado antes do IR e da CSSL	2.442.025	8.809.272
6.01.01.02	Depreciação e amortização	2.337	2.572
6.01.01.03	Variação monetária/cambial	534.129	1.156.600
6.01.01.04	Encargos financeiros	-953.291	-655.742
6.01.01.07	Resultado de equivalência patrimonial	-4.560.884	-18.249.928
6.01.01.08	Provisões Contingências	176.403	1.901.393
6.01.01.09	Provisão para crédito de liquidação duvidosa	-217	8.515
6.01.01.10	Ajuste a valor presente	-9.522	-9.045
6.01.01.11	Encargos de reserva global de reversão	189.066	107.529
6.01.01.12	Encargos sobre recursos de acionistas	211.540	45.685
6.01.01.14	Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos.	-927	-926
6.01.01.15	Provisão para perda com Investimentos	37.888	0
6.01.01.16	Provisão para passivo a descoberto	1.790.372	6.379.036
6.01.01.18	Outras	1.397	117.502
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	543.137	-40.992
6.01.02.03	Títulos e valores mobiliários	-1.217	-629.118
6.01.02.06	Direito de ressarcimento	-10.073	0
6.01.02.08	Ativo financeiro de contratos de concessão	-94.998	593.413
6.01.02.11	Fornecedores	68.406	4.234
6.01.02.13	Almoxarifado	118	97
6.01.02.17	Obrigações estimadas	34.709	12.524
6.01.02.18	Obrigações de Ressarcimento	29.011	0
6.01.02.19	Outros ativos e passivos operacionais	517.181	-22.142
6.01.03	Outros	-559.374	-425.261
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-955.271	-1.021.311
6.01.03.02	Pagamento de encargos da Reserva Global de Reversão	-69.604	-75.176
6.01.03.03	Recebimento de encargos financeiros	982.414	954.757
6.01.03.04	Pagamento de IR e CSSL	-149.728	-171.160
6.01.03.05	Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	142.736	81.258
6.01.03.06	Pagamento de previdência complementar	-14.139	-24.259
6.01.03.07	Pagamento de contingências judiciais	-283.007	-100.475
6.01.03.08	Depósitos judiciais	-212.775	-68.895
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	1.667.820	915.266
6.02.01	Concessão de empréstimos e financiamentos	-1.543.029	-296.813
6.02.02	Recebimento de empréstimos e financiamentos concedidos	2.270.842	1.948.310
6.02.04	Aquisição de ativo imobilizado	-5	-49.053
6.02.07	Aquisição/aporte de capital em participação societária	-114.450	-445.354
6.02.08	Concessão de Adiantamento para futuro aumento de capital	-10.804	-241.824
6.02.09	Alienação de investimentos em participações societárias	1.065.266	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-1.174.518	-88.856
6.03.01	Empréstimos e financiamentos obtidos a longo prazo	0	169.670

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 30/06/2017	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016
6.03.02	Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	-1.974.191	-1.257.401
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-981	-1.125
6.03.05	Recursos da Reserva Global de Reversão (RGR)	800.654	0
6.03.06	Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital	0	1.000.000
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	337.381	-27.380
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	194.106	691.719
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	531.487	664.339

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 30/06/2017**(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	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	22.967	0	22.967
5.04.09	Remuneração aos Acionistas não Reclamado-Prescrito	0	0	0	22.967	0	22.967
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-8.894	1.710.744	35.637	1.737.487
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.699.278	0	1.699.278
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-8.894	11.466	35.637	38.209
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	1.878	1.878
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	2.455	2.455
5.05.02.06	IR/CS diferido s/Result. Abrangentes	0	0	0	0	-1.293	-1.293
5.05.02.07	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-8.894	8.894	0	0
5.05.02.10	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	0	0	0	0	3.804	3.804
5.05.02.12	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	2.572	28.793	31.365
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	13.867.170	3.043.047	1.733.711	-3.985.337	45.963.922

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2016 à 30/06/2016**(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	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-4.151	8.830.520	19.070	8.845.439
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	8.823.950	0	8.823.950
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-4.151	6.570	19.070	21.489
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-1.275	-1.275
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-34.750	-34.750
5.05.02.06	IR/CS diferido s/Result. Abrangentes	0	0	0	0	-24.632	-24.632
5.05.02.07	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-4.151	4.151	0	0
5.05.02.10	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	0	0	0	0	72.444	72.444
5.05.02.12	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	2.419	7.283	9.702
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	-12.181.172	0	12.183.126	0	1.954
5.06.05	Absorção de prejuízo	0	-12.181.172	0	12.181.172	0	0
5.06.06	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	1.954	0	1.954
5.07	Saldos Finais	31.305.331	13.867.170	35.301	8.832.474	-3.100.869	50.939.407

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016
7.01	Receitas	1.971.370	1.696.351
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	1.971.370	1.696.351
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-3.899.841	-10.438.470
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-213.987	-309.882
7.02.04	Outros	-3.685.854	-10.128.588
7.02.04.01	Energia comprada para revenda	-1.704.266	-1.802.455
7.02.04.02	Provisões Operacionais	-1.981.588	-8.326.133
7.03	Valor Adicionado Bruto	-1.928.471	-8.742.119
7.04	Retenções	-2.337	-2.572
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-2.337	-2.572
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-1.930.808	-8.744.691
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	7.843.666	25.375.021
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	4.560.884	18.249.928
7.06.02	Receitas Financeiras	3.282.782	7.125.093
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	5.912.858	16.630.330
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	5.912.858	16.630.330
7.08.01	Pessoal	253.260	214.677
7.08.01.01	Remuneração Direta	197.939	199.535
7.08.01.04	Outros	55.321	15.142
7.08.01.04.01	Plano de aposentadoria e pensão	55.321	15.142
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	801.259	49.036
7.08.02.01	Federais	801.259	49.036
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	3.159.061	7.542.667
7.08.03.01	Juros	3.110.605	7.456.306
7.08.03.03	Outras	48.456	86.361
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	48.456	86.361
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	1.699.278	8.823.950
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	1.699.278	8.823.950

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2017	Exercício Anterior 31/12/2016
1	Ativo Total	170.560.636	170.499.427
1.01	Ativo Circulante	30.541.720	29.272.652
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	2.542.594	2.361.014
1.01.01.01	Caixa	1.231.465	679.668
1.01.01.02	Caixa restrito	1.311.129	1.681.346
1.01.02	Aplicações Financeiras	6.420.349	5.497.978
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	6.420.349	5.497.978
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	6.420.349	5.497.978
1.01.03	Contas a Receber	6.238.427	4.402.278
1.01.03.01	Clientes	6.238.427	4.402.278
1.01.04	Estoques	1.037.537	996.632
1.01.04.01	Almoxarifado	581.800	540.895
1.01.04.02	Estoque	455.737	455.737
1.01.06	Tributos a Recuperar	733.540	1.085.520
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	733.540	1.085.520
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	13.569.273	14.929.230
1.01.08.03	Outros	13.569.273	14.929.230
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	2.616.389	3.025.938
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível - CCC	0	195.966
1.01.08.03.03	Remuneração de participações monetárias	273.232	318.455
1.01.08.03.04	Direito de Ressarcimento	772.720	1.657.962
1.01.08.03.05	Impostos e Contribuições Sociais	1.017.075	1.086.367
1.01.08.03.07	Ativo financeiro - Concessão de Serviços Públicos	6.507.052	2.337.513
1.01.08.03.08	Instrumentos financeiros	173.255	127.808
1.01.08.03.09	Risco Hidrológico	104.106	109.535
1.01.08.03.10	Ativos mantidos para venda	0	4.406.213
1.01.08.03.11	Diversos	2.105.444	1.663.473
1.02	Ativo Não Circulante	140.018.916	141.226.775
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	84.821.896	87.120.577
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	254.287	247.235
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	254.287	247.235
1.02.01.03	Contas a Receber	767.157	2.079.025
1.02.01.03.01	Clientes	767.157	2.079.025
1.02.01.04	Estoques	791.735	675.269
1.02.01.04.02	Estoque de Combustível Nuclear	791.735	675.269
1.02.01.06	Tributos Diferidos	3.844.431	4.033.280
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.754.166	1.705.414
1.02.01.06.02	Imposto de renda e contribuição social	2.090.265	2.327.866
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	79.164.286	80.085.768
1.02.01.09.03	Ativo financeiro - Concessão de Serviço Público	52.303.924	52.749.546
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	9.417.358	10.158.306
1.02.01.09.05	Cauções e depósitos vinculados	6.200.422	6.259.272
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	0	6.919
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.558.386	1.617.916
1.02.01.09.08	Instrumentos financeiros derivativos	145.091	100.965

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2017	Exercício Anterior 31/12/2016
1.02.01.09.09	Direito de Ressarcimento	7.889.518	7.507.024
1.02.01.09.12	Risco Hidrológico	391.022	457.677
1.02.01.09.13	Diversos	1.258.565	1.228.143
1.02.02	Investimentos	28.011.167	26.531.534
1.02.02.01	Participações Societárias	28.011.167	26.531.534
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	26.639.022	25.173.611
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.372.145	1.357.923
1.02.03	Imobilizado	26.445.590	26.812.925
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	25.362.926	26.267.996
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	1.082.664	544.929
1.02.04	Intangível	740.263	761.739
1.02.04.01	Intangíveis	740.263	761.739
1.02.04.01.02	Outros	740.263	761.739

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2017	Exercício Anterior 31/12/2016
2	Passivo Total	170.560.636	170.499.427
2.01	Passivo Circulante	27.599.784	31.138.510
2.01.02	Fornecedores	10.384.842	9.659.301
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	10.227.177	9.429.185
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	157.665	230.116
2.01.03	Obrigações Fiscais	2.066.966	1.942.937
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	2.066.966	1.942.937
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	1.250.721	1.336.089
2.01.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	816.245	606.848
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	6.020.155	5.982.651
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	5.849.344	5.833.547
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	4.955.556	4.781.383
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	893.788	1.052.164
2.01.04.02	Debêntures	33.904	12.442
2.01.04.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	136.907	136.662
2.01.05	Outras Obrigações	8.026.099	7.295.133
2.01.05.02	Outros	8.026.099	7.295.133
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	463.512	462.891
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	46.001	48.193
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	880.601	620.781
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	2.131.101	1.868.085
2.01.05.02.08	Previdência complementar	222.368	107.571
2.01.05.02.09	Encargos Setoriais	718.035	647.201
2.01.05.02.10	Instrumentos financeiros derivativos	6.188	6.946
2.01.05.02.11	Contratos onerosos	544.366	1.093.678
2.01.05.02.14	Obrigações estimadas	1.693.732	1.188.149
2.01.05.02.15	Diversos	1.320.195	1.251.638
2.01.06	Provisões	1.101.722	1.083.475
2.01.06.02	Outras Provisões	1.101.722	1.083.475
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	1.101.722	1.083.475
2.01.07	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	0	5.175.013
2.01.07.01	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda	0	5.175.013
2.01.07.01.01	Passivos associados a ativos mantidos para venda	0	5.175.013
2.02	Passivo Não Circulante	96.734.049	95.295.992
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	41.312.030	41.008.656
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	39.996.068	39.786.881
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	29.036.913	28.747.190
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	10.959.155	11.039.691
2.02.01.02	Debêntures	328.019	188.933
2.02.01.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	987.943	1.032.842
2.02.02	Outras Obrigações	24.136.052	24.964.886
2.02.02.02	Outros	24.136.052	24.964.886
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	3.497.587	3.310.409
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	465.509	460.940

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2017	Exercício Anterior 31/12/2016
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustível - CCC	0	482.179
2.02.02.02.06	Benefício Pós Emprego	2.182.536	2.368.077
2.02.02.02.07	Adiantamento de clientes	558.475	592.215
2.02.02.02.08	Concessões a pagar - Uso do Bem Público	63.702	63.337
2.02.02.02.09	Instrumentos financeiros derivativos	64.142	43.685
2.02.02.02.11	Fornecedor	9.614.897	9.782.820
2.02.02.02.12	Obrigações de ressarcimento	1.450.254	1.516.313
2.02.02.02.13	Encargos Setoriais	840.509	615.253
2.02.02.02.14	Contratos onerosos	1.982.354	2.659.305
2.02.02.02.15	Obrigações para desmobilização de ativos	1.444.067	1.402.470
2.02.02.02.17	Outros	1.972.020	1.667.883
2.02.03	Tributos Diferidos	10.047.138	9.365.486
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	10.047.138	9.365.486
2.02.03.01.01	Tributos a recolher	742.742	1.059.880
2.02.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	9.304.396	8.305.606
2.02.04	Provisões	21.238.829	19.956.964
2.02.04.02	Outras Provisões	21.238.829	19.956.964
2.02.04.02.04	Provisões contingências	21.019.714	19.645.954
2.02.04.02.06	Provisões para passivos a descoberto em controladas	219.115	311.010
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	46.226.803	44.064.925
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331
2.03.02	Reservas de Capital	13.867.170	13.867.170
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	7.077.355	7.077.355
2.03.02.08	Outras reservas	3.405.505	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	3.018.680	3.018.680
2.03.04.04	Reserva de Lucros a Realizar	3.018.680	3.018.680
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	1.733.711	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	24.367	33.261
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-3.985.337	-4.020.974
2.03.08.01	Outros Resultados Abrangentes	-3.985.337	-4.004.625
2.03.08.02	Valores Reconhecidos em ORA Classificados como Mantidos para Venda	0	-16.349
2.03.09	Participação dos Acionistas Não Controladores	262.881	-138.543

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2017 à 30/06/2017	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2016 à 30/06/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	9.094.137	17.954.498	32.971.149	39.618.718
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-3.244.540	-6.661.804	-3.602.824	-7.047.651
3.03	Resultado Bruto	5.849.597	11.292.694	29.368.325	32.571.067
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-3.301.178	-4.776.503	-6.434.561	-12.112.970
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-3.756.737	-7.056.854	-6.810.775	-12.671.272
3.04.02.01	Pessoal, Material e Serviço	-2.428.641	-4.666.427	-2.233.714	-4.221.673
3.04.02.08	Depreciação e amortização	-456.913	-918.266	-450.760	-885.518
3.04.02.09	Provisões operacionais	498.930	137.999	-3.574.248	-6.587.269
3.04.02.10	Doações e contribuições	-45.430	-79.218	-46.144	-115.839
3.04.02.11	Plano de Aposentadoria Extraordinária (PAE)	-705.822	-705.822	0	0
3.04.02.13	Outras	-618.861	-825.120	-505.909	-860.973
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	455.559	2.280.351	376.214	558.302
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	2.548.419	6.516.191	22.933.764	20.458.097
3.06	Resultado Financeiro	-2.020.864	-3.358.493	-1.231.840	-2.577.004
3.06.01	Receitas Financeiras	1.271.924	2.967.390	3.954.827	7.824.610
3.06.02	Despesas Financeiras	-3.292.788	-6.325.883	-5.186.667	-10.401.614
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	527.555	3.157.698	21.701.924	17.881.093
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-183.463	-1.435.454	-8.911.279	-8.984.916
3.08.01	Corrente	-190.348	-859.083	-381.406	-607.634
3.08.02	Diferido	6.885	-576.371	-8.529.873	-8.377.282
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	344.092	1.722.244	12.790.645	8.896.177
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	344.092	1.722.244	12.790.645	8.896.177
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	305.653	1.699.278	12.721.810	8.823.950
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	38.439	22.966	68.835	72.227
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	0,23	1,26	9,40521	6,52353

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2017 à 30/06/2017	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2016 à 30/06/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016
3.99.01.02	PNA	0,23	1,26	9,40521	6,52353
3.99.01.03	PNB	0,23	1,26	9,40521	6,52353
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	0,22	1,24	9,31	6,46
3.99.02.02	PNA	0,22	1,24	9,31	6,46
3.99.02.03	PNBR	0,22	1,24	9,31	6,46

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2017 à 30/06/2017	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2016 à 30/06/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	344.092	1.722.244	12.790.645	8.896.177
4.02	Outros Resultados Abrangentes	7.256	51.031	66.427	17.463
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	6.990	2.455	109.513	-2.152
4.02.03	Ajuste de ganho e perdas atuariais	11.466	-10.158	0	0
4.02.05	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	-42.742	7.830	8.131	72.444
4.02.06	IR/ CSSL diferidos	14.532	-2.662	-2.765	-24.631
4.02.07	Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de contr compartilhado	17.929	50.320	-62.404	-58.623
4.02.08	IR/ CSSL diferidos	-1.353	1.368	3.743	10.778
4.02.09	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	434	1.878	10.209	19.647
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	351.348	1.773.275	12.857.072	8.913.640
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	335.122	1.734.915	12.791.024	8.843.021
4.03.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	16.226	38.360	66.048	70.619

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2017 à 30/06/2017	01/01/2016 à 30/06/2016
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	694.174	1.903.673
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	661.385	780.955
6.01.01.01	Resultado antes do IR e da CSSL	3.157.698	17.881.093
6.01.01.02	Depreciação e amortização	918.266	885.518
6.01.01.03	Variação monetária/cambial líquidas	606.203	951.021
6.01.01.04	Encargos financeiros	1.325.316	954.493
6.01.01.06	Receita de ativo financeiro	-3.481.030	-26.170.366
6.01.01.07	Resultado de equivalência patrimonial	-2.280.351	-558.302
6.01.01.08	Provisões para contingências	577.771	2.352.601
6.01.01.09	Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	152.724	2.348.010
6.01.01.10	Ajuste a valor presente	32.793	11.705
6.01.01.11	Encargos de Reserva Global de Reversão	189.066	107.529
6.01.01.12	Encargos sobre recursos de acionistas	221.448	53.328
6.01.01.13	Provisão (reversão) paracontrato oneroso	-1.226.262	1.521.011
6.01.01.15	Provisão (reversão) para perda com Investimentos	44.185	60
6.01.01.16	Provisão (reversão) para crédito de liquidação duvidosa	145.177	168.257
6.01.01.18	Participação minoritária no resultado	19.409	-109.435
6.01.01.19	Instrumentos financeiros- derivativos	-68.892	-121.641
6.01.01.20	Diversos	327.864	506.073
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	1.911.889	2.648.361
6.01.02.02	Contas a receber	-537.461	-656.302
6.01.02.03	Títulos e valores mobiliários	-921.503	604.927
6.01.02.05	Estoque de combustível nuclear	-116.466	-157.696
6.01.02.06	Direito de ressarcimento	1.154.845	-1.217.189
6.01.02.07	Risco Hidrológico	72.084	123.053
6.01.02.08	Ativo financeiro - concessões de serviço público	-94.998	593.413
6.01.02.11	Fornecedores	1.041.690	2.175.619
6.01.02.12	Adiantamento de clientes	232.669	274.171
6.01.02.13	Almoxarifado	176.657	242.963
6.01.02.15	Encargos Setoriais	296.090	73.952
6.01.02.16	Arrendamento mercantil	-44.654	-40.255
6.01.02.17	Obrigações estimadas	629.537	62.778
6.01.02.18	Obrigações de ressarcimento	-142.888	262.174
6.01.02.19	Outros Ativos e Passivos Operacionais	166.287	306.753
6.01.03	Outros	-1.879.100	-1.525.643
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-2.094.108	-1.405.165
6.01.03.02	Pagamento encargos da Reserva Global de Reversão	-69.604	-75.176
6.01.03.03	Recebimento de encargos financeiros	395.397	387.927
6.01.03.04	Pagamento de IR e CSSL	-649.224	-516.251
6.01.03.05	Depósitos judiciais	176.856	-471.191
6.01.03.06	Recebimento de receita anual permitida	650.340	548.746
6.01.03.07	Recebimento de remuneração de investimentos em part. societárias	310.741	263.592
6.01.03.08	Pagamento de previdência complementar	-168.762	-81.086
6.01.03.09	Pagamento de refin. de impostos e contribuições - principal	-63.041	-58.359

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/06/2017	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016
6.01.03.10	Pagamento de contingências cíveis	-367.695	-118.680
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-167.876	-4.236.296
6.02.01	Concessão de empréstimos e financiamentos	-51.591	-291.650
6.02.02	Recebimento de empréstimo e financiamento concedidos	1.111.191	741.866
6.02.04	Aquisição de ativo imobilizado	-538.483	-1.089.219
6.02.05	Aquisição de ativo intangível	-21.986	-23.545
6.02.06	Aquisição de ativos de concessão	-659.547	-1.245.026
6.02.07	Aquisição/aporte de capital em participação societária	-1.105.496	-2.024.752
6.02.08	Concessão para adiantamento para futuro aumento de capital	14.146	-305.394
6.02.09	Alienação de investimentos em participações societárias	1.065.266	0
6.02.10	Outros	18.624	1.424
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	25.499	1.969.894
6.03.01	Empréstimo e financiamento obtidos a Longo Prazo	1.878.472	2.970.483
6.03.02	Pagamento de empréstimo e financiamento - principal	-2.810.156	-1.999.439
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-2.418	-4.280
6.03.05	Recursos da Reserva Global de Reversão (RGR)	800.654	0
6.03.06	Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital	0	1.000.000
6.03.07	Outros	158.947	3.130
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	551.797	-362.729
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	679.668	1.393.973
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	1.231.465	1.031.244

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 30/06/2017**(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	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468	-138.543	44.064.925
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	13.867.170	3.051.941	0	-4.020.974	44.203.468	-138.543	44.064.925
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	22.967	0	22.967	363.064	386.031
5.04.09	Remuneração aos Acionistas não Reclamado-Prescrito	0	0	0	22.967	0	22.967	0	22.967
5.04.10	Alienação de Investimentos	0	0	0	0	0	0	363.064	363.064
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-8.894	1.710.744	35.637	1.737.487	38.360	1.775.847
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	1.699.278	0	1.699.278	22.966	1.722.244
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-8.894	11.466	35.637	38.209	15.394	53.603
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	1.878	1.878	0	1.878
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	2.455	2.455	0	2.455
5.05.02.06	IR/CS diferido s/ Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-1.293	-1.293	0	-1.293
5.05.02.07	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-8.894	8.894	0	0	0	0
5.05.02.10	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	0	0	0	0	3.804	3.804	0	3.804
5.05.02.11	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	2.572	28.793	31.365	15.394	46.759
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	13.867.170	3.043.047	1.733.711	-3.985.337	45.963.922	262.881	46.226.803

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2016 à 30/06/2016**(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	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014	-352.792	41.739.222
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014	-352.792	41.739.222
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0	123.163	123.163
5.04.10	ORA relacionado a ativos mantidos para venda	0	0	0	0	0	0	123.163	123.163
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-4.151	8.830.520	19.070	8.845.439	70.619	8.916.058
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	8.823.950	0	8.823.950	72.227	8.896.177
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-4.151	6.570	19.070	21.489	-1.608	19.881
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-1.275	-1.275	0	-1.275
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-34.750	-34.750	0	-34.750
5.05.02.06	IR/CS diferido s/ Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-24.632	-24.632	0	-24.632
5.05.02.07	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-4.151	4.151	0	0	0	0
5.05.02.10	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	0	0	0	0	72.444	72.444	0	72.444
5.05.02.11	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	2.419	7.283	9.702	-1.608	8.094
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	-12.181.172	0	12.183.126	0	1.954	0	1.954
5.06.05	Absorção de prejuízo	0	-12.181.172	0	12.181.172	0	0	0	0
5.06.06	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	1.954	0	1.954	0	1.954
5.07	Saldos Finais	31.305.331	13.867.170	35.301	8.832.474	-3.100.869	50.939.407	-159.010	50.780.397

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2017 à 30/06/2017	Anterior 01/01/2016 à 30/06/2016
7.01	Receitas	21.714.388	43.105.562
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	21.714.388	43.105.562
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-9.692.535	-16.822.814
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-3.782.864	-4.435.292
7.02.04	Outros	-5.909.671	-12.387.522
7.02.04.01	Encargos setoriais	-977.320	-722.194
7.02.04.02	Energia comprada para revenda	-5.357.320	-4.597.595
7.02.04.03	Combustível para produção de energia elétrica	286.970	-480.464
7.02.04.04	Provisões operacionais	137.999	-6.587.269
7.03	Valor Adicionado Bruto	12.021.853	26.282.748
7.04	Retenções	-918.266	-885.518
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-918.266	-885.518
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	11.103.587	25.397.230
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	5.247.741	8.382.912
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	2.280.351	558.302
7.06.02	Receitas Financeiras	2.967.390	7.824.610
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	16.351.328	33.780.142
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	16.351.328	33.780.142
7.08.01	Pessoal	4.005.959	2.844.907
7.08.01.01	Remuneração Direta	3.025.210	2.729.929
7.08.01.04	Outros	980.749	114.978
7.08.01.04.01	Plano de aposentadoria e pensão	980.749	114.978
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	4.218.024	11.521.605
7.08.02.01	Federais	4.218.024	11.521.605
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	6.405.101	10.517.453
7.08.03.01	Juros	6.325.883	10.401.614
7.08.03.03	Outras	79.218	115.839
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	79.218	115.839
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	1.722.244	8.896.177
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	1.699.278	8.823.950
7.08.04.04	Part. Não Controladores nos Lucros Retidos	22.966	72.227

Comentário do Desempenho**Demonstrações Contábeis – 2º Trimestre de 2017*****SUMÁRIO EXECUTIVO***

A Eletrobras apresentou, no primeiro semestre de 2017 (1S17), um Lucro líquido atribuído aos controladores de R\$ 1.699 milhões, em comparação com um Lucro líquido de R\$ 8.824 milhões registrado no primeiro semestre de 2016 (1S16).

No segundo trimestre de 2017 (2T17), a Eletrobras apresentou um lucro líquido atribuído aos controladores de R\$ 306 milhões, em comparação com um lucro líquido de R\$ 12.722 milhões registrado no segundo trimestre de 2016.

DESTAQUES DO 2T17:

- Receita Operacional Líquida de R\$ 9.094 milhões;
- Repasse de Itaipu positivo no montante de R\$ 129 milhões;
- CVA **positivo** no montante de R\$ 199 milhões;
- Provisões para contingência de R\$ 465 milhões;
- Resultado Financeiro Líquido negativo de R\$ 2.021 milhões, impactado negativamente pela atualização monetária referente aos processos de empréstimo Compulsório no montante de R\$ 467 milhões;
- Soma do Prejuízo das Empresas de Distribuição no montante de R\$ 1.413 milhões, com destaque para o prejuízo de R\$ 701 milhões da Amazonas Energia.

Notas Explicativas



CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.
Eletrobras
(Companhia Aberta)
CNPJ 00.001.180/0001-26

Notas explicativas às informações financeiras do período findo em 30 de junho de 2017
(Em milhares de Reais)

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras ou Companhia) é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF - Setor Comercial Norte, Quadra 6, Conjunto A, Bloco A - Ed. Venâncio 3000, Asa Norte, registrada na Comissão de Valores Mobiliários - CVM e na *Securities and Exchange Commission* - SEC, com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (BOVESPA) - Brasil, Madri (LATIBEX) - Espanha e Nova York (NYSE) - Estados Unidos da América. A Companhia é uma sociedade de economia mista controlada pela União Federal. Tem como objeto social realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas geradoras, de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. Tem como objeto, também, conceder financiamentos, prestar garantias, no País e no exterior, a empresas do serviço público de energia elétrica e que estejam sob seu controle acionário e em favor de entidades técnico-científicas de pesquisa; promover e apoiar a pesquisa de interesse do setor de energia elétrica, em especial ligadas às atividades de geração, transmissão e distribuição, bem como realizar estudos de aproveitamento de bacias hidrográficas para fins múltiplos; contribuir na formação do pessoal técnico necessário ao setor elétrico brasileiro, bem como na preparação de operários qualificados, mediante cursos especializados, podendo, também, conceder auxílio aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo no exterior e firmar convênios com entidades que colaborem na formação de pessoal técnico especializado; colaborar, técnica e administrativamente, com as empresas das quais participa acionariamente e com o Ministério de Minas e Energia.

A Companhia exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto em seis empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, abaixo relacionadas:

- Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS;
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE;
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF;
- ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.;
- Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR; e
- Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE.

Além do controle de empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, acima listadas, a Companhia detém o controle acionário direto de seis empresas distribuidoras de energia elétrica:

- Boa Vista Energia S.A. - Boa Vista;
- Companhia de Eletricidade do Acre - Eletroacre;

Notas Explicativas



- Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron;
- Companhia Energética de Alagoas – Ceal;
- Companhia Energética do Piauí – Cepisa; e
- Amazonas Distribuidora de Energia S.A. – Amazonas D.

Em 14 fevereiro de 2017, foi alienada a totalidade da participação societária da Eletrobras na Companhia Celg Distribuição – CELG-D para a ENEL BRASIL S/A. Mais detalhes estão apresentados na Nota 43.

Em 22 de julho de 2016, a 165ª Assembleia Geral Extraordinária deliberou a não prorrogação das concessões das controladas distribuidoras de energia do grupo Eletrobras. Na referida Assembleia Geral Extraordinária foi deliberada a transferência do controle acionário, até 31 de dezembro de 2017, das distribuidoras de energia da Eletrobras, desde que, até a transferência da distribuidora para o novo controlador, a distribuidora receba diretamente, da União Federal ou através de tarifa, todos os recursos e remuneração necessários para operar, manter e fazer investimentos que forem relacionados aos serviços públicos da respectiva distribuidora. (Vide Nota 2)

Em 1º de julho de 2015, a controlada Amazonas Energia iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica ora exercida pela Amazonas Distribuidora foram segregadas de sua atividade de distribuição. Dessa forma, constitui-se uma nova empresa no âmbito do Sistema Eletrobras, com o nome de Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. (“Amazonas GT”), controlada direta da Amazonas D. Está em curso a segunda fase do processo de desverticalização. A Companhia espera que a conclusão da operação de reorganização societária ocorra até a transferência do controle acionário da Amazonas Distribuidora.

A Companhia ainda detém o controle acionário da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Adicionalmente, detém participação acionária da Itaipu Binacional – Itaipu (em regime de controle conjunto nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai), da Inambari Geração de Energia S.A. e da Rouar S.A (em regime de controle conjunto com a estatal uruguaia *Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay* – UTE).

A Companhia é controladora indireta ou participa de forma minoritária direta ou indiretamente em diversas outras sociedades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide Nota 15).

A Companhia é autorizada, diretamente ou por meio de suas subsidiárias ou controladas, a associar-se, com ou sem aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, no exterior, que se destinem direta ou indiretamente à exploração da produção ou transmissão ou distribuição de energia elétrica.

A Companhia era responsável pela gestão de recursos setoriais da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e da Reserva Global de Reversão – RGR. Em conformidade com a Lei nº 13.360/2016, regulamentada pelo Decreto nº 9.022/2017, e com o Despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL nº 1.079, de 18 de abril de 2017, a responsabilidade pelo orçamento, gestão e movimentação desses Fundos Setoriais foi transferida para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, desde 1º de maio de 2017.

Notas Explicativas

A Companhia atua, também, como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu Binacional e dos agentes participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

A Companhia com o propósito de adequar o corpo de funcionários à nova realidade do setor elétrico brasileiro implantou o Plano de Aposentadoria Extraordinária ("PAE"), sendo esta uma das iniciativas previstas no "Desafio 21: Excelência Sustentável", o Plano Diretor de Negócios e Gestão ("PDNG") para o período de 2017 a 2021. O PAE foi implantado simultaneamente na Eletrobras Holding e em algumas controladas: CGTEE, Chesf, Eletronuclear, Eletronorte, Eletropar, Eletrosul e Furnas (Vide Nota 40).

A emissão dessas informações financeiras intermediárias foi autorizada pela Diretoria Executiva, em 10 de agosto de 2017.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Companhia, por intermédio de empresas controladas, detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica nos segmentos de geração e transmissão, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento não se alteraram em relação à posição divulgada nas demonstrações financeiras relativas ao exercício de 2016.

- Distribuição de Energia

Em 22 de julho de 2016, a 165ª Assembleia Geral Extraordinária, da Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobras, deliberou a não prorrogação das concessões das controladas Distribuidoras de Energia do grupo Eletrobras, Companhia Energética do Piauí – CEPISA; Companhia Energética de Alagoas – CEAL; Companhia de Eletricidade do Acre – ELETROACRE; Centrais Elétricas de Rondônia S.A – CERON; Boa Vista Energia S.A; e Amazonas Distribuidora de Energia S.A (denominadas em conjunto "Distribuidoras").

Ainda na 165ª Assembleia Geral Extraordinária foi deliberada a transferência do controle acionário, até 31 de dezembro de 2017, das Distribuidoras de energia subsidiárias da Eletrobras, nos termos da Lei 12.783/2013, com a nova redação dada pela Medida Provisória 735, de 22 de junho de 2016, desde que, até a transferência da distribuidora para o novo controlador, a Distribuidora receba diretamente, da União Federal ou através de tarifa, todos os recursos e remuneração necessários para operar, manter e fazer investimentos que forem relacionados aos serviços públicos da respectiva Distribuidora, mantendo o equilíbrio econômico e financeiro da Distribuidora, sem qualquer aporte de recursos, a qualquer título, pela Eletrobras e, ainda, foi aprovado que seja devolvidas, a qualquer tempo, a concessão das Distribuidoras e que sejam adotadas as providências de sua liquidação, nas seguintes hipóteses:

(i) A transferência de controle acionário não seja realizada até 31 de dezembro de 2017. Por se tratarem de empresas estatais federais, a transferência dos controles acionários das Distribuidoras deverá observar as regras do Plano Nacional de Desestatização ("PND") em especial a Lei nº 9491 de 9 de setembro de 1997 competindo ao Conselho Nacional de Desestatização ("CND") aprovar a modalidade operacional a ser aplicada a cada desestatização. A Eletrobras informa ainda que as Distribuidoras foram incluídas no Programa de Parcerias e Investimentos ("PPI") criado pela Medida Provisória 727/2016, com vistas a facilitar a desestatização; ou

Notas Explicativas

(ii) a respectiva Distribuidora deixar de receber diretamente, da União Federal ou através de tarifa, até a sua transferência para o novo controlador, todos os recursos e remuneração necessários para operar, manter e fazer investimentos que forem relacionados aos serviços públicos da respectiva Distribuidora, mantendo o equilíbrio econômico e financeiro da Distribuidora, sem qualquer aporte de recursos, a qualquer título, pela Eletrobras.

A Eletrobras também resolveu que as subsidiárias Distribuidoras que não tiveram suas concessões prorrogadas, permanecerão como responsáveis pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de suas localidades até a transferência de seus controles acionários, nos termos da Medida Provisória 735/2016, o que deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2017.

Durante este período, conforme acima mencionado, as Distribuidoras deverão receber remuneração adequada para a prestação dos serviços de distribuição, sem qualquer aporte de recursos pela Eletrobras holding, nos termos aprovados pela 165ª Assembleia Geral Extraordinária.

Em 3 de agosto de 2016, foram editadas as Portarias do Ministério de Minas e Energia números 420, 421, 422, 423, 424 e 425, nomeando, respectivamente, as Distribuidoras Amazonas Distribuidora de Energia S.A Companhia e Eletricidade do Acre – ELETROACRE; Centrais Elétricas e Rondônia S.A – CERON; Companhia Energética do Piauí – CEPISA; Companhia Energética de Alagoas – CEAL; e Boa Vista Energia S.A, como responsáveis pela prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, de forma temporária, com vistas a garantir a continuidade do serviço, nos termos do artigo 9º, parágrafo primeiro, da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2016.

Em 13 de setembro de 2016 a ANEEL, decidiu: (i) instaurar Audiência Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da regulamentação da Portaria MME nº 388/2016, que trata dos termos e condições para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica por órgão ou entidade da Administração Pública Federal; e (ii) determinar que a minuta de Resolução Normativa submetida à Audiência Pública tenha vigência imediata, devendo eventuais ajustes resultantes das contribuições da Audiência Pública terem seus efeitos retroagidos ao início da vigência.

Em 06 de outubro de 2016, a ANEEL emitiu o Ofício 352/2016-DR/ANEEL dando as primeiras orientações para a elaboração do Plano de Prestação Temporária dos Serviços de Distribuição, definindo as metas para melhoria da qualidade, em termos de DEC e FEC, redução de perdas de energia e redução de custos operacionais.

Paralelamente em 13 de setembro de 2016, por meio na Lei nº13.334/2016 (conversão da Medida Provisória nº 727/2016), o Governo Federal criou o Programa de Parcerias de Investimentos - PPI, que, dentre outras atribuições, absorveu as competências do Programa Nacional de Desestatização – PND.

Em 1 de novembro de 2016, foi emitido pelo Governo Federal o Decreto nº8.893, definindo como prioridade nacional, no âmbito do PPI, a Desestatização das Distribuidoras da Eletrobras supracitadas e designou o BNDES como responsável pelo processo de desestatização.

Por se tratarem de empresas estatais federais, a transferência dos controles acionários das Distribuidoras deverá observar as regras do Plano Nacional de Desestatização ("PND") em especial a Lei nº 9491 de 9 e setembro de 1997 competindo ao Conselho Nacional e

Notas Explicativas

Desestatização ("CND") aprovar a modalidade operacional a ser aplicada a cada desestatização.

Com base nas decisões emanadas da 165ª Assembleia Geral Extraordinária, a Eletrobras considerou o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e avaliou que neste momento estes ativos não satisfazem os critérios de classificação como mantidos para venda.

Diante dessa definição as empresas de distribuição do Grupo Eletrobras procederam a rebifurcação da parcela do ativo financeiro na proporção correspondente, até 31 de dezembro de 2017, data limite para permanecer como responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos das distribuidoras.

2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

No dia 12 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória 579/2012 (MP 579) que regulamentou a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, outorgadas antes da publicação da Lei nº 8.987, de 1995, e alcançadas pela Lei nº 9.074 de 1995. Em 14 de setembro de 2012, foi publicado o Decreto 7.805 que regulamentou a MP 579.

De acordo com a MP 579, as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, vencidas ou vincendas nos 60 meses subsequentes à publicação da referida MP, tinham a opção de ter o vencimento antecipado para dezembro de 2012, com prorrogação, a critério do Poder Concedente uma única vez pelo prazo de até 30 anos, entretanto, para a atividade de transmissão, a prorrogação dependeria da aceitação expressa, dentre outras, das seguintes principais condições: i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL; ii) valores estabelecidos pela remuneração dos ativos; e iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Através das Resoluções Normativas 589 e 596, a Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL, para fins de remuneração, definiu os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) para os ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 ainda não depreciados (RBSE) e os critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos, cujas concessões foram prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783.

- **Ativos de Geração de Energia**

Em 11 de dezembro de 2014, a controlada Chesf apresentou à ANEEL, documentação comprobatória, dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, dos aproveitamentos hidroelétricos Xingó, Paulo Afonso I, II, III e IV, Apolônio Sales (Moxotó), Luiz Gonzaga (Itaparica), Boa Esperança, Pedra e Funil, com potência total instalada de 9.208,5 MW, cujas concessões foram renovadas à luz da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R\$ 4.802.300 como valor base para a citada remuneração complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 11 de dezembro de 2014, era de R\$ 487.822.

Em 2 de outubro de 2015, a controlada Furnas apresentou documentação comprobatória dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das usinas hidrelétricas Corumbá, Funil, Furnas, Luiz Carlos de Barreto de Carvalho, Maribondo e

Notas Explicativas



Porto Colômbia, com potência total instalada de 4.617 MW, cujas concessões foram renovadas à luz da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R\$ 1.311.900 como valor base para a citada remuneração complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 2 de outubro de 2015, era de R\$ 995.718.

Permanecem sem homologação pelo Poder Concedente as remunerações relacionadas a certos ativos das concessões prorrogadas nos seguintes montantes:

Descritivo	30/06/2017			
	Chesf	Furnas	CGTEE	Total
Geração				
Modernizações e melhorias	487.822	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	693.798	356.937	1.050.735
	487.822	1.689.516	356.937	2.534.275

Descritivo	31/12/2016			
	Chesf	Furnas	CGTEE	Total
Geração				
Modernizações e melhorias	487.822	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	704.792	356.937	1.061.729
	487.822	1.700.510	356.937	2.545.269

- Ativos de Transmissão de Energia

De acordo com a Resolução Normativa 589, de 10 de dezembro de 2013, as controladas abaixo apresentaram à ANEEL, seus laudos de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 ("Laudo de Avaliação"), para fins do processo de remuneração das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente – RBSE prevista no Artigo 15, §2º da Lei 12.783/13.

Laudo de Avaliação		
Controlada	Data	R\$
Eletrosul	12/08/2014	1.060.632
Chesf	06/03/2015	5.627.200
Furnas	21/05/2015	10.699.000
Eletronorte	03/09/2015	2.926.000

A ANEEL apresentou, através de despachos, a homologação das remunerações dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 das controladas Eletrosul, Chesf, Furnas e Eletronorte conforme as regras da Resolução Normativa 589, na data base 31 de dezembro de 2012, conforme abaixo:

Homologação ANEEL		
Controlada	Data	R\$
Eletrosul	14/07/2015	1.007.043
Chesf	03/08/2016	5.092.384
Furnas	15/12/2105	8.999.520
Eletronorte	18/10/2016	2.579.312

Notas Explicativas



Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e demais Instalações de Transmissão - RPC, não depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei 12.783/2013.

A referida Portaria cita que os valores devidos vão compor a base de remuneração regulatória das empresas, ou seja, serão repassados às tarifas de energia dos consumidores e que isso será iniciado a partir do processo tarifário de 2017. Além de remunerar os ativos, a Portaria também estabelece que o custo de capital incorrido pelas empresas possa ser incluído nos referidos valores.

Em 14 de outubro de 2016, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 068/2016, a Nota Técnica nº 336/2016 de 06 de outubro de 2016 que estabeleceu os procedimentos a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida de cada concessionária de transmissão abrangida pela Lei nº 12.783/2013, em consonância com a Portaria MME nº 120/2016.

A remuneração desses ativos, de acordo com a Portaria nº 120 e a Nota Técnica nº 336/2016, seria da seguinte forma:

- (i) pelo custo do capital correspondente aos ativos, composto por remuneração e depreciação acrescidos dos devidos tributos a partir do processo tarifário de 2017; sendo a remuneração através do Custo Médio Ponderado de Capital e a depreciação será paga em função da vida útil de cada ativo incorporado a Base de Remuneração Regulatória;
- (ii) o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário sendo atualizado e remunerado pelo custo de capital próprio; A partir do processo tarifário de 2017 o custo de capital sendo remunerado pelo Custo Médio Ponderado de Capital pelo prazo de oito anos;

Em 30 de junho de 2017, a estimativa dos valores atualizados dos gastos relacionados a investimentos, ampliações e/ou melhorias em certos ativos das concessões prorrogadas, é conforme demonstrado a seguir:

Transmissão	30/06/2017				
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Fumas	Total
Rede básica - RBSE - Saldo histórico	1.187.029	1.732.910	520.332	4.530.060	7.970.331
Atualização VNR - IPCA e remuneração	10.072.891	3.945.454	1.738.684	15.670.885	31.427.914
Valor total do ativo Financeiro atualizado	11.259.920	5.678.364	2.259.016	20.200.945	39.398.245
Efeito Resultado - 01/01/2017 a 30/06/2017					
Receita operacional	695.173	349.781	142.557	1.639.850	2.827.361
Provisão de IRPJ/CSLL	(236.359)	(118.926)	(48.469)	(557.549)	(961.303)
Efeito líquido	458.814	230.855	94.088	1.082.301	1.866.058
Efeito Resultado - 01/04/2017 a 30/06/2017					
Receita operacional	315.719	156.782	67.058	735.301	1.274.860
Provisão de IRPJ/CSLL	(107.345)	(53.306)	(22.799)	(250.002)	(433.452)
Efeito líquido	208.374	103.476	44.259	485.299	841.408

Notas Explicativas

A contabilização foi realizada com base nas premissas acima definidas, considerando a interpretação no que se refere à Portaria MME 120/2016 e a Nota Técnica 336/2016, visando refletir nessas informações financeiras intermediárias a mais adequada situação patrimonial e de resultado.

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) ingressou com ação na Justiça, com pedido de liminar, contra a ANEEL e a União Federal, questionando as indenizações às transmissoras que renovaram antecipadamente as concessões em 2013.

Em 10 de abril de 2017, foi proferida liminar, sem julgamento de mérito, a favor da ABRACE no âmbito do citado processo judicial atendendo parcialmente ao pleito da ABRACE determinando que “a ANEEL exclua a parcela dita de “remuneração” da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, calculada sobre os bens reversíveis, ainda não amortizados e nem depreciados, prevista no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013, devendo incidir sobre o montante apenas a atualização”.

Assim, em cumprimento à decisão liminar a ANEEL recalculou uma nova RAP para o ciclo tarifário 2017-2018, a vigorar entre 1º de julho de 2017 e 30 de junho de 2018. No entanto, a exclusão da parcela objeto da liminar (a remuneração excedente à inflação) foi estendida a todos os usuários do sistema de transmissão e não apenas aos reclamantes, em razão da impraticabilidade alegada pela ANEEL de segregação dos componentes tarifários e da irreversibilidade dos efeitos provocados, segundo o Despacho nº 1.779 da ANEEL de 20 de junho de 2017.

Diante do exposto e em atendimento à citada liminar, com base nos valores homologados pela ANEEL, dos ativos reversíveis não amortizados previstos no art. 15 § 2º, da Lei nº 12.783/2013, nos critérios estabelecidos pela Resolução Normativa nº 762, de 2017 e no Despacho nº 1.779, de 2017, foi calculado o custo de capital de que trata a Portaria MME nº 120, de 2016, que passará a compor a RAP das concessionárias de transmissão abrangidas pela Lei nº 12.783, de 2013, a partir do ciclo 2017-2018. Tais valores estão demonstrados na Nota Técnica nº 183/2017 da ANEEL de 22 de junho de 2017.

Baseado na opinião legal dos advogados externos, a Companhia entende que as decisões tomadas até o momento não interferem no direito de receber a remuneração dos ativos estabelecida pela Lei 12.973/2013 e pela Portaria MME nº 120/2016, que concedeu o direito de receber tais montantes, mesmo que seja na instância do Governo Federal. Assim, a Companhia entende que não existe evidência objetiva para reconhecimento de *impairment* em relação a esses ativos reconhecidos.

Apesar disto, em 30 de junho de 2017, a Companhia reclassificou para o ativo financeiro não circulante, o montante de R\$ 838.779 referente a parcela objeto da liminar conforme calculado pela ANEEL, visto que enquanto perdurarem os efeitos dessa decisão liminar não há expectativa de recebimento de tais valores no ciclo tarifário 2017-2018.

Notas Explicativas**NOTA 3 – PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS**

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas informações financeiras intermediárias são as mesmas adotadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2016. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

Essas informações financeiras intermediárias devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016.

3.1. Base de preparação

A preparação de informações financeiras intermediárias requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e, também, o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia, no processo de aplicação das políticas contábeis do Sistema Eletrobras. Aquelas transações, divulgações ou saldos que requerem maior nível de julgamento, que possuem maior complexidade e para as quais premissas e estimativas são significativas, estão divulgadas na Nota 4.

As informações financeiras intermediárias foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos e alguns ativos vinculados a concessões que foram mensurados pelo valor novo de reposição – VNR (geradoras e transmissoras) ou pela Base de Remuneração Regulatória – BRR (distribuidoras). O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas na data das transações.

Essas informações financeiras intermediárias são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia e de suas controladas, coligadas e controladas em conjunto. Todas as informações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para milhares, exceto quando indicado de outra forma.

3.1.1 - Informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas

As informações financeiras intermediárias da Companhia compreendem as informações financeiras intermediárias individuais da controladora, identificadas como Controladora, e as informações financeiras intermediárias consolidadas, identificadas como Consolidado, preparadas de acordo com o CPC 21 (R1) Demonstração Intermediária e a IAS 34 Interim Financial Reporting, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), aplicáveis à elaboração de Informações financeiras intermediárias - ITR. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas nos Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Notas Explicativas



Essas informações financeiras intermediárias consolidadas incluem informações da Eletrobras e das seguintes controladas:

Controladas	30/06/2017		31/12/2016	
	Participação		Participação	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Amazonas Distribuidora	100%	-	100%	-
Amazonas GT	-	100%	-	100%
Boa Vista Energia	100%	-	100%	-
Ceal	100%	-	100%	-
CELG- D (1)	-	-	51%	-
Cepisa	100%	-	100%	-
Ceron	100%	-	100%	-
CGTEE	99,99%	-	99,99%	-
Chesf	99,58%	-	99,58%	-
Eletroacre	96,71%	-	96,71%	-
Eletronorte	99,48%	-	99,48%	-
Eletronuclear	99,91%	-	99,91%	-
Eletropar	83,71%	-	83,71%	-
Eletrosul	99,88%	-	99,88%	-
Furnas	99,56%	-	99,56%	-
Chuí IX	-	99,99%	-	99,99%
Paraíso	-	100%	-	100%
Hermenegildo I	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo II	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo III	-	99,99%	-	99,99%
Uirapuru	-	75%	-	75%
Energia dos Ventos V	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VI	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VIII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos IX	-	99,99%	-	99,99%
Extremoz Transmissora do Nordeste S/A	-	100,00%	-	100,00%
Transenergia Goiás S.A	-	99,99%	-	99,99%
Brasil Ventos Energia S.A. (2)	-	100,00%	-	-
<u>Complexo Eólico Pindaí I</u>				
Acauã Energia S.A.	-	99,93%	-	99,93%
Angical 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Arapapá Energia S.A.	-	99,90%	-	99,90%
Caititu 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Caititu 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Carcará Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Corrupião 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Teiú 2 Energia S.A.	-	99,95%	-	99,95%
<u>Complexo Eólico Pindaí II</u>				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	99,98%
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
<u>Complexo Eólico Pindaí III</u>				
Tamanduá Mirim 2 Energia S/A	-	83,01%	-	83,01%

(1) Controlada vendida em fevereiro de 2017 (Vide Nota 43)

(2) A Brasil Ventos Energia S.A. é uma subsidiária integral de Furnas e foi constituída para atuar como holding, tendo como objetivo principal, conforme Estatuto Social, as seguintes atividades: (i) participação em sociedades de geração de energia de fonte renovável, tais como eólica, solar e de biomassa, investimento nas sociedades titulares dos direitos de exploração dos empreendimentos eólicos que compõem os Complexo Eólico Acaraú e Complexo Eólico Famosa III, comercialização da energia elétrica gerada em seus empreendimentos e nas sociedades investidas.

Notas Explicativas**3.1.2 – Mudanças nas políticas contábeis e divulgações****(a.1) Novas normas e interpretações já emitidas e ainda não adotadas**

Além das novas normas divulgadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2016, foi emitida a seguinte norma:

IFRIC 23 - Incertezas sobre o tratamento dos impostos e contribuições sobre o lucro líquido

Essa interpretação aborda a determinação do lucro tributável (prejuízo fiscal), bases tributárias, prejuízos fiscais e créditos tributários não utilizados e taxas quando sobre os tratamentos fiscais de acordo com o IAS 12. Considera especificamente: (i) se os tratamentos fiscais devem ser considerados coletivamente; (ii) pressuposto de que as autoridades fiscais tem o direito de examinar qualquer montante reportado; (iii) determinação do lucro tributável (prejuízo fiscal), bases tributárias, prejuízos fiscais e créditos tributários não utilizados e taxas; e (iv) efeito das mudanças nos fatos e circunstâncias.

Essa interpretação é aplicável em ou a partir de 1º de janeiro de 2019.

NOTA 4 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Companhia deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações nas notas explicativas.

As premissas e estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Companhia e de suas controladas, são as mesmas divulgadas na nota 4 nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2016, exceto pelos itens abaixo.

4.1 Riscos relacionados ao cumprimento ("compliance") de leis e regulamentos**a) Lava Jato**

Em resposta a investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e de sociedades de propósito específico (SPE) nas quais a Eletrobras detém participações acionárias minoritárias, em 2015, o Conselho de Administração da empresa (CAE) decidiu por iniciar um procedimento investigativo, em face do risco de tais irregularidades apontadas poderem afetar alguns dos principais investimentos da Eletrobras.

Para conduzir a investigação foi contratado escritório de advocacia norte-americano, Hogan Lovells US LLP, com notória especialização em ações investigativas e instaurada a Comissão Independente de Gestão da Investigação (CIGI), composta de especialistas notórios e independentes, contratados para exercerem a supervisão do processo de investigação.

O procedimento investigatório seguiu os princípios adotados pela *Securities and Exchange Commission* (SEC) e Department of Justice (DOJ), para procedimentos desta natureza, em vista de que, após 2008, quando a Eletrobras passou a ser listada na Bolsa de Valores de Nova York por meio de ADR's – American Deposit Receipts, tornou-se sujeita às leis norte-americanas que regulam o mercado de capitais, em especial, a toda a regulamentação

Notas Explicativas



fixada pelo U.S. Securities and Exchange Act. Dentre essas leis encontra-se a *Foreign Corrupt Practices Act* – FCPA que, em síntese, criminaliza os atos de corrupção, tais como o pagamento a funcionários de governos estrangeiros, partidos políticos, candidatos a cargos políticos estrangeiros em troca de vantagens comerciais ou econômicas.

Neste contexto, o escopo da investigação interna independente compreende a avaliação de eventual existência de irregularidades, incluindo violações ao FCPA, à legislação brasileira, ao Código de Ética e políticas de integridade da Eletrobras.

No decorrer de 2015 e 2016, no âmbito da operação Lava Jato, as operações Radioatividade e Pripyat resultaram no indiciamento de 06 ex-executivos da Eletronuclear, bem como de outros envolvidos. Os processos ainda se encontram em andamento, tendo sido proferida sentença condenatória contra um desses ex-funcionários. A Eletrobras vem cooperando com as autoridades no compartilhamento de informações levantadas pela investigação independente, participando, inclusive, como assistente de acusação contra os réus nestes processos criminais.

Visando facilitar e garantir o andamento das investigações, a administração da Companhia vem adotando as medidas de governança requeridas e/ou recomendadas pelo *Hogan Lovells* e pela Comissão Independente. Desde o início da investigação, a Eletrobras substituiu todo o seu Conselho de Administração, contratou um novo CEO e vem reforçando sua estrutura de compliance. Em meados de 2016, foi criada a Diretoria de Conformidade, responsável pela coordenação do programa de compliance e pelo gerenciamento de riscos na Companhia e nas suas subsidiárias.

No mesmo sentido, a Eletrobras revisou contratos específicos nos quais as investigações identificaram possíveis irregularidades tendo sido os mesmos suspensos, quando tais suspeitas se confirmaram.

Em relação aos empregados e diretores envolvidos nas situações identificadas pela investigação, a Eletrobras já tomou medidas punitivas na esfera administrativa, incluindo a suspensão do contrato de trabalho e o desligamento dos envolvidos. Atualmente estão sendo estudadas as possibilidades jurídicas de responsabilização de tais funcionários, na esfera cível, já estando a Eletrobras em negociação com a Advocacia Geral da União quanto à propositura de eventuais ações de improbidade.

Em outubro de 2016, a investigação independente completou a etapa que tinha como objetivo identificar atos ilícitos que pudessem causar eventuais distorções significativas nas demonstrações financeiras da Companhia. Nesta etapa foram considerados certos valores estimados como relacionados a licitações atribuídos pela investigação independente como oriundos da prática de cartel e propinas que teriam sido pagas, desde 2008, por certos empreiteiros e fornecedores contratados por subsidiárias e por algumas das SPEs não controladas pela Companhia.

No entanto, não há informações suficientes que permitam à Companhia determinar os períodos específicos em que teriam ocorrido tais pagamentos indevidos. Assim, a Companhia entendeu que, após ter envidado esforços razoáveis, foi impraticável determinar os efeitos por períodos específicos anteriores, relativos aos pagamentos ilegais em suas demonstrações financeiras, tendo registrado o ajuste para os pagamentos indevidos e, portanto, incorretamente capitalizados, em setembro de 2016.

Notas Explicativas



A Companhia não identificou contratos após 31 de dezembro de 2015 que possam ter sido afetados pelo esquema citado. A Eletrobras registrou como baixa de custos capitalizados no ativo imobilizado o total de R\$ 211.123 representando valores estimados pagos indevidamente em períodos anteriores, desse montante, R\$ 143.957 já havia sido reconhecido como *impairment* em períodos anteriores, ocasionando a reversão dessa provisão. Houve também o reconhecimento de uma perda de R\$ 91.464 no resultado de investimento na Norte Energia S.A., SPE não controlada pela Eletrobras e avaliada pelo método de equivalência patrimonial.

Achados da Investigação por empreendimento (subsidiárias Eletrobras)	Consolidado 31/12/2016
Angra 3	(141.313)
Mauá 3	(67.166)
Simplicio	(2.644)
	<u>(211.123)</u>

O resumo desses ajustes no balanço patrimonial e na demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2016 é o seguinte:

	Controladora 31/12/2016	Consolidado 31/12/2016
Balanço Patrimonial		
Ativo Imobilizado		
<i>Custos</i>	-	(211.123)
<i>Provisão de Impairment</i>	-	143.957
Investimentos pelo Método de Equivalência	<u>(91.464)</u>	<u>(91.464)</u>
Ativo Não Circulante	<u>(91.464)</u>	<u>(158.630)</u>
 Provisão para passivo a descoberto	 <u>(67.166)</u>	 -
Passivo Não Circulante	<u>(67.166)</u>	<u>-</u>
 Demonstração de resultado do período	 31/12/2016	 31/12/2016
Achados da Investigação	-	(211.123)
Provisão de <i>impairment</i> (Provisões Operacionais)	-	143.957
Provisão para passivo a descoberto (Provisões	(67.166)	-
Resultados de investimentos pelo método de equivalência	<u>(91.464)</u>	<u>(91.464)</u>
	<u>(158.630)</u>	<u>(158.630)</u>

A Eletrobras vem implementando diversas ações de governança e remediação, adotando medidas necessárias para investigar as alegações relativas à Operação Lava Jato, além de avaliar as possibilidades de ressarcimento face aos danos sofridos em razão de condutas ilícitas, praticadas tanto pelos empregados que contribuíram para o ilícito, quanto pelas empreiteiras contratadas

Contudo, ainda que tenha havido a conclusão da etapa da investigação independente com vistas ao reconhecimento contábil de atos ilícitos identificados que pudessem ter efeito significativo em suas demonstrações financeiras, procedimentos adicionais relacionados ao processo investigatório ainda estão em andamento, especialmente para atendimento aos requisitos das comissões de *Enforcement* da SEC e DOJ.

Notas Explicativas



De acordo com o atual conhecimento da Eletrobras, não se espera que esses procedimentos tragam informações relevantes adicionais que possam gerar impactos significativos nas suas demonstrações financeiras. Contudo, as investigações da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas e o Ministério Público Federal poderá levar tempo considerável para concluir todos os seus procedimentos de apuração dos fatos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro, o que poderá levar a Eletrobras a reconhecer ajustes adicionais nas suas demonstrações financeiras.

Em janeiro de 2017, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a condução da nova etapa do processo de investigação. Na mesma reunião, o Conselho de Administração autorizou a assinatura dos instrumentos jurídicos com as autoridades americanas (*"Tooling Agreement e Statute of Limitation The Second Consecutive"*), estendendo o prazo prescricional para a ação de investigação de potenciais violações ao FCPA. A assinatura desses documentos demonstra a cooperação e a boa-fé da Eletrobras com relação às autoridades estadunidenses, tratando com clareza e transparência todas as questões corporativas envolvidas.

Em abril de 2017, em decorrência dos acordos de delação celebrados entre os executivos do principal grupo de construção do Brasil, Odebrecht, o Supremo Tribunal Federal solicitou que fossem iniciadas investigações sobre a conduta dos políticos que participaram desses acordos. Essas investigações referem-se exclusivamente aos indivíduos sobre os quais o Supremo Tribunal Federal tem jurisdição exclusiva. Além disso, outras investigações oficiais podem ser iniciadas contra indivíduos que estão sujeitos à jurisdição dos tribunais comuns.

Certas alegações de potenciais atos ilegais se tornaram públicos, em abril de 2017, no âmbito do projeto Santo Antônio, no qual a Eletrobras é minoritária indireta por intermédio da controlada Furnas. A fim de garantir a independência e imparcialidade das investigações, por orientação da Eletrobras, Furnas afastou dois executivos citados em depoimentos como tendo supostamente recebido vantagens indevidas.

Em 08 de junho de 2017, a controlada Furnas recebeu a Polícia Civil Fazendária do Rio de Janeiro na sede da empresa durante a operação batizada de "Barão Gatuno", um desdobramento da Operação Lava Jato, visando a busca e apreensão de documentos, relacionadas ao empreendimento de Serra do Facão onde Furnas participa com 49,47% do capital social.

Foi a primeira operação de âmbito estadual decorrente da Operação Lava Jato. À data da operação, foram apreendidos documentos na sede de Furnas, nas sedes das empresas envolvidas e em endereços residenciais dos envolvidos no intuito de levantar provas.

Em vista das denúncias levantadas, é do interesse da Eletrobras colaborar e auxiliar o processo investigativo, de forma a englobar o empreendimento de Furnas na ação em curso na Companhia e buscar ressarcimento caso sejam identificadas irregularidades. Hogan Lovells, sob supervisão direta da Comissão Independente, continua monitorando os acordos de negociação tornados públicos, bem como outras informações publicadas pela imprensa conduzidas pela "Operação Lava Jato". Caso as alegações relacionadas ao projeto de Santo Antonio se revelem verdadeiras, a Administração entende que não haverá impacto significativo nas demonstrações financeiras consolidadas, uma vez que o montante de *impairment* registrado, de acordo com o CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos, é suficiente para cobrir os valores das alegações conhecidas até o momento.

Notas Explicativas**b) Processos judiciais envolvendo a Empresa – Class Action**

Em 22 de julho de 2015 e 15 de agosto de 2015, duas reclamações de ação de classe de títulos putativos foram protocoladas contra a Eletrobras e alguns de seus dirigentes no Tribunal Distrital dos Estados Unidos, no Distrito Sul de Nova York (SDNY) (Vide nota 30), alegando, basicamente, que os atos de corrupção e fraude envolvendo empresas nas quais a Eletrobras participa, teriam ocasionado um relevante prejuízo em relação aos títulos adquiridos, já que não haviam sido informados nos registros públicos da companhia.

Atualmente o processo encontra-se em fase de instrução, “*Discovery*” e até o início do primeiro trimestre do ano de 2018 deverá haver uma decisão acerca das classes de ações incluídas na demanda, o que se denominada “*class certification*”. (Vide Nota 30)

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	50.219	10.290	395.930	295.549
Aplicações Financeiras	481.268	183.816	835.535	384.119
	<u>531.487</u>	<u>194.106</u>	<u>1.231.465</u>	<u>679.668</u>
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	-	393.520	-	393.520
Comercialização - Itaipu	193.863	256.192	193.863	256.192
Comercialização - PROINFA	1.048.734	998.380	1.048.734	998.380
Recursos da RGR	68.532	33.254	68.532	33.254
	<u>1.311.129</u>	<u>1.681.346</u>	<u>1.311.129</u>	<u>1.681.346</u>
	<u>1.842.616</u>	<u>1.875.452</u>	<u>2.542.594</u>	<u>2.361.014</u>

As disponibilidades financeiras são mantidas no Banco do Brasil S.A., nos termos da legislação específica para as Sociedades de Economia Mista sob controle do Governo Federal, emanada do Decreto-Lei 1.290, de 03 de dezembro de 1973, com as alterações decorrentes da Resolução 4.034, de 30 de novembro de 2011, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu novos mecanismos para as aplicações das empresas integrantes da Administração Federal Indireta.

As aplicações financeiras, de liquidez imediata, encontram-se em fundos de investimento financeiro - extramercado, que têm como meta a rentabilidade em função da taxa referencial média do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC.

Os saldos considerados como equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, de liquidez imediata, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor e mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e são aquelas cujos recursos são destinados ao atendimento da gestão de caixa da Companhia.

Caixa restrito – São os recursos arrecadados pelos respectivos fundos que são utilizados exclusivamente para atender às disposições regulamentares dos mesmos, não estando disponíveis para a Companhia.

Notas Explicativas

**NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS**

Por meio da Resolução nº 3.284 do Banco Central do Brasil, de 25 de maio de 2005, foi estabelecido que as aplicações das disponibilidades oriundas de receitas próprias das empresas públicas e das sociedades de economia mista, integrantes da Administração Federal Indireta, somente podem ser efetuadas em fundos de investimento extramercado administrados pela Caixa Econômica Federal e pelo Banco do Brasil S.A, logo a Companhia e suas controladas aplicam seus recursos nos Fundos extramercados lastreados em títulos públicos substancialmente de vencimento de longo prazo, cuja utilização contempla tanto o programa de investimento corporativo no curto prazo e, ainda, a manutenção do caixa operacional da Companhia.

Em relação às partes beneficiárias, é feito o ajuste a valor presente. Os certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais do Fundo de Investimento do Nordeste - FINOR e do Fundo de Investimentos da Amazônia - FINAM, estão ajustados por provisões para perdas na sua realização e, portanto, apresentados líquidos.

O detalhamento dos títulos e valores mobiliários se dá como se segue:

CONTROLADORA					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	30/06/2017	31/12/2016
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	-	292.043
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	4.170.795	3.887.251
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	61.676	39.513
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	-	18.774
NTN- B	CEF	Após 90 dias	IPCA	-	14.325
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	6.249	-
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	19.790	36.235
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	13.011	-
Op. Compromissadas	CEF	-	-	17.837	-
TOTAL CIRCULANTE				4.289.359	4.288.141

NÃO CIRCULANTE		
Titulos	30/06/2017	31/12/2016
FINOR/FINAM	1.059	876
PARTES BENEFICIÁRIAS	252.156	244.420
TOTAL NÃO CIRCULANTE	253.215	245.296

Notas Explicativas



CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	30/06/2017	31/12/2016
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	SELIC	9.953	292.043
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	5.333.271	4.963.575
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	61.676	39.513
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	9.840	18.803
NTN- B	CEF	Após 90 dias	IPCA	-	14.325
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	32.219	95.914
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	6.279	-
TÍTULOS DE RENDA FIXA	Banco do Brasil	-	-	504.294	-
TÍTULOS DE RENDA FIXA	CEF	-	-	168.586	-
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	113.182	2.298
Op. Compromissadas	CEF	-	-	13.011	58.356
OUTROS	-	-	-	168.037	13.151
TOTAL CIRCULANTE				6.420.349	5.497.978

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	30/06/2017	31/12/2016
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	3	-
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	265	434
FINOR/FINAM	-	-	-	1.059	876
PARTES BENEFICIÁRIAS	-	-	-	252.156	244.420
OUTROS	-	-	-	804	1.505
TOTAL NÃO CIRCULANTE				254.287	247.235

6.1 - PARTES BENEFICIÁRIAS - Títulos adquiridos em decorrência da reestruturação do investimento da Companhia na controlada INVESTCO S.A. Estes ativos garantem rendimentos anuais equivalentes a 10% do lucro das empresas citadas abaixo, pagos juntamente com os dividendos, e serão resgatados no vencimento previsto para outubro de 2032, mediante sua conversão em ações preferenciais do capital social das referidas empresas, conforme a seguir demonstrado:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
Lajeado Energia	451.375	451.375
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	652.575	652.575
Ajuste a valor presente	(400.419)	(408.155)
Valor presente	252.156	244.420

Notas Explicativas

**NOTA 7 – CLIENTES**

CIRCULANTE	CONSOLIDADO					31/12/2016
	30/06/2017					
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados (b)	Total	
AES ELETROPAULO	30.353	-	2	-	30.355	30.576
AES SUL	13.881	-	-	-	13.881	28.326
AMPLA	6.537	-	-	-	6.537	24.817
CEA	873	23.734	26.853	284.858	336.318	301.028
CEB	4.730	134	1	-	4.865	5.216
CEEE	13.070	-	-	-	13.070	27.147
CELESC	26.110	-	-	-	26.110	44.187
CELPA	19.605	1.071	7.007	9.471	37.154	63.804
CELPE	17.460	-	56	-	17.516	20.403
CEMAR	12.647	-	-	-	12.647	22.837
CEMIG	35.139	-	-	-	35.139	34.691
CESP	1.646	-	-	-	1.646	1.656
COELBA	28.443	-	58	-	28.501	32.619
COELCE	20.586	-	-	-	20.586	30.834
COPEL	34.827	-	-	-	34.827	79.278
CPFL	19.338	-	165	-	19.503	18.371
EBE	3.722	-	-	-	3.722	9.614
ELEKTRO	20.173	-	-	-	20.173	41.123
ENERGISA	23.994	1.707	79.887	-	105.588	110.045
ENERSUL	6.120	-	-	-	6.120	11.416
ESCELSA	4.964	-	60	-	5.024	18.843
LIGHT	29.127	-	123	-	29.250	52.072
PIRATININGA	3.496	-	54	-	3.550	2.505
RGE	26.564	-	7	-	26.571	27.633
Rolagem da Dívida (b)	-	-	-	1.391.152	1.391.152	23.601
Comercialização CCEE	525.945	265.720	141.987	-	933.652	499.735
Uso da Rede Elétrica	235.876	21.797	25.173	-	282.846	263.806
PROINFA (a)	276.306	15.686	25.388	47.403	364.783	355.030
Consumidor Residencial	271.929	343.255	143.126	173.515	931.825	984.551
Consumidor Industrial	287.217	39.935	271.681	117.882	716.715	587.683
Consumidor Rural	18.347	21.362	16.112	16.319	72.140	70.440
Comércio, serviços e outras atividades	187.847	84.892	74.900	86.374	434.013	435.284
Poder público	128.387	95.796	173.893	112.811	510.887	450.505
Outros	865.088	78.766	283.210	22.223	1.249.287	1.154.451
(-) PCLD (c)	(23.191)	(78.691)	(1.004.840)	(446.595)	(1.553.317)	(1.461.849)
	3.242.947	915.164	264.903	1.815.413	6.238.427	4.402.278
NÃO CIRCULANTE						
CEB	-	-	9.548	-	9.548	14.111
CELPA	-	-	-	-	-	368
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica	-	-	4.347	-	4.347	6.276
PROINFA (a)	-	-	-	53.508	53.508	76.441
Rolagem da Dívida (b)	-	-	-	-	-	568.635
Poder público	-	-	-	310.600	310.600	582.501
Consumidor Residencial	-	-	-	101.328	101.328	79.251
Consumidor Industrial	-	-	-	74.464	74.464	48.039
Consumidor Rural	-	-	-	6.262	6.262	5.921
Comércio, serviços e outras atividades	-	-	-	346.063	346.063	88.649
Outros	-	-	-	11.438	11.438	749.090
(-) PCLD (c)	-	-	(307.432)	(136.529)	(443.961)	(433.817)
	-	-	23	767.134	767.157	2.079.025
	3.242.947	915.164	264.926	2.582.547	7.005.584	6.481.303

(a) Comercialização de energia elétrica - PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA geraram um saldo líquido positivo de R\$ 339.845 no semestre findo em 30 de junho de 2017 (um saldo líquido positivo de R\$ 504.180 no semestre findo em 30 de junho de 2016), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento. No saldo de consumidores revendedores está registrado o valor de R\$ 418.291 do PROINFA referente à controladora (R\$ 431.471 em 31 de dezembro de 2016).

Notas Explicativas**(b) Créditos Renegociados**

Representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia.

Os créditos renegociados de rolagem da dívida são referentes a um contrato de cessão de crédito entre a União e as controladas Furnas e Eletrosul, em conformidade com o Programa de Saneamento das Finanças do Setor Público (Lei nº 8.727, de 5 de novembro de 1993). A União assumiu, refinanciou e reescalou a dívida em 240 parcelas, vencíveis a partir de abril de 1994. Vencido o prazo de 20 anos e remanescendo saldo a pagar, uma vez que a União repassa somente os recursos recebidos dos estados que, por sua vez, está limitado por lei em níveis de comprometimento de receitas, o parcelamento será estendido por mais 120 meses.

Em 30 de junho de 2017, o montante dos créditos renegociados representam R\$ 1.391.152 (R\$ 1.354.542 em 31 de dezembro de 2016).

Com base no art. 14 da Lei Complementar nº 156, de 2016, houve negociação relativa a tais montantes, que resultou em quitação da dívida no montante de R\$ 1.388.762, conforme destacado na Nota 48.3. Dessa forma, em 30 de junho de 2017, a Companhia reclassificou para o ativo circulante todo o saldo referente a tais créditos renegociados antes classificados no ativo não circulante.

(c) Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD

As Controladas constituem e mantêm provisões, a partir de análise dos valores constantes das contas a receber vencidas e do histórico de perdas, cujo montante é considerado pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

O saldo da PCLD é composto como segue:

	CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
Consumidores	646.766	569.269
Revendedores	772.094	765.620
CEA	284.858	267.217
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	<u>1.997.278</u>	<u>1.895.666</u>

A controlada Furnas mantém registrada uma provisão, constituída em 2007, no montante de R\$ 293.560. Esta provisão representa valores históricos relativos à comercialização de energia no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia - MAE, referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cuja liquidação financeira está suspensa, em função da concessão de liminares em ações judiciais propostas por concessionárias de distribuição de energia elétrica, contra a ANEEL e o MAE, hoje CCEE.

As movimentações na PCLD de contas de clientes de energia elétrica no consolidado são as seguintes:

Notas Explicativas



CONSOLIDADO

Saldo em 31 de dezembro de 2015	1.719.648
(+) Constituição	343.912
(-) Reversão	(184.170)
(-) Baixa	(100.970)
Saldo em 30 de Junho 2016	1.778.420
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.895.666
(+) Constituição	285.028
(-) Reversão	(85.639)
(-) Baixa	(97.777)
Saldo em 30 de Junho de 2017	1.997.278

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

NOTA 8 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

30/06/2017

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
	Tx. Média	Valor			Tx. Média	Valor		
FURNAS	8,14	26.269	654.368	2.906.556	-	-	-	-
CHESF	18,93	8.145	664.394	74.168	-	-	-	-
ELETROSUL	9,94	143.567	218.556	1.972.695	-	-	-	-
ELETRONORTE	6,87	28.266	554.711	1.982.568	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	9,86	15.777	332.738	1.348.816	-	-	-	-
CGTEE	12,59	147.863	535.815	2.206.501	-	-	-	-
CEAL	13,53	-	246.202	1.434.454	-	-	-	-
CERON	12,83	1.070	144.638	975.924	-	-	-	-
CEPISA	12,32	118.475	428.918	1.395.973	-	-	-	-
ELETOACRE	13,10	341	67.364	351.820	-	-	-	-
BOA VISTA	12,92	188	5.035	175.371	-	-	-	-
AMAZONAS D	13,73	-	214.033	3.271.702	-	-	-	-
AMAZONAS GT	16,63	9.778	605.065	130.781	-	-	-	-
		499.739	4.671.837	18.227.329		-	-	-
ITAIPU	7,13	-	1.765.315	8.324.853	7,13	-	1.765.315	8.324.853
CEMIG	5,18	310	18.877	39.717	5,18	310	18.877	39.717
COPEL	5,03	219	14.187	29.226	5,03	219	14.187	29.226
CEEE	5,00	128	4.465	17.703	5,00	128	4.465	17.703
AES ELETROPAULO	5,00	339.839	10.561	-	5,00	339.839	10.561	-
ENERGISA - TO	10,16	728	30.047	45.614	10,16	728	30.047	45.614
CELPA	5,00	275	7.549	614.644	5,00	275	7.549	614.644
CEMAR	0,47	505	28.420	113.423	0,47	505	28.420	113.423
CESP	5,09	73	5.569	7.328	5,09	73	5.569	7.328
COELCE	5,00	170	9.774	24.253	5,00	170	9.774	24.253
COSERN	5,00	9	1.586	192	5,00	9	1.586	192
COELBA	5,00	369	21.943	51.947	5,00	369	21.943	51.947
ESCELSA	5,00	122	10.191	14.259	5,00	122	10.191	14.259
GLOBAL	5,00	112.369	44.100	-	5,00	112.369	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	254	23.512	21.959	5,00	254	23.512	21.959
OUTRAS		87.614	335.058	111.637		87.617	335.426	112.240
(-) PCLD		(194.891)	(63.230)	-		(194.891)	(63.230)	-
		348.093	2.267.924	9.416.755		348.096	2.268.293	9.417.358
		847.832	6.939.762	27.644.084		348.096	2.268.293	9.417.358

Notas Explicativas



31/12/2016								
CONTROLADORA					CONSOLIDADO			
ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL			ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
FURNAS	8,40	30.226	716.663	3.127.050	-	-	-	-
CHESF	18,88	-	564.151	134.569	-	-	-	-
ELETROSUL	10,08	126.003	90.930	2.078.736	-	-	-	-
ELETRONORTE	6,86	28.025	571.404	2.159.118	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	10,06	17.705	314.350	1.259.511	-	-	-	-
CGTEE	13,37	7.691	373.149	2.291.668	-	-	-	-
CEAL	14,43	1.312	35.068	1.421.549	-	-	-	-
CERON	13,82	1.106	24.841	939.442	-	-	-	-
CEPISA	13,07	98.494	218.384	1.322.857	-	-	-	-
ELETROACRE	14,04	394	9.463	360.653	-	-	-	-
BOA VISTA	13,78	173	6.556	108.962	-	-	-	-
AMAZONAS D	14,62	17.932	175.232	2.847.315	-	-	-	-
AMAZONAS GT	16,97	10.216	319.906	388.867	-	-	-	-
		339.279	3.420.097	18.440.298	-	-	-	-
ITAIPU	7,13	-	1.693.328	9.086.250	7,13	-	1.693.328	9.086.250
CEMIG	5,19	359	19.537	48.147	5,19	359	19.537	48.147
COPEL	5,03	255	14.187	36.398	5,03	255	14.187	36.398
CEEE	5,00	140	4.465	19.763	5,00	140	4.465	19.763
AES ELETROPAULO	5,00	339.278	10.561	-	5,00	339.278	10.561	-
ENERGISA - MT	9,62	2.255	94.468	168.000	9,62	2.255	94.468	168.000
ENERGISA - TO	11,31	879	30.047	59.486	11,31	879	30.047	59.486
ENERGISA - MS	5,22	161	11.341	18.510	5,22	161	11.341	18.510
CELPA	5,00	70.777	291.809	266.757	5,00	70.777	291.809	266.757
CEMAR	1,74	843	53.531	163.303	1,74	843	53.531	163.303
CESP	5,09	92	5.569	9.904	5,09	92	5.569	9.904
COELCE	5,00	191	9.860	28.337	5,00	191	9.860	28.337
COSERN	5,00	13	1.874	769	5,00	13	1.874	769
COELBA	5,00	423	22.788	61.749	5,00	423	22.788	61.749
ESCELSA	5,00	147	10.833	18.626	5,00	147	10.833	18.626
GLOBAL	5,00	106.275	44.100	-	5,00	106.275	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	327	27.435	30.973	5,00	327	27.435	30.973
OUTRAS		83.337	331.391	140.572		83.340	332.788	141.334
(-) PCLD		(184.080)	(74.258)	-		(184.080)	(74.258)	-
		421.671	2.602.866	10.157.544		421.675	2.604.263	10.158.306
		760.950	6.022.963	28.597.843		421.675	2.604.263	10.158.306

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia, além de recursos setoriais e de recursos externos captados através de agências internacionais de desenvolvimento, instituições financeiras e decorrentes do lançamento de títulos no mercado financeiro internacional.

Da totalidade dos empréstimos concedidos pela Eletrobras, em 30 de junho de 2017, R\$ 4.971.274 (R\$ 4.908.816 em 31 de dezembro de 2016) referem-se a repasses do fundo setorial RGR, incluídos na rubrica Financiamentos e Empréstimos.

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 9,78% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos na controladora, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 31% do total da carteira (32% em 31 de dezembro de 2016). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 69% do saldo da carteira (68% em 31 de dezembro de 2016).

Os valores de mercado desses ativos são próximos aos seus valores contábeis, visto serem operações específicas do setor e formadas, em parte, através de recursos de Fundos Setoriais e que não encontram condições semelhantes como parâmetro de avaliação ao valor de mercado.

Notas Explicativas

As parcelas de longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos, baseados nos fluxos de caixa previstos contratualmente, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022	Total
Controladora	1.913.818	5.386.821	5.443.240	5.308.481	3.025.997	6.565.727	27.644.084
Consolidado	2.092.117	2.092.752	2.164.448	1.259.952	1.051.417	756.672	9.417.358

Mais informações sobre o detalhamento dos saldos acima apresentados estão evidenciadas na nota explicativa 46, partes relacionadas.

8.1 – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

A Companhia possui recebíveis junto à Eletropaulo Eletricidade de São Paulo S.A. vinculados a um processo judicial em andamento entre a AES Eletropaulo e CTEEP.

Em 18 de setembro de 2015, foi publicado laudo parcial no âmbito do processo que move em face da Companhia Eletropaulo, informando que a Eletropaulo é a responsável pelo pagamento dos valores devidos decorrentes de financiamentos não honrados nos seus respectivos vencimentos junto à Eletrobras e não a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (“CTEEP”).

Com isso, a Companhia passa a ter um crédito de R\$ 2.757.430 em 30 de junho de 2017 (R\$ 2.656.542 em 31 de dezembro de 2016), sendo R\$ 350.399 (R\$ 349.839 em 31 de dezembro de 2016) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela Companhia. O reconhecimento final do crédito integral deverá ocorrer quando o mesmo atingir a condição de praticamente certo.

8.2 - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 258.121 em 30 de junho de 2017 (R\$ 258.338 em 31 de dezembro de 2016) correspondente ao principal e ao serviço da dívida de devedores em inadimplência.

Tal volume de provisão é julgado suficiente pela administração da Companhia para fazer face a eventuais perdas nestes ativos, com base em análise do comportamento da carteira.

Notas Explicativas



As movimentações na PCLD dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia são as seguintes:

	CONTROLADORA / CONSOLIDADO
Saldo em 31 de dezembro de 2015	241.047
(+) Complemento	10.178
(-) Reversões	(1.663)
Saldo em 30 de junho 2016	249.562
Saldo em 31 de dezembro de 2016	258.338
(+) Complemento	25.128
(-) Reversões	(25.346)
Saldo em 30 de Junho de 2017	258.121

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do período de 30 de junho de 2017 como Provisões Operacionais (Vide Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são levados às perdas definitivas (baixados) quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

NOTA 9 - REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Os valores apresentados referem-se a dividendos e juros sobre o capital próprio a receber, líquidos de Imposto de Renda Retido na Fonte, quando aplicável, decorrentes de investimentos de caráter permanente mantidos pela Companhia.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Furnas	315.568	298.680	-	-
Eletronorte	18	18	-	-
CGTEE	87.982	83.273	-	-
Eletrosul	94.830	89.755	-	-
Eletropar	-	7.085	-	-
Lajeado Energia	45.626	50.009	45.626	50.009
CEMAR	67.820	25.506	67.820	25.506
CTEEP	-	48.634	-	48.634
CEB Lajeado	16.326	9.930	16.326	9.930
Goiás Transmissão	-	-	19.215	17.936
STN - Sist. de Transm. Nordeste S.A.	-	-	14.235	8.974
Transenergia Renovável	-	-	10.948	14.762
MGE Transmissão	-	-	7.237	6.547
Manaus Construtora	-	-	9.178	9.178
Transenergia São Paulo	-	-	2.160	2.557
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	-	-	3.051	-
Retiro Baixo Energético S.A.	-	-	2.107	2.107
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU	-	-	11.480	5.616
Transudeste	-	-	222	1.256
Uirapuru	-	-	7.950	2.507
IE Madeira	-	-	15.190	30.630
Transirape	-	-	678	678
Enerpeixe	-	-	13.246	26.446
Chapecoense	-	-	-	24.625
EAPSA	-	-	10.781	4.743
Outros	9.300	5.676	15.782	25.814
	<u>637.470</u>	<u>618.566</u>	<u>273.232</u>	<u>318.455</u>

Notas Explicativas

**NOTA 10 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL**

10.1 - Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	306.008	603.648	594.146	886.598
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	2.418	70.593	72.796	119.057
ICMS a recuperar	-	-	30.098	48.368
Outros	-	-	36.500	31.497
	<u>308.426</u>	<u>674.241</u>	<u>733.540</u>	<u>1.085.520</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar (a)	-	-	1.162.408	1.217.268
PIS/COFINS a recuperar (a)	-	-	572.663	469.764
Outros	-	-	19.095	18.382
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.754.166</u>	<u>1.705.414</u>

(a) ICMS, PIS/PASEP e COFINS a recuperar

A Companhia mantém registrado no ativo não circulante um montante de R\$ 1.735.071 em 30 de junho de 2017 (R\$ 1.687.032 em 31 de dezembro de 2016) referente à PIS, COFINS e ICMS a recuperar. Desse montante, R\$ 1.183.444 (R\$ 1.197.990 em 31 de dezembro de 2016) se refere a impostos e contribuições sobre aquisição de combustível da controlada Amazonas.

De acordo com o § 8º da Lei 12.111/2009, os referidos impostos e contribuições deverão ser ressarcidos à CCC quando realizados, deste modo é mantido um passivo de mesmo valor na rubrica Obrigações de Ressarcimento (vide Nota 11).

(b) Inconstitucionalidade do PIS/PASEP e COFINS

O Supremo Tribunal Federal - STF declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º da Lei 9.718/98, que ampliou a base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS e deu, naquela época, novo conceito ao faturamento. Tal conceito passou a abranger a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, independente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

Com base no Código Tributário Nacional - CTN, as empresas do Sistema Eletrobras buscam o reconhecimento de seu direito ao crédito e a restituição do valor pago a maior em decorrência da inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas contribuições. Até a conclusão destas informações financeiras intermediárias, não havia decisão final sobre a questão.

As empresas do Sistema Eletrobras possuem, portanto, créditos fiscais em potencial de PIS/PASEP e de COFINS, que estão em fase de determinação e, portanto, não reconhecidos nestas informações financeiras intermediárias, uma vez que a referida declaração de inconstitucionalidade somente beneficia as empresas autoras dos recursos extraordinários julgados.

Notas Explicativas



10.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	785.634	769.541	1.017.075	1.086.367
Ativo não circulante:				
Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	1.488.158	1.488.158	1.488.158	1.488.158
IRPJ/CSLL Diferidos	-	-	602.107	839.708
	1.488.158	1.488.158	2.090.265	2.327.866
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	321.853	320.560	9.304.396	8.305.606

10.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	30/06/2017			31/12/2016		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletronorte	2.113.307	(1.511.200)	602.107	2.203.754	(1.364.046)	839.708
	2.113.307	(1.511.200)	602.107	2.203.754	(1.364.046)	839.708
Eletrosul	600.219	(1.037.084)	(436.865)	649.997	(963.106)	(313.109)
Eletrobras	-	(321.854)	(321.854)	-	(320.560)	(320.560)
Furnas	601.225	(5.771.699)	(5.170.474)	680.613	(5.284.897)	(4.604.284)
Chesf	198.764	(3.492.041)	(3.293.277)	202.252	(3.254.553)	(3.052.301)
Eletropar	3.834	(19.970)	(16.136)	-	(15.352)	(15.352)
Amazonas GT	-	(65.790)	(65.790)	-	-	-
	1.404.041	(10.708.439)	(9.304.396)	1.532.862	(9.838.468)	(8.305.606)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
Impostos diferidos ativos:				
Provisão para Contingências	-	-	116.402	128.391
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	-	107.774	119.327
Provisões Operacionais	-	-	338.984	429.504
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	243.222	239.679
Provisão para não realização de créditos tributários	-	-	183.794	205.239
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa (a)	-	-	2.288.788	2.394.400
Outros	-	-	238.383	220.076
Total Ativo	-	-	3.517.348	3.736.616

Impostos diferidos passivos:

Instrumentos Financeiros Disponíveis para venda	321.854	320.560	321.854	320.560
Depreciação acelerada	-	-	130.468	113.793
Receita de atual. créditos energia renegociados	-	-	265.371	259.183
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	225.160	205.285
Débito tributário	-	-	325.901	-
Remuneração de Rede Básica de Sistemas Existentes	-	-	10.698.055	9.726.549
Outros	-	-	252.829	577.144
Total Passivo	321.854	320.560	12.219.639	11.202.514

Notas Explicativas



10.4 - Imposto de renda e contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes

	CONTROLADORA			
	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
Impostos diferidos				
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	13.179	(1.293)	(2.765)	(24.631)
Remensuração de planos de benefícios definidos				
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	-	-	-	-
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	13.179	(1.293)	(2.765)	(24.631)

	CONSOLIDADO			
	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
Impostos diferidos				
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	14.532	(2.662)	(2.765)	(24.631)
Remensuração de planos de benefícios definidos				
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	(1.353)	1.368	3.743	10.778
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	13.179	(1.294)	978	(13.853)

Notas Explicativas

**NOTA 11 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO**

	CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
<u>Direitos de ressarcimento</u>		
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	1.246.726	1.977.183
Provisão ANEEL - CCC (b)	(741.624)	(741.624)
Reembolso CDE (c)	183.018	347.876
Remuneração setor elétrico (d)	84.600	74.527
	<u>772.720</u>	<u>1.657.962</u>
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	10.545.962	9.871.342
Parcela do Transporte do Gás (a.1)	(2.656.444)	(2.364.318)
	<u>7.889.518</u>	<u>7.507.024</u>
<u>Obrigações de ressarcimento</u>		
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	30.172	129.403
PROINFA	1.332.571	992.728
Reembolso CDE (c)	38.764	45.373
Remuneração setor elétrico (d)	729.594	700.581
	<u>2.131.101</u>	<u>1.868.085</u>
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	1.450.254	1.516.313
	<u>1.450.254</u>	<u>1.516.313</u>

Notas Explicativas**a) Conta de consumo de combustível (CCC)**

O fundo, criado pela Lei nº 5.899/1973, tinha originalmente como finalidade ratear os custos com os combustíveis utilizados para a geração de energia elétrica nos Sistemas Interligados. Desde 1992, o mecanismo de rateio de custos com combustíveis foi estendido aos sistemas não integrados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), chamados de Sistemas Isolados, localizados em sua maior parte na região Norte do Brasil. Por meio da Lei nº 9.648/1998, a CCC passou a considerar também os custos com os empreendimentos que promovam a economicidade atual ou futura para o fundo, conhecidos como sub-rogações. Além disso, essa lei determinou a descontinuidade, ao final de 2005, da cobertura para os Sistemas Interligados.

Com o advento da Lei 12.111/2009 e do Decreto 7.246/2010 foi alterada a sistemática de subvenção de geração de energia nos sistemas isolados. A subvenção pela CCC que até então subsidiava somente os custos com combustíveis, passa a reembolsar a diferença entre o custo total de geração da energia elétrica e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, do Sistema Interligado Nacional - SIN.

No custo total de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, são incluídos os custos relativos a:

- contratação de energia e de potência associada;
- geração própria para atendimento da distribuição de energia elétrica;
- encargos e impostos;
- investimentos realizados; e
- À aquisição de combustíveis.

Incluem, também, no custo total de geração os demais custos associados à prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas dos Sistemas Isolados, caracterizadas por grande dispersão de consumidores e ausência de economia de escala.

A conta de consumo de combustível refere-se aos valores a receber e recebidos da CCC nos respectivos períodos. A Companhia, em 30 de junho de 2017, apresenta um valor a receber de R\$ 11.792.688 (R\$ 11.848.525 em 31 de dezembro de 2016) e um passivo de R\$ 1.480.426 (R\$ 1.645.716 em 31 de dezembro de 2016) de obrigações de ressarcimento.

Após a promulgação da Lei nº 12.783, a Eletrobras não tem mais a obrigação de fazer contribuições à Conta CCC. Apesar disso, a Conta CCC não foi extinta. Os saldos disponíveis continuarão sendo distribuídos às empresas de geração e distribuição que incorram em despesas adicionais em razão do uso de usinas termelétricas em caso de condições hidrológicas desfavoráveis. De modo a assegurar a continuação da viabilidade da Conta CCC, a Lei nº 12.783 permite que sejam feitas transferências entre a Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e a Conta CCC.

a.1) Contrato de Fornecimento de Gás (CIGÁS Amazonas D) - Diferença de Preço da Parcela do Transporte do Gás

O Contrato de Gás prevê para a parcela de transporte a modalidade "open book", esse tipo de contrato, como nome diz: "livro aberto", caracteriza-se pelo reembolso dos custos diretos e indiretos da contratada e a remuneração pelo investimento se dá através de uma taxa fixa a.

Notas Explicativas

ser aplicada sobre o total dos custos comprovadamente incorridos.

Nesse contexto, após a consolidação de todos os investimentos, os gastos com a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus deveriam ser apurados pelo Comitê de Revisão da Parcela de Transporte e repassado para a parcela de transporte. As variáveis que compunham o preço da parcela de transporte não estavam devidamente consolidadas entre as partes do Comitê, dentre as quais estão incluídos a comprovação de todos os investimentos na construção do gasoduto, taxa de retorno do investimento, aluguel do GLP-Duto Urucu. Diante disso praticava-se um valor médio entre os dois valores apresentados por cada empresa que compunham o Comitê para a parcela de transporte.

Diante da controvérsia, a ANEEL por sua vez, em função do repasse dos custos do contrato de gás ao fundo CCC, passou a deliberar sobre essa questão no processo nº 48500.000289/2014-66.

Em 15 de dezembro de 2015, mediante a Resolução Homologatória nº 2.005/2015, a ANEEL homologou o preço da parcela do transporte referente ao gás natural, no valor de R\$ 11,4867/MMBtu* (base dez/2009), a decisão, no entanto recebeu recurso da Petrobras e da ABRACE.

A Agência Nacional de Petróleo - ANP em 14 de junho de 2016, mediante o Despacho nº 643, retificou a tarifa anteriormente calculada, aprovou e homologou a tarifa aplicável no valor de R\$ 12,0371/MMBtu* (base dez/2009) a qual permite a remuneração de todos os investimentos, custos e despesas atribuíveis à prestação do serviço de transporte duto viário de gás. Ressalte-se que a ANP aparece neste contexto impulsionada pela ANEEL.

Assim, a questão de definição de uma tarifa para o transporte de gás ficou regulada em 18 de outubro de 2016, mediante a Resolução Homologatória nº 2.159/2016, a ANEEL, que fixou o limite, para fins de reembolso pela CCC da parcela transporte do contrato de gás natural entre a Amazonas D e a Cigás, em R\$ 12,0371/MMBtu* (base dez/2009) (sem impostos), o qual deverá ser aplicado, com as devidas correções, desde o início do faturamento do referido contrato.

A Resolução Homologatória 2.159/2016 ao retroagir ao início do fornecimento do contrato com a nova tarifa de transporte aprovada determina à Eletrobras, na função de administradora da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, que faça a contabilização dos valores reembolsados acima do preço definido e informe o resultado à ANEEL, no prazo de 60 dias, findo em dezembro de 2016. O valor envolvido nessa questão é de R\$ 2,1 bilhões. O contrato na cláusula 8.1.2.1.9.2 "b" e cláusula 10.8 trata da possibilidade de caso o valor praticado provisoriamente for superior ao definido final, a Cigás deverá devolver para a Amazonas Energia o valor pago a maior devidamente acrescido dos encargos moratórios.

A Companhia amparada com parecer jurídico emitido pelos seus consultores jurídicos externos, entende que em contrapartida ao direito de ressarcimento junto ao fundo CCC de R\$ 2.656.445 haverá o direito de reembolso junto à Petrobras em igual valor reconhecido na rubrica de fornecedores (Nota 20).

(*) Não revisado pelos auditores independentes.

b) Provisão ANEEL - CCC

Notas Explicativas



As distribuidoras são credoras da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – especialmente após 2009, segundo o regime da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, uma vez que são responsáveis pelo atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica no Sistema Isolado.

A partir da Lei 12.783/2013, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) ficou responsável por prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Entretanto, deixaram de ser repassados para as distribuidoras recursos suficientes para a cobertura dos subsídios previstos na Lei nº 12.111/2009. Como consequência, as distribuidoras não tiveram condições de efetuar os pagamentos aos seus fornecedores, em especial aqueles responsáveis pelo fornecimento de combustível para a geração de energia do Sistema Isolado.

Para equacionar as dívidas que a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) possuía com as distribuidoras, foram adotadas providências normativas e estruturais, como a edição do Decreto nº 8.370 (por meio do qual se alterou o art. 36, §§ 1º a 4º do Decreto nº 4.541, de 23.12.2002) e das Portarias Interministeriais do Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda nºs 652, de 10 de dezembro de 2014 e 372, de 04 de agosto de 2015, para permitir que fossem repactuados os referidos créditos devidos às distribuidoras, de forma parcelada e compatível com as condições orçamentárias da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Parte desses créditos servem de lastro para o pagamento das dívidas com fornecedores de combustível que foram repactuadas pelas distribuidoras, em 2014 e 2015, observando o fluxo de pagamento das Portarias Interministeriais MME/MF acima mencionadas.

Em 2014, foram celebradas as repactuações entre as distribuidoras e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), estabelecidas pela Portaria Interministerial MME/MF número 652/2014.

Em 7 de fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Homologatória nº 2.202 que aprovou o orçamento para o ano de 2017 da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e, assim fazendo, suspendeu o repasse de valores que foram previstos nas repactuações estabelecidas pelas Portarias Interministeriais MME/MF números 652/2014 e 372/2015 (denominados “1º e 2º CCD”) entre as distribuidoras Amazonas D, Ceron, Eletroacre e Boa Vista (denominadas “distribuidoras”) e a Petrobras Distribuidora S.A., tendo como garantias os recebíveis da CCC, e garantia fidejussória de sua controladora, a Eletrobras.

O orçamento aprovado pela ANEEL, para o ano de 2017, além de reduzir a previsão dos gastos correntes com a CCC/CDE, não contemplou parte dos valores que foram objeto de repactuações estabelecidas pelas Portarias Interministeriais números 652/2014 e 372/2015.

As distribuidoras afetadas ingressaram com pedido de reconsideração, com efeito suspensivo, contra a Resolução Homologatória nº 2.202.

Em 24 de fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu o Despacho nº 582, não concedendo o efeito suspensivo interposto pelas distribuidoras da Companhia, devendo ser o assunto revisto pela Diretoria da ANEEL.

Em 2 de março de 2017, o Ministério de Estado de Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 81, estabelecendo a programação da utilização de recursos da CDE, para o orçamento do ano de 2017, para pagamento de montante equivalente às prestações mensais a serem pagas entre as competências janeiro e dezembro de 2017, relativas repactuações celebradas entre as distribuidoras e o Fundo Setorial até 31 de dezembro de 2016 entre as distribuidoras

Notas Explicativas

e a CDE/CCC, que são, portanto, aqueles englobados pela Portaria Interministerial MME/MF números 652/2014.

Em 7 de março de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.204, de 7 de março de 2017, a ANEEL alterou a Resolução Homologatória nº 2.202, de 7 de fevereiro de 2017, a qual aprovava o orçamento anual da CDE/CCC para o ano de 2017, incluindo no orçamento atual as parcelas relativas aos contratos de confissão de dívidas - CCDs.

Dessa forma, o orçamento de 2017 da Conta CDE/CCC definido na Resolução Homologatória nº 2.204 permaneceu com a redução dos recursos destinados a Conta CDE/CCC referente ao ano de 2017, porém houve a previsão da liberação dos recursos equivalentes às prestações mensais a serem pagas entre as competências janeiro e dezembro de 2017, relacionadas aos contratos de confissão de dívidas-CCDs.

Com base nos eventos descritos acima, a Companhia reconheceu uma provisão referente ao custo de captação para fazer face a frustração financeira dos montantes que não foram objeto do orçamento, conforme descrito abaixo:

- 1) parcelas vencidas dos recursos previstos na Portaria MME/MF 652/2014 vencidas até a data de 31 de dezembro de 2016;
- 2) parcelas de 2017 previstas na Portaria MME/MF 372/2015 que ainda não havia sido objeto de repactuação;
- 3) montante referente ao orçamento corrente de 2017 não contemplado no orçamento;
- 4) recursos relacionados às operações de compra e venda de energia com a Termonorte II repactuados entre as controladas Eletronorte e ED Rondônia.

O montante da provisão foi calculado com base nos custos de captação que seriam incorridos pela Companhia caso a mesma necessite captar no mercado os recursos acima relacionados que não serão objeto de reembolso pelo Fundo CCC no curto prazo. A taxa de juros utilizada como premissa nessa estimativa foi CDI (13,63%) + 5,54% a.a. assim, essa provisão representa na prática uma estimativa de redução parcial (*impairment*) do valor desses créditos, para refletir a melhor estimativa da Administração quando ao saldo ativo.

Dessa forma, a Companhia reconheceu no exercício, findo em 31 de dezembro de 2016, uma provisão no montante de R\$ 741.624 na rubrica de direitos de ressarcimento – CCC.

No âmbito do processo de fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, gerida pela Eletrobras, pagos à Amazonas Distribuidora dentre o período de 30 de julho de 2009 e 20 de junho 2016, em 28 de março de 2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 52/2017, na qual demonstrou a metodologia e o resultado atinente à respectiva fiscalização. A apuração da Nota Técnica Nº 52/2017 apontou uma diferença de R\$ 3.699.228 a ser devolvida ao Fundo Setorial CCC.

Em 29 de maio de 2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 90/2017, na qual demonstrou a metodologia e o resultado atinente à fiscalização pagos à controlada Eletroacre do período de 30 de julho de 2009 e 20 de junho 2016. A apuração da Nota Técnica nº 90/2017 apontou uma diferença de R\$ 275.257 a ser devolvida ao Fundo Setorial CCC.

Em 14 de julho de 2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 110/2017 na qual demonstrou a metodologia e o resultado atinente à fiscalização pagos à controlada Ceron do período de agosto de 2009 a junho de 2016. Tal apuração gerou um valor a devolver em R\$ 733.257 de valores a devolver ao Fundo Setorial da CCC.

Notas Explicativas

As controladas Amazonas Distribuidora, Ceron e Eletroacre apresentaram sua manifestação requerendo a revisão das premissas e metodologias adotadas na referidas Notas Técnicas buscando, no reprocessamento, levar em consideração os argumentos da Companhia já levantados em outras notas técnicas, bem como o reconhecimento da legitimidade dos CCDs firmados e requerendo a recomendação da revisão da Resolução Homologatória nº 2.204.

Adicionalmente, com relação a controlada Ceron, foi promulgada sentença pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, no qual julgou procedente o pedido da condenação da ANEEL determinando o reembolso integral referente aos custos de geração no sistema isolado.

Os valores apontados pelas Notas Técnicas supracitadas não estão registrados na Companhia.

c) Reembolso CDE

A Lei 12.783/13, o Decreto 7.945/13 alterado pelo Decreto nº 8.203/14 e posterior Decreto 8.221/14, promoveram algumas alterações sobre a contratação de energia e os objetivos do encargo setorial, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e também instituíram (i) o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição de custos relacionados a risco hidrológico, exposição involuntária, ESS – Segurança Energética e CVA ESS e Energia para o período de 2013 e janeiro de 2014, e (ii) o repasse através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE às concessionárias de distribuição de custos relacionados à exposição involuntária e despacho das usinas termelétricas a partir de fevereiro de 2014.

Os efeitos destes itens foram registrados como redução de custo com energia elétrica comprada para revenda (Nota 41) em contrapartida a direitos de ressarcimento – Reembolso CDE/CCEE, de acordo com o CPC 07 / IAS 20 - Subvenção e Assistência Governamentais.

d) Remuneração Setor Elétrico - RBNI (Rede Básica de Novos Investimentos)

Em 13 de janeiro de 2017, através do despacho nº 084/2017, a ANEEL determinou que a Eletrobras, na qualidade de gestora, devolva para a Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e Reserva Global de Reversão ("RGR") o montante histórico de R\$ 604.239 foi atualizado pelos índices de correção dispostos na Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012, desde a data em que estes pagamentos foram realizados até a data da efetiva devolução aos citados fundos setoriais. Sendo o valor em 30 de junho de 2017 de R\$ 729.594.

A devolução do montante deverá ser realizada em 6 parcelas mensais iguais, devidamente atualizadas até a data do efetivo pagamento, a partir de 1º de julho de 2017.

A Eletrobras efetuará cobrança dos valores devidos pelas concessionárias que receberam a maior, inclusive das suas controladas, de forma a efetuar a devolução dos recursos para a CDE e RGR, nos termos do despacho ANEEL 084.

Notas Explicativas

**NOTA 12 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR**

Abaixo, está apresentada a composição do estoque de longo prazo de combustível nuclear destinado à operação da UTN Angra 1 e UTN Angra 2:

	CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
CIRCULANTE		
Elementos prontos	455.737	455.737
	455.737	455.737
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	317.596	523.501
Concentrado de urânio	184.890	50.965
Em curso - combustível nuclear	289.249	100.803
	791.735	675.269
	1.247.472	1.131.006

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, segregado da seguinte forma:

- a) Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição;
- b) Elementos de combustível nuclear – estão disponíveis no núcleo do reator e no estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU, sendo apropriado ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica.

Notas Explicativas

**NOTA 13 - ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL**

A Companhia e suas controladas apresentam, no ativo não circulante, valores correspondentes a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes investidas:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
<u>Controladas:</u>				
Furnas	52.594	49.772	-	-
CGTEE	663.191	483.858	-	-
ED Alagoas	159.155	159.155	-	-
ED Roraima	80.089	80.089	-	-
ED Piauí	308.977	295.402	-	-
ED Acre	69.462	69.462	-	-
Amazonas D	117.446	117.446	-	-
<u>SPEs:</u>				
Energia Sustentável do Brasil	-	-	581.200	535.200
Chuí Holding S.A. - Eólicas do Sul	-	-	431.913	431.913
Livramento Holding S.A. - Eólicas do Sul	-	-	221.466	220.027
TDG Transmissora Delmiro Gouveia	-	-	101.000	101.000
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia	-	-	-	87.394
Geradora Eólica Itaguaçu da Bahia SPE S.A.	-	-	70.560	67.130
Santa Vitória do Palmar Holding S.A. - Eólicas do Sul	-	-	37.946	37.946
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A.	-	-	24.480	16.144
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	43.099	43.099
Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	-	35.213	35.213
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	9.554	9.442
	<u>1.450.914</u>	<u>1.255.184</u>	<u>1.556.431</u>	<u>1.584.508</u>
Outros investimentos	-	-	1.955	33.408
	<u>1.450.914</u>	<u>1.255.184</u>	<u>1.558.386</u>	<u>1.617.916</u>

NOTA 14 – RISCO HIDROLÓGICO

Nos anos de 2014 e 2015 o país enfrentou condições hidrológicas adversas, fato que desencadeou uma série de consequências para o setor elétrico. Especificamente para as geradoras participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, a baixa geração de energia das usinas hidráulicas em patamares abaixo da Garantia Física do MRE ocasionou a redução do fator de ajuste do MRE ou *Generation Scaling Factor* – GSF.

Essa redução interferiu diretamente na entrega de energia para cumprimento dos contratos de fornecimento, pois devido à insuficiência de energia, as geradoras ficam expostas ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD no Mercado de Curto Prazo para conseguirem honrar com seus contratos, incorrendo efeitos econômico-financeiros negativos.

A Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, dentre outras questões estabelece as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica aos agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. De acordo com o disposto no art. 1º da norma, o risco hidrológico pode ser repactuado, desde que haja anuência da ANEEL, e com efeitos retroativos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração de energia elétrica.

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios e as demais condições para a repactuação. As Companhias Eletronorte, Eletrosul, Furnas e Amazonas GT aderiram à repactuação.

Notas Explicativas

A composição dos valores contabilizados em decorrência da repactuação do risco hidrológico, referente aos contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulado – ACR são os seguintes:

	CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
UHE Tucuruí	179.221	195.840
UHE Serra da Mesa	136.989	154.449
UHE Mascarenhas de Moraes	55.242	63.186
UHE Itumbiara	30.277	42.680
UHE Simplício	36.248	42.289
UHE Batalha	18.640	20.175
UHE Balbina	7.066	13.262
UHE Mauá	13.275	13.839
UHE Manso	7.861	10.743
UHE Passo São João	5.247	5.471
UHE São Domingos	5.061	5.277
	<u>495.128</u>	<u>567.212</u>
 Total do Ativo Circulante	 104.106	 109.535
Total do Ativo Não Circulante	391.022	457.677
TOTAL	<u>495.128</u>	<u>567.212</u>

Notas Explicativas

**NOTA 15 – INVESTIMENTOS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Fumas	20.286.768	19.165.618	-	-
Chesf	12.893.023	12.529.022	-	-
Eletrosul	5.696.309	5.394.615	-	-
Eletronorte	16.033.820	15.351.617	-	-
Eletropar	166.323	157.900	-	-
	<u>55.076.243</u>	<u>52.598.772</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
b) Coligadas				
CTEEP	2.727.330	2.543.906	2.779.582	2.592.701
Lajeado Energia	235.912	218.262	235.912	218.262
CEB Lajeado	76.021	72.989	76.021	72.989
Paulista Lajeado	25.990	26.143	25.990	26.143
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	226.947	216.294
EMAE	283.893	282.091	294.223	292.355
CEMAR	738.279	729.888	738.279	729.888
Energisa MT	413.984	394.774	413.984	394.774
Outros	747.765	676.332	747.765	676.332
	<u>5.249.174</u>	<u>4.944.385</u>	<u>5.538.703</u>	<u>5.219.738</u>
c) Controlada em conjunto				
Mangue Seco II	17.083	17.934	17.083	17.934
Norte Energia (Belo Monte)	1.728.393	1.600.637	5.757.013	5.358.861
Rouar	102.173	97.157	102.173	97.157
Madeira Energia S.A. (MESA)	-	-	2.313.509	2.503.260
ESBR Participações S.A.	-	-	3.246.677	3.331.923
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	-	-	1.142.888	1.090.107
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	1.003.998	975.886
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	666.116	650.961
Enerpeixe S.A.	-	-	394.181	375.174
Teles Pires Participações	-	-	831.440	799.926
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	-	-	482.098	493.555
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	1.333.637	1.069.359
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	392.959	360.072
Mata de Santa Genebra	-	-	365.485	230.685
Goiás Transmissão S.A.	-	-	174.419	170.313
Companhia Energética Sinop S.A.	-	-	541.536	430.751
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	194.721	202.898
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	211.255	201.033
Transnorte Energia S.A.	-	-	148.455	148.748
Chapada Piauí II Holding S.A.	-	-	145.476	117.701
MGE Transmissão S.A.	-	-	112.547	111.344
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	-	-	282.399	277.474
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	-	-	155.735	153.390
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	-	-	133.190	127.229
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	129.184	127.338
Chapada Piauí I Holding S.A.	-	-	104.791	104.060
Empresa de Energia São Manoel	-	-	550.558	418.460
Paranaíba Transmissora	-	-	155.612	147.656
Vale do São Bartolomeu	-	-	123.082	72.755
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	109.836	106.480
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	185.785	128.765
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	-	-	186.434	140.280
Serra do Facão Energia S.A.	-	-	25.193	23.670
Outros	165.459	163.013	1.284.361	1.285.885
	<u>2.013.108</u>	<u>1.878.741</u>	<u>23.003.826</u>	<u>21.851.090</u>
SUBTOTAL	<u>62.338.525</u>	<u>59.421.898</u>	<u>28.542.529</u>	<u>27.070.828</u>
Provisão para perdas em investimentos	(49)	(56)	(1.903.507)	(1.897.217)
TOTAL	<u>62.338.476</u>	<u>59.421.842</u>	<u>26.639.022</u>	<u>25.173.611</u>

Notas Explicativas



	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
Investimentos mantidos a valor justo				
AES Tietê	426.267	437.197	426.267	437.197
Coelce	237.297	251.938	237.297	251.938
Energisa S.A.	191.068	148.661	191.068	148.661
Cesp	118.059	129.096	118.059	129.096
Celipa	42.037	48.895	42.037	48.895
Celesc	74.688	65.920	74.688	65.920
CELPE	19.354	21.688	19.354	21.688
COPEL	29.085	29.207	29.085	29.207
CGEEP	14.566	15.895	14.566	15.895
CEB	8.025	8.305	8.025	8.305
AES Eletropaulo	-	-	26.510	23.660
Energias do Brasil	-	-	26.854	26.229
CPFL Energia	-	-	47.774	45.431
Outros	12.294	12.133	110.563	105.801
	<u>1.172.739</u>	<u>1.168.935</u>	<u>1.372.145</u>	<u>1.357.923</u>

15.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
INAMBARI	49	56	75	101
Madeira Energia S.A.	-	-	93.932	93.932
Teles Pires Participações	-	-	325.388	325.388
Empresa de Energia São Manoel	-	-	71.916	71.916
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	404.996	362.939
Companhia Energética Sinop	-	-	293.618	324.250
Norte Brasil Transmissora S.A.	-	-	343.037	323.202
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	334.580	334.580
Outros	-	-	35.965	60.909
	<u>49</u>	<u>56</u>	<u>1.903.507</u>	<u>1.897.217</u>

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
CTEEP	1.072.628	1.034.733
CEEE-GT	-	34.695
	<u>1.072.628</u>	<u>1.069.428</u>

A Companhia efetuou ajustes nos resultados das empresas investidas, a fim de padronizar as políticas contábeis dessas empresas com as adotadas pela Companhia para a elaboração de suas informações financeiras intermediárias consolidadas. Os ajustes realizados referem-se principalmente a política contábil para reconhecimento da provisão para créditos de liquidação duvidosa e reconhecimento das obrigações relacionadas a benefícios pós-emprego.

Notas Explicativas



15.3 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 30/06/2017
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA							
Furnas	19.165.618	-	(25.772)	-	-	1.146.922	20.286.768
Chesf	12.529.022	-	(4.769)	-	-	368.770	12.893.023
Eletrosul	5.394.615	-	-	-	-	301.694	5.696.309
Eletronorte	15.351.617	-	-	-	-	682.203	16.033.820
Eletropar	157.900	-	4.026	-	-	4.397	166.323
Mangue Seco II	17.934	-	-	-	(574)	(277)	17.083
Norte Energia (Belo Monte)	1.600.637	-	-	114.450	-	13.306	1.728.393
CTEEP	2.543.906	-	-	-	(47.750)	231.174	2.727.330
Lajeado Energia	218.262	-	(7)	-	(9.679)	27.336	235.912
CEB Lajeado	72.989	-	-	-	(7.420)	10.452	76.021
Paulista Lajeado	26.143	-	-	-	(3.160)	3.007	25.990
Rouar	97.157	-	(2.688)	-	-	7.705	102.173
Energisa MT	394.774	-	-	-	-	19.210	413.984
EMAE	282.091	-	-	-	-	1.802	283.893
CEMAR	729.888	-	-	-	(42.247)	50.638	738.279
Outros	839.344	-	38.360	-	-	35.520	913.224
TOTAL DE INVESTIMENTOS	59.421.897	-	9.150	114.450	(110.830)	2.903.858	62.338.525

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 30/06/2017
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO							
Mangue Seco II	17.934	-	-	-	(574)	(277)	17.083
Norte Energia (Belo Monte)	5.358.861	266.897	-	114.450	-	16.805	5.757.013
CTEEP	2.592.701	-	-	-	(48.639)	235.520	2.779.582
Lajeado Energia	218.262	-	(7)	-	(9.679)	27.336	235.912
CEB Lajeado	72.989	-	-	-	(7.420)	10.452	76.021
Paulista Lajeado	26.143	-	-	-	(3.160)	3.007	25.990
Rouar	97.157	-	(2.688)	-	-	7.705	102.173
Energisa MT	394.774	-	-	-	-	19.210	413.984
EMAE	292.355	-	-	-	-	1.868	294.223
CEMAR	729.888	-	-	-	(42.247)	50.638	738.279
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.503.260	-	-	-	-	(189.751)	2.313.509
ESBR Participações S.A.	3.331.923	-	-	-	-	(85.246)	3.246.677
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	1.090.107	-	-	-	15.440	37.341	1.142.888
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	975.886	-	-	-	-	28.112	1.003.998
Manaus Transmissora de Energia S.A.	650.961	-	-	-	(272)	15.427	666.116
Enerpeixe S.A.	375.174	-	-	-	-	19.007	394.181
Teles Pires Participações	799.926	63.194	-	-	-	(31.680)	831.440
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	493.555	-	-	-	(66.000)	54.543	482.098
Belo Monte Transmissora de Energia	1.069.359	255.290	-	-	(413)	9.401	1.333.637
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	360.072	-	-	-	9.891	22.996	392.959
Mata de Santa Genebra	230.685	96.246	-	30.000	-	8.554	365.485
Energética Águas da Pedra S.A.	216.294	-	-	-	(16.596)	27.249	226.947
Goiás Transmissão S.A.	170.313	-	-	-	(1.279)	5.385	174.419
Empresa de Energia São Manoel	418.460	133.331	-	-	-	(1.233)	550.558
Companhia Energética Sinop S.A.	430.751	112.700	-	-	-	(1.915)	541.536
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	202.898	-	-	-	(21.431)	13.254	194.721
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	201.033	-	-	-	(15.291)	25.513	211.255
Transnorte Energia S.A.	148.748	-	-	-	-	(293)	148.455
Chapada Piauí II Holding S.A.	117.701	26.919	-	-	-	856	145.476
MGE Transmissão S.A.	111.344	-	-	-	(690)	1.893	112.547
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	277.474	-	-	-	-	4.925	282.399
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	153.390	-	-	-	3.814	(1.469)	155.735
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	127.229	-	-	-	-	5.961	133.190
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	127.338	-	-	-	(3.674)	5.520	129.184
Chapada Piauí I Holding S.A.	104.060	-	-	-	-	731	104.791
Paranaíba Transmissora	147.656	2.083	-	-	(3.051)	8.924	155.612
Vale do São Bartolomeu	72.755	23.010	-	-	-	27.317	123.082
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	106.480	-	-	-	-	3.356	109.836
Triângulo Mineiro Transmissora	128.765	10.689	-	-	-	46.331	185.785
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	140.280	50.929	-	-	-	(4.775)	186.434
Serra do Facão Energia S.A.	23.670	-	-	-	-	1.523	25.193
Outros	1.962.217	17.714	(53.840)	316	(29.629)	135.348	2.032.126
TOTAL DE INVESTIMENTOS	27.070.828	1.059.002	(56.535)	144.766	(240.900)	565.368	28.542.529

Notas Explicativas



Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 30/06/2016
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA								
Furnas	10.171.122	-	(22.817)	-	-	-	8.433.060	18.581.365
Chesf	8.811.169	-	(82.358)	-	-	-	5.713.192	14.442.003
Eletrosul	4.385.308	-	-	-	-	-	905.260	5.290.568
Eletronorte	11.912.412	-	-	-	-	(70.122)	2.668.008	14.510.298
Eletropar	120.338	-	8.968	-	-	(3.365)	2.765	128.707
Mangue Seco II	16.889	-	-	-	-	-	(193)	16.696
CHC	98.514	-	(8.713)	-	-	-	(1.969)	87.832
Norte Energia (Belo Monte)	1.039.632	-	(2.015)	388.500	-	-	-	1.426.117
Inambari	115	-	-	-	-	-	-	115
CEEE-GT	448.274	-	6.416	-	-	-	228.930	683.620
EMAE	296.828	-	-	-	-	-	9.263	306.091
CTEEP	924.185	56.854	-	-	-	(38.907)	32.501	974.633
CEMAR	653.419	-	-	-	-	(32.155)	62.814	684.078
Lajeado Energia	219.173	-	(1)	-	-	(11.001)	24.730	232.901
CEB Lajeado	80.353	-	-	-	-	(15.490)	4.412	69.275
Paulista Lajeado	23.507	-	-	-	-	(559)	338	23.287
Rouar	111.775	-	(20.082)	-	-	-	1.409	93.102
Energisa MT	385.318	-	-	-	-	-	15.398	400.716
Outros	195.241	-	(34.752)	-	-	-	-	160.489
TOTAL DE INVESTIMENTOS	39.893.572	56.854	(155.353)	388.500	-	(171.599)	18.099.919	58.111.893

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 30/06/2016
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO								
Mangue Seco II	16.889	-	-	-	-	-	(193)	16.696
CHC	98.514	-	(8.713)	-	-	-	(1.969)	87.832
Norte Energia (Belo Monte)	3.469.789	165.000	(2.015)	905.982	-	-	(7.034)	4.531.722
Inambari	115	-	-	-	-	-	57	172
CEEE-GT	448.274	-	6.416	-	-	-	228.930	683.620
EMAE	307.195	-	(76)	-	-	-	9.813	316.932
CTEEP	942.732	57.970	-	-	(60)	(39.631)	33.552	994.563
CEMAR	653.419	-	-	-	-	(32.155)	62.814	684.078
Lajeado Energia	219.173	-	(1)	-	-	(11.001)	24.730	232.901
CEB Lajeado	80.353	-	-	-	-	(15.490)	4.412	69.275
Paulista Lajeado	23.507	-	-	-	-	(559)	338	23.287
Rouar	111.775	-	(20.082)	-	-	-	1.409	93.102
Energisa MT	385.318	-	-	-	-	-	15.398	400.716
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.896.068	152.100	-	-	-	-	(36.040)	3.012.128
ESBR Participações S.A.	2.807.626	-	-	-	-	-	(93.676)	2.713.950
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	912.098	-	-	-	-	(439)	29.199	940.858
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	887.528	-	-	-	-	-	15.587	903.115
Manaus Transmissora de Energia S.A.	621.873	-	-	-	-	50	(8.574)	613.349
Enerpeixe S.A.	561.282	-	-	-	-	(41.517)	25.053	544.818
Teles Pires Participações	662.564	68.009	-	-	-	-	(11.032)	719.541
Chapacoense Geração S.A. (Chapacoense)	415.501	-	-	-	-	-	35.882	451.383
Belo Monte Transmissora de Energia	391.058	61.250	-	161.250	-	-	(2.900)	610.658
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	318.972	735	-	-	-	5.780	14.371	339.858
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	270.252	-	-	-	-	-	1.224	271.476
Energética Águas da Pedra S.A.	208.795	-	-	-	-	(5.179)	30.182	233.798
Goiás Transmissão S.A.	190.245	-	-	-	-	-	(1.657)	188.588
Companhia Energética Sinop S.A.	179.052	36.750	-	10.379	-	-	(1.675)	224.506
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	176.941	-	-	-	-	(41.862)	53.212	188.291
Integração Transmissora de Energia S.A.	175.572	-	-	-	-	(334)	15.041	190.279
Transnorte Energia S.A.	148.373	-	-	-	-	-	1.036	149.409
Chapada Piauí II Holding S.A.	142.187	-	-	-	-	-	(20.069)	122.118
MGE Transmissão S.A.	136.755	-	-	-	-	-	(2.778)	133.977
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	134.739	-	-	-	-	-	3.579	138.318
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	128.418	-	-	-	-	-	(4.393)	124.025
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	121.774	-	-	-	-	-	1.237	123.011
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	120.873	-	-	-	-	-	6.218	127.091
Chapada Piauí I Holding S.A.	109.497	14.040	-	-	-	-	(10.726)	112.811
Empresa de Energia São Manoel	103.314	230.656	-	-	-	-	(1.053)	332.917
Paranaíba	100.726	7.291	-	-	-	-	4.680	112.697
Édica Serra das Vacas Holding S.A.	97.374	-	-	-	-	-	(2.194)	95.180
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	97.154	-	-	-	-	-	(254)	96.900
Transenergia São Paulo S.A.	91.141	-	-	-	-	(1.553)	3.445	93.033
Triângulo Mineiro Transmissora	82.555	7.350	-	-	-	-	13.404	103.309
Outros	1.219.776	133.294	(31.521)	7.943	-	(32.971)	4.590	1.301.111
TOTAL DE INVESTIMENTOS	21.267.136	934.445	(55.992)	1.085.554	(60)	(216.861)	433.177	23.447.398

Notas Explicativas



15.4 Informações do valor de mercado das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			30/06/2017	31/12/2016
CTEEP	Equivalência Patrimonial	36,05%	3.722.317	3.744.704
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	1.377.138	1.363.366
AES Tietê	Valor de mercado	7,94%	426.267	437.197
ENERGISA MT	Equivalência Patrimonial	22,01%	413.775	397.129
COELCE	Valor de mercado	7,06%	237.297	251.938
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,31%	191.068	148.661
CESP	Valor de mercado	2,05%	118.059	129.096
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	424.128	259.193
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	113.537	93.076
EMAE	Equivalência Patrimonial	40,44%	136.523	123.692
CELPA	Valor de mercado	0,99%	42.037	48.895
CELESC	Valor de mercado	10,75%	74.688	65.920
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	26.510	23.660
CPFL Energia	Valor de mercado	0,18%	47.774	45.431
CELPE	Valor de mercado	1,56%	19.354	21.688
COPEL	Valor de mercado	0,56%	29.085	29.207
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	26.854	26.229
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	14.566	15.895
CEB	Valor de mercado	2,10%	8.025	8.305
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	367	207

15.5 Resumo das informações dos principais empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

I - Ativo e Passivo

30/06/2017																			
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO				Total Ativo	PASSIVO				Patrimônio líquido	Total Passivo							
		Circulante		Não Circulante			Circulante		Não Circulante										
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos		Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos									
Norte Energia S.A.	49,98%	85.453	635.848	37.738.327	658.387	39.118.015	1.197.725	845.128	25.326.986	479.880	11.368.496	39.118.015							
Madeira Energia S.A. (MESA)	39,00%	39.843	532.527	22.058.150	2.128.290	24.758.810	695.360	1.900.694	14.517.068	1.713.613	5.922.075	24.758.810							
ESBR Participações	40,00%	84.045	605.050	21.164.899	976.630	22.830.624	351.245	419.121	10.811.020	3.132.546	8.116.692	22.830.624							
Teles Pires Participações	49,44%	123.706	149.167	5.055.619	415.241	5.743.733	136.467	238.400	2.567.598	1.108.721	1.692.547	5.743.733							
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	30	147.658	5.452.653	5.600.341	5.600.341	534.307	167.029	2.176.243	173.715	2.549.047	5.600.341							
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	49,00%	3.578	702.419	45.871	5.012.715	5.764.583	220.661	124.189	2.021.527	909.833	2.488.373	5.764.583							
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	85.380	305.830	-	3.725.658	4.116.868	80.234	162.807	1.112.406	758.514	2.002.907	4.116.868							
Chapacoense Geração S.A. (Chapacoense)	40,00%	76.807	382.535	2.852.484	166.926	3.478.752	137.737	175.503	1.233.214	727.054	1.205.244	3.478.752							
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	21.673	9.304	2.689.998	310.016	3.030.991	19.552	58.826	1.355.263	40.659	1.556.691	3.030.991							
Manaus Transmissora de Energia S.A.	30,00%	51.985	172.258	-	2.636.219	2.860.462	73.883	166.134	171.419	570.416	1.332.610	2.860.462							
Serra do Falcão Energia S.A.	49,47%	2	90.280	1.891.794	143.394	2.125.470	48.662	160.317	343.832	1.521.737	50.922	2.125.470							
Companhia Energética Sinop	24,50%	185.250	7.864	1.749.744	7.787	1.950.645	-	70.232	753.747	21.490	1.105.176	1.950.645							
Enerpeixe S.A.	40,00%	109.341	93.056	1.545.945	56.174	1.804.516	4.433	212.202	348.920	253.509	985.452	1.804.516							
Paraná Transmissora	24,50%	69.562	30.555	1.322.303	-	1.422.420	58.651	25.416	650.842	60.861	626.650	1.422.420							
Mata de Santa Genebra	49,90%	25.399	12.189	1.328.584	55.512	1.421.684	527.007	78.693	-	58.497	757.487	1.421.684							
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	44.817	104.220	1.170.764	12.776	1.332.577	33.401	29.311	267.934	199.974	801.957	1.332.577							
Santa Vitória do Palmar	49,00%	23.881	19.766	1.062.598	43.909	1.150.154	23.767	56.326	714.521	161.160	194.380	1.150.154							
Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE)	51,00%	42.170	55.594	881.857	38.166	1.017.787	26.926	18.427	568.809	24.415	379.210	1.017.787							
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	33.509	24.942	854.931	22.868	936.250	39.350	40.375	519.624	87.633	249.268	936.250							
Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	57.419	47.618	722.146	30.737	857.920	35.270	72.203	296.086	13.204	441.157	857.920							
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	15.153	20.181	777.195	24.313	836.842	23.291	11.632	553.095	81.695	167.129	836.842							
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	17.524	210.333	516.668	33.347	777.872	20.868	76.959	112.061	170.595	397.389	777.872							
Chui	49,00%	41.413	10.077	698.647	17.094	767.231	23.477	33.213	313.903	454.801	58.163	767.231							
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	80,00%	27.364	29.286	627.181	14.101	698.032	34.909	8.767	291.669	8.339	354.348	698.032							
Goias Transmissão S.A.	49,00%	11.914	6.180	631.557	10.915	660.566	16.982	44.056	191.468	52.104	355.956	660.566							
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	37,00%	27.876	154.649	-	434.231	616.756	31.713	80.957	75.659	88.711	339.716	616.756							
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	5.856	6.808	512.876	17.826	543.366	20.301	6.850	135.914	1.148	379.153	543.366							
Vamcruz I	49,00%	30.030	19.209	481.957	-	531.196	17.290	13.428	223.335	91.740	185.403	531.196							
Serra das Vacas Holding	49,00%	4.664	8.850	500.160	14.287	527.961	18.843	9.575	253.810	79.220	166.513	527.961							
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	49,00%	14.118	7.085	461.072	7.726	490.001	12.406	25.174	101.412	33.182	371.827	490.001							
Vale do São Bartolomeu	39,00%	876	2.634	437.965	8.036	449.511	18.938	35.517	117.566	1.896	275.594	449.511							
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,00%	11.894	63.636	-	337.571	413.101	13.284	41.536	116.800	33.109	208.372	413.101							
Lajeado Energia	47,07%	232.515	105.717	11	1.272.222	1.610.465	-	268.863	301.478	1.040.124	1.610.465								
CTEEP	36,05%	5.005	2.358.004	61.641	13.810.502	16.235.152	271.198	224.831	1.017.620	3.792.275	10.929.228	16.235.152							
Transnorte Energia S.A.	49,00%	8.268	8.837	-	291.256	308.361	-	2.049	-	3.490	302.822	308.361							
MGE Transmissão S.A.	49,00%	8.669	3.639	347.156	7.839	367.303	9.230	16.990	79.994	31.402	229.687	367.303							
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	49,00%	197	39.855	359.699	12.712	412.463	13.488	9.891	102.281	14.986	271.817	412.463							
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	8.924	26.354	-	291.581	326.859	-	12.228	-	62.008	252.623	326.859							
Rouar	50,00%	66.342	7.262	284.778	3.179	361.561	6.868	435	158.878	2.272	393.108	361.561							
Paulista Lajeado	40,07%	18.745	15.328	15	121.819	155.907	36.383	4.441	-	250	114.833	155.907							
Mangue Seco II	48,99%	18.937	1.714	84.133	8.565	113.349	3.141	2.636	69.230	3.472	34.870	113.349							
CEB Lajeado	40,07%	39.962	41.608	91.354	216.187	382.111	-	41.168	-	-	340.943	382.111							
CEMAR	33,60%	534.165	1.611.928	3.136.015	349.612	5.631.720	942.493	766.636	1.403.905	317.477	2.201.209	5.631.720							
Energisa MT	28,55%	86.653	1.160.302	2.040.141	2.017.540	5.304.636	144.079	1.148.360	1.454.203	677.105	1.880.889	5.304.636							
EMAE	40,44%	101.798	134.469	214.365	663.824	1.114.456	7.974	84.898	80.903	213.123	727.558	1.114.456							

Notas Explicativas



I - Ativo e Passivo

31/12/2016											
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO					PASSIVO				
		Circulante		Não Circulante			Circulante		Não Circulante		Patrimônio líquido
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Total Ativo	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	
Norte Energia S.A.	49,98%	205.796	577.981	36.345.981	409.376	37.539.134	630.932	989.348	24.984.318	435.958	10.498.578
Madeira Energia S.A. (MESA)	39,00%	56.974	571.886	22.440.401	2.007.822	25.077.083	602.359	1.891.836	14.465.955	1.698.316	6.418.617
ESBR Participações S.A.	40,00%	74.219	560.964	22.175.671	886.818	23.697.680	340.189	906.710	10.904.779	3.216.193	8.329.809
Teles Pires Participações	49,44%	27.907	143.105	5.145.968	441.642	5.758.622	357.288	196.203	3.175.138	412.000	1.617.993
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	49,00%	188.838	536.105	4.948.367	75.684	5.748.994	199.759	188.943	1.660.706	1.394.465	2.305.121
Belo Monte Transmissora	49,00%	216.126	11.936	4.012.330	-	4.240.392	1.730.241	297.513	1.133.913	82.518	2.130.120
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	52.759	302.936	3.704.987	-	4.060.682	81.504	162.467	1.366.117	691.192	1.991.606
Chapacoense Geração S.A. (Chapacoense)	49,00%	280.082	297.214	2.895.327	185.466	3.658.089	137.753	253.650	1.292.239	732.750	1.241.697
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	38.909	171.939	42.199	2.607.266	2.860.313	73.426	168.352	741.918	556.510	1.320.107
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	38.221	510	2.383.308	259.447	2.681.486	3.928	64.665	1.014.509	342.992	1.255.392
Serra do Falcão Energia S.A.	49,47%	31.248	44.680	1.950.905	149.492	2.176.325	46.135	181.816	366.117	1.534.414	47.843
Enerpeixe S.A.	40,00%	81.402	54.031	1.571.686	55.652	1.762.771	2.299	212.062	348.332	262.143	937.935
Companhia Energética SINOP S.A.	49,00%	119.037	5.742	1.377.142	5.449	1.507.370	-	66.050	540.128	21.153	880.039
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	23.631	95.674	1.190.415	26.622	1.336.342	33.209	69.845	282.910	215.537	734.841
Chapada Piauí I Holding S.A.	49,00%	27.445	18.502	883.960	392.127	1.322.034	34.224	159.296	462.236	470.946	195.332
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	15.640	20.228	788.559	492.512	1.316.939	22.354	19.646	559.680	549.622	165.637
Paranaíba	24,50%	6.107	20.870	1.228.931	42.042	1.297.950	45.624	8.235	564.667	76.745	602.679
Santa Vitória do Palmar	49,00%	8.830	15.903	1.071.713	31.878	1.128.324	23.903	47.291	719.797	159.335	177.998
TSLE	51,00%	6.208	52.774	2.389	915.427	976.798	37.231	54.633	417.621	192.255	275.058
Mata de Santa Genebra	49,90%	13.567	11.326	859.203	36.111	920.207	481.894	25.772	30.246	382.295	920.207
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	49.380	52.713	733.188	30.765	866.046	34.944	79.854	311.061	13.046	427.141
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	15.357	207.636	527.763	14.959	765.715	20.327	63.515	122.497	145.298	414.078
TSBE	80,00%	23.295	28.669	57	644.361	696.382	25.153	8.796	308.860	6.730	346.843
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	10.190	5.900	632.207	9.794	658.091	16.787	42.929	196.031	54.767	347.577
Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	35.157	121.899	460.389	11.739	629.184	31.514	19.563	90.735	88.147	399.225
Chuí	49,00%	29.813	13.843	552.147	611.583	1.244.094	24.094	28.560	324.800	448.533	611.583
Vamcruz I Participações S.A.	0,00%	59.333	21.630	502.591	-	583.554	18.784	11.065	241.956	123.069	188.680
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	0,00%	12.695	7.599	511.454	-	531.748	16.069	60.117	224.145	53.972	177.445
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	615	904	496.575	4.853	502.947	17.942	9.651	138.349	79.219	257.786
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	49,00%	15.542	7.127	469.052	4	491.725	12.089	27.037	106.116	33.443	313.040
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	49,00%	19.222	10.998	363.575	13.073	406.868	13.418	11.325	107.548	11.097	263.680
CTEEP	36,05%	4.524	1.675.820	67.300	12.168.997	13.916.641	71.679	526.292	432.472	5.514.529	7.371.669
Lajeado Energia	47,07%	184.658	102.337	1.643.236	108.816	2.039.047	11.228	312.652	76.219	370.633	1.268.315

II - Resultado

30/06/2017						
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Norte Energia S.A.	966.754	30.713	(320.674)	(50.311)	139.016	(171.193)
Madeira Energia S.A. (MESA)	1.507.582	53.551	(777.875)	19.902	(486.542)	(404.429)
ESBR Participações	1.243.257	11.612	(635.476)	106.285	(213.117)	(385.339)
Teles Pires Participações	412.910	19.062	(194.654)	6.099	(72.702)	(90.829)
Belo Monte Transmissora de Energia	1.155.056	6.541	(136.106)	(77.058)	16.185	(65)
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	263.666	16.196	(105.173)	(22.952)	67.623	(3.042)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	88.796	4.720	(48.981)	(5.795)	22.844	(482)
Chapacoense Geração S.A. (Chapacoense)	411.465	17.193	(93.592)	(70.562)	136.357	(43.077)
Empresa de Energia São Manoel	-	316	(163)	1.906	(3.700)	-
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-
Serra do Falcão Energia S.A.	158.231	2.326	(76.619)	(441)	6.628	(58.803)
Companhia Energética Sinop	-	-	-	2.048	(4.864)	2.827
Enerpeixe S.A.	164.331	13.131	(44.639)	(24.085)	47.517	(25.823)
Paranaíba Transmissora	83.302	2.042	(26.817)	(13.277)	25.778	(17)
Mata de Santa Genebra	376.062	2.820	(47.895)	(8.147)	15.885	(30)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	37.705	(136)	(25.947)	25.040	46.930	(1.216)
Santa Vitória do Palmar	85.317	2.205	(38.311)	(3.149)	16.382	(25.494)
Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE)	35.129	4.108	(38.062)	(3.521)	4.291	(53)
Chapada Piauí I Holding S.A.	58.712	-	(31.205)	(2.132)	1.492	-
Energética Águas da Pedra S.A.	121.830	-	-	(11.025)	60.204	-
Chapada Piauí II Holding S.A.	63.592	-	(32.463)	(3.045)	1.746	-
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	71.420	(64)	(854)	(23.439)	27.047	(890)
Chuí	40.985	2.586	(17.609)	(1.914)	156.241	(17.372)
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	29.006	2.076	(15.545)	(3.856)	7.505	(5)
Goiás Transmissão S.A.	23.812	792	(8.026)	(1.036)	10.990	(29)
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	45.877	1.705	(4.850)	(5.219)	27.430	(97)
Triângulo Mineiro Transmissora	30.075	714	(3.307)	(869)	93.770	(8)
Vamcruz I	35.369	505	(13.952)	(1.241)	(3.277)	(10.177)
Serra das Vacas Holding	30.774	17	(5.114)	(1.145)	(10.932)	(1.972)
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	18.298	773	(4.566)	(845)	4.787	(10)
Vale do São Bartolomeu	76.664	805	(2.090)	(316)	68.797	(11)
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	35.276	804	(5.339)	(2.796)	12.797	-
Lajeado Energia	255.145	11.611	(28.845)	(38.077)	68.202	-
CTEEP	1.426.388	25.563	(81.268)	(337.000)	771.858	(4.811)
Transnorte Energia S.A.	2.136	346	-	45	(451)	-
MGE Transmissão S.A.	14.242	655	(3.435)	(677)	3.865	(10)
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	27.077	1.259	(5.367)	(670)	12.167	(4.329)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	11.131	269	(20)	(1.950)	6.172	-
Rouar	3.146	19	(2.437)	3.790	4.199	(3.945)
Paulista Lajeado	12.460	575	(517)	(593)	6.223	-
Mangue Seco II	6.944	1.623	(2.692)	(759)	(565)	(2.726)
CEB Lajeado	70.174	2.093	(437)	(13.720)	26.084	(2.943)
CEMAR	1.570.778	110.237	(137.850)	(30.607)	150.932	(83.650)
Energisa MT	1.763.099	62.837	(134.376)	(20.817)	87.280	(78.829)
EMAE	97.037	17.933	(4.607)	(1.542)	4.619	2.393

Notas Explicativas



II - Resultado

30/06/2016						
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Norte Energia S.A.	74.214	41.757	(6.791)	16.681	(20.882)	(317)
Madeira Energia S.A.	1.330.408	104.605	(740.659)	(36.671)	(92.411)	(323.492)
ESBR Participações	1.006.859	16.905	(436.997)	82.972	(168.729)	(228.046)
Teles Pires Participações	341.954	21.870	(144.046)	(8.592)	(27.419)	(79.244)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	220.162	13.864	(128.842)	(20.041)	59.287	(246)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	85.401	4.550	(58.366)	(1.225)	13.453	(482)
Chapecoense Geração S.A.	317.518	17.082	(84.445)	(59.131)	89.706	(29.882)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	65.052	4.090	(45.603)	4.477	(17.323)	-
Belo Monte Transmissora de Energia	-	54.344	(44.796)	(14.315)	(7.213)	(65)
Serra do Facão Energia S.A.	154.535	2.205	(132.812)	21.143	(48.004)	(54.863)
Empresa de Energia São Manoel	-	11.785	(11.603)	1.303	(2.529)	-
Enerpeixe S.A.	160.378	2.640	(23.971)	(9.347)	62.635	(24.592)
Lajeado Energia	235.943	10.321	(42.374)	(19.401)	61.717	(14.382)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	81.560	2.651	(14.586)	(19.011)	29.328	(2)
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	54.262	1.288	(24.811)	(9.857)	19.184	(47)
Companhia Energética Sinop	-	636	(98)	1.645	(3.150)	(29)
Santa Vitória do Palmar	47.699	1.964	(41.250)	(2.115)	(27.972)	(25.526)
Complexo Eólico Chapada do Piauí I	56.902	209	(53.989)	(2.105)	(21.891)	(15.412)
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE	45.506	1.714	(30.388)	2.221	11.676	-
Energética Águas da Pedra S.A.	100.159	5.057	(20.367)	(7.177)	35.841	(8.456)
Complexo Eólico Chapada do Piauí II	42.459	643	(46.891)	(1.562)	(40.956)	(12.194)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	79.547	1.799	(13.946)	53.096	108.593	(45)
Goiás Transmissão	11.931	956	(8.617)	(722)	(3.381)	(30)
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. - TSBE	25.465	2.232	(21.029)	(601)	1.877	(5)
Chuí Holding	27.583	2.893	(19.383)	(1.275)	(13.402)	(17.340)
Companhia Energética do Maranhão (CEMAR)	1.409.106	258.693	(224.020)	(47.590)	187.226	(17.114)
Rouar	12.720	-	(4.950)	2.696	593	(593)
CEEE-D	1.669.442	297.998	(247.834)	31.619	49.064	(62.964)
Mangue Seco II	6.638	1.795	(2.697)	169	(176)	(2.623)
Lajeado Energia	235.943	10.321	(42.374)	(19.401)	61.717	(14.382)
CEEE-GT	724.756	103.553	(52.696)	(142.253)	374.504	(15.127)

15.5.1 - Empresas de Distribuição:

(a) Celg Distribuição – CELG-D - Em 26 de setembro de 2014, a Companhia adquiriu 51% das ações ordinárias representativas do capital social da CELG D, tornando-se controladora da CELG D. A CELG D, é uma sociedade anônima de capital fechado, é concessionária de serviço público de energia elétrica no seguimento de distribuição e foi constituída em 23 de março de 2007.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou a referida controlada como ativo mantido para venda, uma vez que a Companhia estava comprometida com a alienação do controle acionário da referida controlada, que se concretizou no leilão de Desestatização ocorrido em 30 de novembro de 2016. Em 14 de fevereiro de 2017, a Eletrobras alienou a totalidade de suas ações na Celg D (Vide Nota 43).

15.5.2 – Empresas de Geração e Transmissão:

(a) Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - tem como objetivo principal a transmissão e a geração de energia elétrica diretamente ou através da participação em Sociedades de Propósito Específicos. A Companhia realiza estudos, projetos, construção, operação e manutenção das instalações dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. O seu sistema de geração é formado por 5 usinas hidrelétricas, 2 PCH's, 35 parques eólicos e uma unidade solar fotovoltaica perfazendo uma potência instalada de 6.708 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 2.487,1 km* de linhas de alta tensão.

(b) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) - concessionária de serviço público de energia elétrica que tem por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica. O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual superior a 97% da produção total. As operações da CHESF na

Notas Explicativas

atividade de geração de energia contam com 13 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.613 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 119 subestações e 20.313,3 Km* de linhas de alta tensão.

(c) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) - concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada pela Companhia, com atuação predominante nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.860,05 MW* e 8 usinas termelétricas, com capacidade de 521,82 MW*, perfazendo uma capacidade instalada de 9.381,87 MW*. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 11.617,12 Km* de linhas de transmissão, 56 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 190,20 Km* de linhas de transmissão, 11 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 11.807,32 Km* de linhas de transmissão e 57 subestações.

(d) Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) – controlada pela Companhia, atua na geração, transmissão e comercialização predominantemente na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Pará, Tocantins, Rondônia, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, além de participar de Sociedades de Propósito Específico. O sistema de produção de energia elétrica operado por Furnas é composto por 10 usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 em parceria com a iniciativa privada e 8 em regime de sociedade de propósito específica (SPE), com uma potência instalada de 16.586,26 MW*, e 2 usinas termelétricas com 530 MW* de potência instalada total.

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

15.5.3 - Demais Empresas

a) Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) - concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A Companhia detém a concessão para a distribuição de energia elétrica em 217 municípios do Estado do Maranhão, regulada pelo Contrato de Concessão nº 60, de 28 de agosto de 2000, celebrado com a ANEEL, o qual permanece com o seu termo de vigência até agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos.

b) Eletrobras Participações S.A. (Eletropar) - controlada pela Companhia, e tem por objeto social a participação no capital social de outras sociedades. Em 15 de dezembro de 2015, a Assembleia Geral de Credores da Eletronet S.A., a qual a Eletropar é agente de Furnas, Chesf e Eletronorte, deliberaram pela quitação das obrigações da Eletronet, tendo sido requerida a declaração judicial de extinção de obrigações e o encerramento da falência, com a retomada do exercício ordinário de suas atividades e a produção dos demais efeitos pertinentes.

c) Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica.

Notas Explicativas

d) Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) - sociedade de capital aberto, autorizada a operar como concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de transmissão de energia elétrica.

e) Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA) - sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da Equatorial Energia S.A. (Equatorial), que atua na distribuição e geração de energia elétrica no Estado do Pará, atendendo consumidores em 143 municípios, conforme Contrato de Concessão 182/1998, assinado em 28 de julho de 1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028. Além do contrato de distribuição, a CELPA possui Contrato de Concessão de Geração 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, renovável por igual período. A investida apresentava em 30 de junho de 2017 um capital circulante líquido de R\$ 1.165.821 (capital circulante líquido de R\$ 950.562 em 31 de dezembro de 2016), o resultado determinou um patrimônio líquido de R\$ 2.155.263 (R\$ 2.118.012 em 31 de dezembro de 2016) e lucros acumulados de R\$ 66.441 (lucros acumulados de R\$ 351.556 em 31 de dezembro de 2016).

Todos os créditos existentes contra a investida até a data do ajuizamento do seu pedido de recuperação judicial, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções legais, deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial, aprovado em 01 de setembro de 2012 em assembleia geral de credores.

f) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (EMAE) - a concessionária de um complexo hidroenergético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, da UHE Rasgão e a UHE Porto Góes, ambas no Rio Tietê. No Vale do Paraíba, município de Pindamonhangaba, está instalada a UHE Isabel, atualmente fora de operação. A investida apresentava em 30 de junho de 2017 um capital circulante líquido de R\$ 143.395 (capital circulante líquido em 31 de dezembro de 2016 de R\$ 127.875).

g) Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A. (Energisa MT) - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da Energisa S.A., atuando na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria através de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange o Estado de Mato Grosso, atendendo consumidores em 141 municípios. Conforme Contrato de Concessão de 03/1997, assinado em 11 de dezembro de 1997, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11 de dezembro de 2027, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 04/1997, de 3 Usinas Termelétricas com suas respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027.

h) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), no rio Xingu, localizada no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia. Essa investida vem despendendo quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A investida necessitará de recursos financeiros dos seus acionistas e de terceiros em montante significativo, para a conclusão de sua Usina Hidrelétrica. Em 30 de junho de 2017, a investida apresentava um capital circulante líquido negativo de R\$ 1.321.552 (R\$ 836.503 em 31 de dezembro de 2016).

Notas Explicativas

i) Madeira Energia S.A. – sociedade anônima de capital fechado, constituída em 27 de agosto de 2007, e tem por objetivo a construção e exploração da Usina Hidrelétrica Santo Antônio localizada em trecho do Rio Madeira, município de Porto Velho, Estado de Rondônia, e do seu Sistema de Transmissão Associado. A Companhia detém 39% do capital social da Madeira Energia. A investida está incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento de projeto para construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras das operações.

Em 30 de junho de 2017, a investida Madeira Energia S.A. (MESA), da qual Furnas tem participação de 39% apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 2.023.684 (R\$ 1.611.061 em 31 de dezembro de 2016). Para equalização da situação do capital circulante negativo, a investida conta com os aportes de recursos de seus acionistas.

Parte da situação financeira da MESA é afetada pelo reconhecimento de provisão para perdas sobre parte do valor esperado de recebimento de dispêndios reembolsáveis junto ao Consórcio Construtor Santo Antônio (CCSA).

Tal recebível teve sua origem por ocasião da assinatura do 2º termo aditivo ao Contrato de Concessão com a ANEEL, embasado pela apresentação de um cronograma de entrada em operação comercial pelo CCSA, antecipando, pela segunda vez, o início de entrada em operação das unidades geradoras do empreendimento, sendo firmado então, no Contrato para Implantação da UHE Santo Antônio e em “Termos e Condições”, o referido compromisso. No entanto, este cronograma não foi plenamente atendido, fazendo com que o resultado líquido desta apuração gerasse para a MESA um direito de ressarcimento junto ao CCSA.

Para a aferição do cálculo desse dispêndio reembolsável, o CCSA requereu a aplicação da cláusula 31.1.2.1.1 do contrato EPC, que apresenta o limitador contratual de R\$ 122,00/MWh* para o repasse do custo pela compra de volume de energia. Diante desta consideração, a Administração da MESA efetuou, durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, análises adicionais, incluindo aspectos legais, e mudou sua estimativa quanto ao valor de realização do ativo (o acima citado direito de ressarcimento junto ao CCSA). Assim, sob o valor total do dispêndio reembolsável de R\$ 1.553.199, foi reconhecida uma provisão para perda cujo valor em 30 de junho de 2017 de R\$ 678.551, o que reflete o valor líquido esperado de recebimento de R\$ 874.648 em junho de 2017 (R\$ 891.105 em 31 de dezembro de 2016) .

Para dirimir dúvidas quanto à utilização do limitador contratual considerado no cálculo de parte do resultado líquido da antecipação do cronograma de entrada em operação comercial da usina, prevista no 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), que originou o referido impairment, a Controlada requereu, perante a International Chamber of Commerce (“ICC”), a instauração de processo arbitral face ao CCSA, sendo que o mesmo é revestido de confidencialidade, nos termos do Regulamento de Arbitragem da ICC. O Tribunal Arbitral foi instaurado em janeiro de 2017.

Por meio de outro procedimento de arbitragem sigiloso iniciado em 2014 em face da MESA e junto à Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM nº 048/2014), os sócios SAAG Investimentos S.A. (SAAG) e Cemig Geração e Transmissão S.A. questionaram, substancialmente, parte do aumento de capital aprovado na MESA destinado ao pagamento de pleitos do Consórcio Construtor Santo Antônio (“CCSA”), no valor de aproximadamente R\$ 780 milhões com fundamento na falta de apuração dos valores supostamente devidos pelo

Notas Explicativas

CCSA e de aprovação prévia pelo Conselho de Administração, como exigem o Estatuto e o Acordo de Acionistas da MESA, bem como na existência de créditos desta contra o CCSA, passíveis de compensação, em montante superior aos pleitos.

A impugnação de parcela do supramencionado aumento de capital teve como fundamento a ausência de apuração dos valores supostamente devidos pelo CCSA e de aprovação prévia pelo Conselho de Administração, como exigem o Estatuto e o Acordo de Acionistas da MESA, bem como na existência de créditos desta contra o CCSA, passíveis de compensação, em montante superior aos pleitos.

Anteriormente à instauração do procedimento arbitral, as Requerentes da arbitragem obtiveram provimento em juízo de ação cautelar preparatória, por meio da qual foi suspenso o prazo para exercício por esses acionistas do direito de preferência para subscrição e integralização de sua parcela proporcional do aumento de capital da MESA. Em decorrência do deferimento da referida ação cautelar, foram também suspensos todos os efeitos das deliberações relativamente à SAAG e Cemig GT e às suas participações em MESA, inclusive no que diz respeito à diluição e às penalidades previstas no Acordo de Acionistas da MESA.

Em 2016, a sentença da Câmara de Arbitragem do Mercado reconheceu integralmente o direito das Requerentes e determinou a anulação dos atos impugnados.

Diante dessa sentença terminativa, FURNAS e as Requerentes do Procedimento Arbitral CAM nº 048/2014, estão analisando todas as medidas a serem adotadas para a implementação da sentença favorável aos investidores.

j) ESBR Participações S.A. (ESBRP) - sociedade anônima de capital fechado, tem por objeto social exclusivo a participação no capital social da Sociedade de Propósito Específico (SPE) denominada Energia Sustentável do Brasil S.A. ("ESBR"), detentora da concessão de uso do bem público para exploração da Usina Hidrelétrica Jirau, em fase de construção no Rio Madeira, no Estado de Rondônia. A Companhia detém 40% do capital ESBP. Em 30 de junho de 2017, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 81.271 (R\$ 611.716 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 1.015.019 (R\$ 801.902 em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R\$ 8.116.692 (R\$ 8.329.809 em 31 de dezembro de 2016).

k) Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IEMadeira) - constituída em 18 de dezembro de 2008 com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular as linhas de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes D e F do Leilão nº 007/2008 da ANEEL. A linha de transmissão Porto Velho – Araraquara entrou em operação comercial em 01 de agosto de 2013. As estações Inversora e Retificadora entraram em operação comercial em 12 de maio de 2014. A companhia detém 49% do capital do IE Madeira.

l) Manaus Transmissora de Energia S.A. - sociedade anônima de capital fechado, constituída em 22 de abril de 2008 com o propósito específico de explorar concessões de serviços públicos de transmissão de energia elétrica, prestados mediante a implantação, operação, manutenção e construção de instalações de transmissão da rede básica do sistema elétrico brasileiro interligado, segundo os padrões estabelecidos na legislação e regulamentos em vigor.

Notas Explicativas

A SPE detém a concessão, para construção, operação e manutenção de instalações de transmissão de Linha de Transmissão 500 kV* Oriximiná/Cariri CD, SE Itacoatiara 500/138 kV* e SE Cariri 500/230kV*.

O contrato de concessão foi assinado em 16 de outubro de 2008, pelo prazo de trinta anos, as atividades operacionais iniciaram em 2013.

A Companhia detém 49,50% do capital da Manaus Transmissora de Energia S.A.

m) Teles Pires Participações S.A. - tem por objeto o investimento na Companhia Hidrelétrica Teles para a implantação da Usina Hidrelétrica Teles Pires. A Companhia detém 49,44% do capital da Teles Pires Participações S.A.. Em 30 de junho de 2017, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 101.994 (R\$ 382.479 em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R\$ 1.692.547 (R\$ 1.167.993 em 31 de dezembro de 2016).

n) Mata de Santa Genebra Transmissora S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração do Sistema de Transmissão Mata de Santa Genebra, constituído por três linhas de transmissão que atravessam municípios dos Estados de São Paulo e Paraná. A Companhia detém 49,9% da Mata de Santa Genebra Transmissora S.A. Em 30 de junho de 2017, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 568.112 (R\$ 482.773 em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R\$ 757.487 (R\$ 382.295 em 31 de dezembro de 2016).

o) Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. – sociedade de propósito específico com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração a Linha de Transmissão CC Xingu/Estreito e instalações associadas que atravessam municípios dos Estados de Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais. A Companhia detém 49% da Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. Em 30 de junho de 2017, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 553.648 (R\$ 1.799.692 em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R\$ 2.549.047 (R\$ 2.130.120 em 31 de dezembro de 2016).

p) Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto a distribuição de energia elétrica em 72 municípios do Rio Grande do Sul, atendendo aproximadamente 4 milhões de unidades consumidoras. A investida apresentava em 30 de junho de 2017 capital circulante líquido negativo R\$ 1.129.694 (R\$ 1.040.749 em 31 de dezembro de 2016), o resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 1.328.507 (R\$ 1.236.010 em 31 de dezembro de 2016) e prejuízos acumulados de R\$ 2.508.786 (R\$ 2.416.289 em 31 de dezembro de 2016). Sendo assim, em 30 de junho de 2017, o investimento nesta investida encontra-se zerado.

q) Amazonas GT. – tem como atividades principais a geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Amazonas. A investida apresenta, em 30 de junho de 2017, um capital circulante líquido negativo de R\$ 666.241 (R\$ 307.876 em 31 de dezembro de 2016), passivo a descoberto de R\$ 304.385 (passivo a descoberto de R\$ 158.036 em 31 de dezembro de 2016), e prejuízo acumulado de R\$ 739.805 (R\$ 593.456 em 31 de dezembro de 2016) e depende do suporte financeiro da Companhia. Em 1º de julho de 2015, a investida foi constituída como controlada da Amazonas D, decorrente do processo de desverticalização da Amazonas Energia (vide Nota 1).

Notas Explicativas

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

15.5.4 – Sociedades sob Gestão

a) Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) - a Companhia assinou, em 12 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia de Eletricidade do Amapá.

A Companhia e o Governo do Estado do Amapá celebraram, em 12 de setembro de 2013, um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CEA que, após implementação de todos os seus termos, oferece uma opção de compra, pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assume a gestão executiva da CEA, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CEA, os quais serão, posteriormente, substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado do Amapá obteve financiamento do Governo Federal, com a finalidade de quitação das dívidas da CEA junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de preparar um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

b) Companhia Energética de Roraima (CERR) - a Companhia assinou, em 26 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia Energética de Roraima. Este processo prevê que a Companhia poderá assumir o controle da CERR, por meio da aquisição do controle acionário da companhia.

A Companhia e o Governo do Estado de Roraima celebraram, inicialmente, um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, respeitadas as autorizações necessárias, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CERR que, após implementação de todos os seus termos, oferece uma opção de compra pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assume a gestão executiva da CERR, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CERR, os quais serão posteriormente substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado de Roraima obteve financiamento, com a finalidade de quitação das dívidas da CERR junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de preparar um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

Conforme Despacho do Ministério de Minas e Energia - MME, de 03 de agosto de 2016, a Companhia Energética de Roraima ("CERR"), empresa sob controle do Estado de Roraima, teve indeferido seu pedido de renovação da concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica, a ela outorgada por meio da Portaria MME 920, de 5 de novembro de 2016.

Desta forma, conforme dispõe o artigo 9º, parágrafo primeiro, da Lei 12.783/2013, o Ministério de Minas e Energia designou a subsidiária da Eletrobras Boa Vista Energia S.A ("Boa Vista"), como responsável pela prestação do serviço de público de distribuição de energia elétrica da área referente a então concessão da CERR, no interior do Estado de Roraima, até que haja assunção de nova concessionária em relicitação a ser realizada ou até 31 de dezembro de 2017, o que ocorrer primeiro.

Notas Explicativas



Devido a não renovação da concessão da Companhia Energética de Roraima – CERR, o acordo de acionistas celebrado entre a Eletrobras e o Estado de Roraima, em 12 de setembro de 2013, para gestão compartilhada da CERR, perdeu sua vigência, em conformidade com o disposto no referido instrumento.

As obrigações contraídas pela Boa Vista na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação a ser lançado pelo Poder Concedente, não cabendo à Eletrobras ou à Boa Vista, durante o período de prestação de serviços temporária, fazer qualquer aporte de recursos na CERR, mesmo que para manutenção ou operação dos serviços de distribuição.

15.5.5 – Sociedades de Propósito Específico

Ao longo dos últimos anos, as Empresas do Sistema Eletrobras firmaram investimentos em parcerias em projetos com a iniciativa privada, onde a Companhia figura como acionista não controlador. Estes empreendimentos têm como objeto a atuação na área de geração e transmissão de energia elétrica, cujos valores aportados estão classificados na rubrica de Investimentos.

No dia 30 de junho de 2017, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a transferência para a Eletrobras de determinadas participações acionárias detidas pelas controladas Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul, em sociedades de propósito específico (SPE). As transferências, que serão efetuadas inicialmente a valor de livros, não foram registradas em 30 de junho de 2017 em função de a Companhia não ter concluído todas as avaliações e procedimentos requeridos.

Esta operação representa uma das etapas do Plano Diretor de Negócios e Gestão 2017/2021. A transferência de tais ativos tem por objetivo promover a quitação de dívidas destas empresas com a Eletrobras e diminuir sua alavancagem financeira. A efetiva transferência destes ativos dependem de autorização regulatória e/ou dos agentes financiadores, conforme o caso. Essas participações societárias, posteriormente e conforme avaliações em andamento, poderão ser vendidas para o mercado pela Eletrobras, em conjunto ou separadamente.

Sociedades de propósito específico a serem transferidas para Eletrobras:

- Geração Eólica

SPEs - Sociedades de Propósito Específico - Controladas Indiretas		Empreendimento	Participação %	Valor do Investimento	Capacidade	Ano de Vencimento
Chuí IX S.A.	UEE Chuí IX	ELETROSUL - 99,99%	30.191	17,9 MW	2049	
Hermenegildo I S.A.	UEE Verace 24	ELETROSUL - 99,99%	112.457	19,7 MW	2049	
	UEE Verace 25	ELETROSUL - 99,99%		7,2 MW	2049	
	UEE Verace 26	ELETROSUL - 99,99%		14,3 MW	2049	
	UEE Verace 27	ELETROSUL - 99,99%		16,1 MW	2049	
Hermenegildo II S.A.	UEE Verace 28	ELETROSUL - 99,99%	111.619	12,5 MW	2049	
	UEE Verace 29	ELETROSUL - 99,99%		17,9 MW	2049	
	UEE Verace 30	ELETROSUL - 99,99%		17,9 MW	2049	
	UEE Verace 31	ELETROSUL - 99,99%		9,0 MW	2049	
Hermenegildo III S.A.	UEE Verace 34	ELETROSUL - 99,99%	79.830	14,3 MW	2049	
	UEE Verace 35	ELETROSUL - 99,99%		12,5 MW	2049	
	UEE Verace 36	ELETROSUL - 99,99%		21,5 MW	2049	
T O T A L			334.097			

Notas Explicativas



SPes - Sociedades de Propósito Específico	Empreendimento	Participação %	Valor do Investimento	Capacidade	Ano de Vencimento
Pedra Branca S.A.	UEE Pedra Branca	CHESF - 49%		30,00 MW	2046
São Pedro do Lago S.A.	UEE São Pedro do Lago	CHESF - 49%	53.603	30,00 MW	2046
Sete Gameleiras S.A.	UEE Sete Gameleiras	CHESF - 49%		30,00 MW	2046
Baraúnas I Energética S.A.	UEE Baraúnas I	CHESF - 49%		32,90 MW	2049
Mussambê Energética S.A.	UEE Mussambê	CHESF - 49%	51.798	32,90 MW	2049
Morro Branco I Energética S.A.	UEE Morro Branco I	CHESF - 49%		32,90 MW	2049
Baraúnas II Energética S.A.	UEE Baraúnas II	CHESF - 1,5%		32,90 MW	2049
Banda de Couro Energética S.A.	UEE Banda de Couro	CHESF - 1,7%	1.028	32,90 MW	2049
	UEE Junco I	CHESF - 49%		24,00 MW	2047
Vamcruz I Participações S.A.	UEE Junco III	CHESF - 49%		24,00 MW	2047
	UEE Caiçara I	CHESF - 49%	90.846	27,00 MW	2047
	UEE Caiçara II	CHESF - 49%		18,00 MW	2047
	UEE Santa Joana IX	CHESF - 49%		29,60 MW	2049
	UEE Santa Joana X	CHESF - 49%		29,60 MW	2049
	UEE Santa Joana XI	CHESF - 49%		29,60 MW	2049
Chapada do Piauí I Holding S.A.	UEE Santa Joana XII	CHESF - 49%	104.791	28,90 MW	2049
	UEE Santa Joana XIII	CHESF - 49%		29,60 MW	2049
	UEE Santa Joana XV	CHESF - 49%		28,90 MW	2049
	UEE Santa Joana XVI	CHESF - 49%		28,90 MW	2049
	UEE Santa Joana I	CHESF - 49%		28,90 MW	2049
	UEE Santa Joana III	CHESF - 49%		29,60 MW	2049
Chapada do Piauí II Holding S.A.	UEE Santa Joana IV	CHESF - 49%	145.476	27,20 MW	2049
	UEE Santa Joana V	CHESF - 49%		28,90 MW	2049
	UEE Santa Joana VII	CHESF - 49%		28,90 MW	2049
	UEE Santo Augusto IV	CHESF - 49%		28,90 MW	2049
	UEE Serra das Vacas I	CHESF - 49%		23,92 MW	2049
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	UEE Serra das Vacas II	CHESF - 49%	89.258	22,3 MW	2049
	UEE Serra das Vacas III	CHESF - 49%		22,24 MW	2049
	UEE Serra das Vacas IV	CHESF - 49%		22,3 MW	2049
	UEE Chui I	ELETROSUL - 49%		24,00 MW	2047
	UEE Chui II	ELETROSUL - 49%		22,00 MW	2047
Chui Holding S.A.	UEE Chui IV	ELETROSUL - 49%	-	22,00 MW	2047
	UEE Chui V	ELETROSUL - 49%		30,00 MW	2047
	UEE Minuano I	ELETROSUL - 49%		22,00 MW	2047
	UEE Minuano II	ELETROSUL - 49%		24,00 MW	2047
	UEE Geribatu I	ELETROSUL - 49%		20,00 MW	2047
	UEE Geribatu II	ELETROSUL - 49%		20,00 MW	2047
	UEE Geribatu III	ELETROSUL - 49%		26,00 MW	2047
	UEE Geribatu IV	ELETROSUL - 49%		30,00 MW	2047
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	UEE Geribatu V	ELETROSUL - 49%	95.246	30,00 MW	2047
	UEE Geribatu VI	ELETROSUL - 49%		18,00 MW	2047
	UEE Geribatu VII	ELETROSUL - 49%		30,00 MW	2047
	UEE Geribatu VIII	ELETROSUL - 49%		26,00 MW	2047
	UEE Geribatu IX	ELETROSUL - 49%		30,00 MW	2047
	UEE Geribatu X	ELETROSUL - 49%		28,00 MW	2047
BrasventosEolo Geradora de Energia S.A.	EOL Rei dos Ventos 1	FURNAS - 24,5% ELETRONORTE - 24,50%	38.841	58,45 MW	2045
BrasventosMiassaba 3 Geradora de Energia S.A.	EOL Miassaba 3	FURNAS - 24,5% ELETRONORTE - 24,50%	64.622	68,47 MW	2045
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	EOL Rei dos Ventos 3	FURNAS - 24,50% ELETRONORTE - 24,50%	36.772	60,12 MW	2045
		T O T A L	772.281		

Notas Explicativas



- Transmissão

SPEs - Sociedades de Propósito Específico - Controlada Indireta	Empreendimento	Participação %	Valor do Investimento	Capacidade	Ano de Vencimento
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	LT com 120 KM de extensão	ELETROSUL - 75%	58.540	120 KM	2035
		T O T A L	58.540		

SPEs - Sociedades de Propósito Específico	Empreendimento	Participação %	Valor do Investimento	Capacidade	Ano de Vencimento
Caldas Novas Transmissão S.A.	SE Corumbá 345/138 kv - 150 MVA	FURNAS - 49,9%	17.926	1 SE	2041
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A.	LT 345 kv - Fumas-Pimenta	FURNAS - 49%	21.063	66 KM	2035
Companhia Transirapé de Transmissão	LT 230 kv Irapé - Araçuaí 2	FURNAS - 24,5%	26.039	65 KM / 2 SE	2035
Companhia Transleste de Transmissão	LT Montes Claros - Irapé	FURNAS - 24%	21.625	138 KM	2034
Companhia Transudeste de Transmissão	LT 345 kv Itutinga - Juiz de Fora	FURNAS - 25%	23.156	140 KM	2035
Lago Azul Transmissão S.A.	LT 230 kv Barro Alto - Itapaci, C2	FURNAS - 49,9%	19.385	69 KM	2044
Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.	LT Mesquita - Timóteo 2, CS, 230 kv; SE Timóteo 2, 230 kv	FURNAS - 49%	24.280	2 SE	2042
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	LT Coxipó - Cuiabá Rondonópolis (MT)	ELETRONORTE - 49%	35.325	193 KM	2034
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	LT Jauru-Juba (MT) e Maggi Nova Mutum (MT)	ELETRONORTE - 49,71%	129.184	402 KM	2038
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	LT Jauru - Cuiabá SE Jauru - 500/230kv	ELETRONORTE - 49%	109.836	348 KM	2039
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	LT Xingu - Estreito - Pará (PA) a Minas Gerais (MG)	ELETRONORTE - 24,5%	667.470	2093 KM	2044
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai - ETAU	LT com 188 KM de extensão e 4 SE	ELETROSUL - 27,42%	20.309	188 KM	2032
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	LT Coletora Porto Velho / Araraquara II, em 600 KV	FURNAS - 24,50% CHESF - 24,50%	1.142.888	2.375 KM	2039
Integração Transmissora de Energia S.A.	LT Colinas - Miracema - Gurupi - Peixe Nova - Serra da Mesa II, em 500 Kv	CHESF - 12% ELETRONORTE - 37%	211.255	695 KM	2036
Manaus Transmissora de Energia S.A.	LT Oriximiná - Silves - Lechunga (AM), em 500 kv	CHESF - 19,5% ELETRONORTE - 30%	666.116	559 KM / 2 SE	2038
		T O T A L	3.135.857		

Os demais investimentos com participação relevante da companhia e suas controladas em controladas em conjunto e coligadas são as seguintes:

Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Valor do Investimento	Sede
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	Trasmissão	Chesf	49,00%	Alusa	51,00%	194.721	Brasil
Manaus Construtora Ltda.	Construção - Transmissão	Chesf	19,50%	Abengoa	50,50%	32.644	Brasil
		Eletronorte	30,00%				
Energia Sustentável do Brasil - ESBR	Geração - UHE Jirau	Chesf	20,00%	GDF Suez Energy Latin America Ltda.	40,00%	3.246.676	Brasil
		Eletrosul	20,00%	Mizha Participações S.A	20,00%		
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A	Trasmissão	Chesf	49,00%	ATP Engenharia Ltda	51,00%	23.958	Brasil
		Chesf	15,00%	Petros	10,00%		
Norte Energia S.A	Geração - UHE Belo Monte	Eletronorte	19,98%	Outros	40,02%	5.757.013	Brasil
		Eletrobras	15,00%				
Enerpeixe S.A.	Geração - UHE Peixe Angical	Fumas	40,00%	EDP	60,00%	394.181	Brasil
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	1.003.998	Brasil
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE-GT	49,00%	26.114	Brasil
Amapari Energia S.A	Geração - UTE Serra do Navio	Eletronorte	49,00%	MPX Energia S.A	51,00%	-	Brasil
Chapecoense	Geração - UHE Foz do Chapecó	Fumas	40,00%	CPFL	51,00%	482.098	Uruguai
				CEEE-GT	9,00%		
				Alcoa Alumínio	34,97%		
Serra do Facão Energia	Geração - UHE Serra do Facão	Fumas	49,47%	DME Energética	10,08%	25.193	Brasil
				Camargo Corrêa	5,48%		

Notas Explicativas



Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Valor do Investimento	Sede
Retiro Baixo	Geração - Retiro Baixo	Fumas	49,00%	Orteng	25,50%	133.190	Brasil
				Arcadis Logos	25,50%		
Baguari Energia	Geração - UHE Baguari	Fumas	30,61%	Cemig	69,39%	73.941	Brasil
Transenergia Renovável S.A.	Transmissão	Fumas	49,00%	GEBRAS Participações Ltda.	51,00%	155.735	Brasil
Interligação Elétrica Garanhuns S.A	Transmissão	Chesf	49,00%	CTEEP	51,00%	392.959	Brasil
Livramento	Geração - Cerro Chato IV, V, VI,	Eletrosul	59,00%	Rio Bravo	41,00%	-	Brasil
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	Transmissão	Eletrosul	80,00%	Copel	20,00%	282.399	Brasil
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A	Transmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE-GT	49,00%	186.434	Brasil
Marumbi Transmissora de Energia S.A	Transmissão	Eletrosul	20,00%	Copel	80,00%	24.907	Brasil
Costa Oeste Transmissora de Energia	Transmissão	Eletrosul	49,00%	Copel	51,00%	36.620	Brasil
		Eletrosul	24,72%				
Teles Pires Participações S.A	Geração - UHE Teles Pires	Fumas	24,72%	Neoenergia	50,56%	831.440	Brasil
Construtora Integração	Transmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	24.511	Brasil
Transnorte Energia S.A.	Transmissão	Eletronorte	49,00%	Alupar	51,00%	148.455	Brasil
Goiás Transmissão S.A	Transmissão	Fumas	49,00%	Bogotá	51,00%	174.419	Brasil
				Odebrecht Energia	18,60%		
				SAAG Investimentos S.A	12,40%		
Madeira Energia S.A	Geração - UHE Santo Antônio	Fumas	39,00%	Cemig	10,00%	2.313.509	Brasil
				Fundo de Investimento em Participações Amazônia Energia	20,00%		
MGE - Transmissão	Transmissão	Fumas	49,00%	Gebbras Participações Ltda	51,00%	112.547	Brasil
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	Transmissão	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	185.785	Brasil
				Copel	24,50%		
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Transmissão	Fumas	24,50%	State Grid	51,00%	155.612	Brasil
Central Eólica Famosa I	Geração - Parque Eólico Famosa I	Fumas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	583	Brasil
Central Eólica Pau Brasil	Geração - Parque Eólico Pau Brasil	Fumas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	390	Brasil
Central Eólica Rosada	Geração - Parque EOL Rosada	Fumas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	626	Brasil
Central Eólica de São Paulo	Geração - Parque EOL Rosada	Fumas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	465	Brasil
Vale do São Bartolomeu	Transmissão	Fumas	39,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	123.082	Brasil
				CELG GT	10,00%		
Punaú I	Geração - EOL Punaú I	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	5.437	Brasil
				CGE Punaú I	0,01%		
Carnaúba I	Geração - EOL Carnaúba I	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	5.161	Brasil
				CGE Carnaúba I	0,01%		
Carnaúba II	Geração - EOL Carnaúba II	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	4.320	Brasil
				CGE Carnaúba II	0,01%		

Notas Explicativas



Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Valor do Investimento	Sede
Carnaúba III	Geração - EOL Carnaúba III	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	3.733	Brasil
				CGE Carnaúba III	0,01%		
Carnaúba V	Geração - EOL Carnaúba V	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	5.507	Brasil
				CGE Carnaúba V	0,01%		
Cervantes I	Geração - EOL Cervantes I	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	3.746	Brasil
				CGE Cervantes I	0,01%		
Cervantes II	Geração - EOL Cervantes II	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	2.804	Brasil
				CGE Cervantes II	0,01%		
Bom Jesus	Geração - EOL Bom Jesus	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	648	Brasil
Cachoeira	Geração - EOL Cachoeira	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	398	Brasil
Pitimbu	Geração - EOL Pitimbu	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	306	Brasil
São Caetano I	Geração - EOL São Caetano I	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	747	Brasil
São Caetano	Geração - EOL São Caetano	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	733	Brasil
São Galvão	Geração - EOL São Galvão	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	361	Brasil
Companhia Energética Sinop S.A	Geração - UHE Sinop	Eletronorte	24,50%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	541.536	Brasil
		Chesf	24,50%				
Tijoa Participações e Investimentos	Geração - UHE Três Irmãos	Fumas	49,90%	Fundo de Investimento em Participações Constantinopla	50,10%	10.464	Brasil
São Manoel	Geração - UHE São Manoel	Fumas	33,33%	CWEI (Brasil) Participações	33,30%	550.558	Brasil
				EDP Brasil	33,40%		
Transenergia São Paulo	Trasmissão	Fumas	49,00%	J.Malucelli	51,00%	94.609	Brasil
Mata de Sta. Genebra Transmissora	Trasmissão	Fumas	49,90%	Copel	50,10%	365.485	Brasil
Energia Olímpica	Trasmissão	Fumas	49,90%	Light S.A	50,10%	996	Brasil
Inambari Geração de Energia (Igesa)	UHE Inambari	Fumas	19,60%	OAS	51,00%	75	Brasil/Peru
		Eletrobras	29,40%				
Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	24,50%	State Grid Brazil Holding (SGBH)	51,00%	666.167	Brasil
		Fumas	24,50%				
CSE Energia	Geração	Fumas	49,90%	Juno Participações e Investimentos S.A	50,10%	3.028	Brasil

Notas Explicativas



Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Valor do Investimento	Sede
Energética Águas da Pedra S.A	Geração - UHE Dardanelos	Chesf Elettronorte	24,5%	Neoenergia	51,00%	226.947	Brasil
Rouar S.A	Geração - Parque EOL em Colônia	Eletrobras	50,0%	UTE	50,00%	102.173	Uruguai
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA	Distribuição	Eletrobras	1,50%	Governo do Estado do Amapá	98,50%	20	Brasil
CEB - LAJEADO	Geração - UHE CEB Lajeado	Eletrobras	40,07%	CEB	59,93%	76.021	Brasil
Lajeado Energia	Geração e Comercialização	Eletrobras	40,07%	EDP - Energias do Brasil S.A	55,86%	235.912	Brasil
Paulista Lajeado	Geração e Comercialização	Eletrobras	40,07%	Governo do Estado do Tocantins	4,07%	25.990	Brasil
AES Tiete	Geração	Eletrobras	7,94%	Cia. Jaguari de Geração de Energia AES Corp	59,93%	426.267	Brasil
Companhia Energética de Brasília - CEB	Geração - Transmissão - Distribuição	Eletrobras	2,10%	BNDSPart	24,28%	8.025	Brasil
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-D	Distribuição	Eletrobras	32,59%	Outros	28,33%	-	Brasil
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-GT	Geração - Transmissão	Eletrobras	32,59%	Distrito Federal - DF	39,45%	747.765	Brasil
Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC	Distribuição	Eletrobras	10,75%	CEE Participações	80,20%	74.688	Brasil
Centrais Elétricas do Pará - CELPA	Distribuição	Eletrobras	0,99%	Outros	17,70%	42.037	Brasil
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	Distribuição	Eletrobras	1,56%	CEE Participações	65,92%	19.354	Brasil
Companhia Energética do Maranhão São Luís - CEMAR	Distribuição	Eletrobras	33,55%	Outros	1,49%	738.279	Brasil
Energisa MT	Distribuição	Eletrobras	22,01%	CEE Participações	65,92%	413.984	Brasil
Companhia Energetica de São Paulo - CESP	Geração - Comercialização	Eletrobras	2,05%	Estado de Santa Catarina	20,20%	118.059	Brasil
Duke Energy Geração	Geração	Eletrobras	0,47%	Angra Volt FIA	14,46%	14.566	Brasil
Companhia Energética do Ceara - COELCE	Distribuição	Eletrobras	7,06%	Poland Fia	7,53%	237.297	Brasil
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	Geração - Transmissão	Eletrobras	0,56%	Outros	47,06%	29.085	Brasil
CTEEP	Transmissão	Eletrobras	35,39%	Equatorial Energia S.A.	96,18%	2.779.582	Brasil
EMAE	Geração	Eletrobras	39,02%	Outros	2,83%	292.421	Brasil
Energisa Holding	Geração - Transmissão - Distribuição	Eletrobras	2,31%	Neoenergia	89,65%	191.068	Brasil
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	Distribuição	Eletropar	1,25%	Outros	8,79%	26.510	Brasil
EDP Energias do Brasil S.A	GT e Distribuição	Eletropar	0,31%	Equatorial Energia	65,11%	26.854	Brasil
CPFL Energia S.A	GT e Distribuição	Eletropar	0,18%	Outros	1,34%	47.774	Brasil
Mangue Seco 2	Geração	Eletrobras	49,00%	Rede Energia S.A	57,67%	17.083	Brasil
						TOTAL	25.728.783

15.6 – Ações em garantia

Tendo em vista que a Companhia possui diversas ações no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (Vide Nota 30), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 8,98% em 30 de junho de 2017 (9,56% em 31 de dezembro 2016) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo:

Notas Explicativas



CONTROLADORA			
30/06/2017			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	2.727.330	98,33%	2.681.784
EMAE	283.893	100%	283.893
CESP	118.059	98,96%	116.831
AES TIETE	426.267	99,66%	424.818
COELCE	237.297	93,57%	222.039
CGEEP	14.566	100%	14.566
ENERGISA MT	413.984	23,89%	98.901
CELPA	42.037	100%	42.037
CELPE	19.354	100%	19.354
CEEE - GT	747.765	100%	747.765
ENERGISA S.A.	191.068	88,63%	169.343
CELESC	74.688	99,98%	74.673
CEMAR	738.279	99,15%	732.004
CEB Lajeado	76.021	99,97%	75.998
SUBTOTAL	6.110.607		5.704.005

NOTA 16 – IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura para geração de energia elétrica de concessões não prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

Os bens que compõe o ativo imobilizado da Companhia, associados e identificados como ativos da concessão de serviço público, não podem ser vendidos nem dados em garantia a terceiros.

As Obrigações Especiais (obrigações vinculadas às concessões) correspondem a recursos recebidos de consumidores com o objetivo de contribuir na execução de projetos de expansão necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica e são alocadas aos empreendimentos correspondentes. Os ativos adquiridos com os correspondentes recursos são registrados no imobilizado da Companhia, conforme disposições estabelecidas pela ANEEL. Em virtude de sua natureza essas contribuições não representam obrigações financeiras efetivas, uma vez que não serão devolvidas aos consumidores.

Notas Explicativas



CONSOLIDADO					
30/06/2017					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	<i>Impairment</i>	Valor líquido
Em serviço					
Geração	47.249.085	(23.724.386)	(534.942)	(12.303.116)	10.686.641
Administração	2.550.648	(1.582.696)	(22.640)	-	945.312
Distribuição	1.398.468	(528.193)	-	-	870.275
	51.198.201	(25.835.275)	(557.582)	(12.303.116)	12.502.228
Em curso					
Geração	13.031.647	-	-	-	13.031.647
Administração	911.716	-	-	-	911.716
	13.943.363	-	-	-	13.943.363
	65.141.564	(25.835.275)	(557.582)	(12.303.116)	26.445.590

CONSOLIDADO					
31/12/2016					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	<i>Impairment</i>	Valor líquido
Em serviço					
Geração	47.456.125	(23.064.664)	(538.375)	(12.141.003)	11.712.083
Administração	2.491.860	(1.514.448)	(9.292)	-	968.119
Distribuição	1.398.468	(499.344)	-	-	899.124
	51.346.453	(25.078.456)	(547.667)	(12.141.003)	13.579.326
Em curso					
Geração	12.353.688	-	-	-	12.353.688
Administração	879.911	-	-	-	879.911
	13.233.599	-	-	-	13.233.599
	64.580.052	(25.078.456)	(547.667)	(12.141.003)	26.812.925

Notas Explicativas



Movimentação do Imobilizado

	CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2016	Adições	Transferência	Baixas	Saldo em 30/06/2017
Geração / Comercialização					
Em serviço	47.456.125	4.605	(210.529)	(1.116)	47.249.085
Depreciação acumulada	(23.064.664)	(666.196)	4.805	1.669	(23.724.386)
Em curso	12.564.811	734.753	(55.633)	(1.161)	13.242.770
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(12.141.003)	(484.641)	105.379	217.148	(12.303.117)
Achados da Investigação	(211.123)	-	-	-	(211.123)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(538.375)	(23)	(3)	3.459	(534.942)
	24.065.771	(411.502)	(155.981)	219.999	23.718.287
Distribuição					
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(499.344)	(28.849)	-	-	(528.193)
	899.124	(28.849)	-	-	870.275
Administração					
Em serviço	2.491.860	112	62.119	(3.443)	2.550.648
Depreciação acumulada	(1.514.448)	(66.473)	(7.430)	5.656	(1.582.696)
Em curso	879.911	36.013	(3.772)	(436)	911.716
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(9.292)	-	(13.368)	20	(22.640)
	1.848.030	(30.348)	37.549	1.797	1.857.028
TOTAL	26.812.925	(470.699)	(118.432)	221.796	26.445.590

	CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2015	Adições	Transferência	Baixas	Saldo em 31/12/2016
Geração / Comercialização					
Em serviço	46.003.180	184.468	1.287.960	(19.483)	47.456.125
Depreciação acumulada	(21.740.065)	(1.363.922)	27.098	12.225	(23.064.664)
Em curso	11.870.318	2.106.303	(1.355.214)	(56.596)	12.564.811
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(8.684.088)	(3.876.375)	14.048	405.412	(12.141.003)
Achados da Investigação	-	-	-	(211.123)	(211.123)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(633.602)	(2.540)	(6.951)	104.718	(538.375)
	26.815.743	(2.952.066)	(33.059)	235.153	24.065.771
Distribuição					
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(441.647)	(57.697)	-	-	(499.344)
	956.821	(57.697)	-	-	899.124
Administração					
Em serviço	2.444.828	49.578	217.570	(220.116)	2.491.860
Depreciação acumulada	(1.445.137)	(149.132)	(100.422)	180.243	(1.514.448)
Em curso	799.908	136.791	(56.719)	(69)	879.911
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(25.518)	-	-	16.226	(9.292)
	1.774.081	37.236	60.429	(23.716)	1.848.030
TOTAL	29.546.645	(2.972.527)	27.370	211.437	26.812.925

Notas Explicativas



Taxa média de depreciação e depreciação acumulada:

Geração	CONSOLIDADO			
	30/06/2017		31/12/2016	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,51%	16.595.896	2,53%	15.920.174
Nuclear	3,93%	4.632.889	3,93%	4.439.098
Térmica	3,50%	2.288.413	4,03%	2.542.610
Eólica	4,27%	200.667	6,89%	161.681
Comercialização	3,30%	6.521	3,15%	1.101
		23.724.386		23.064.664
Distribuição	3,00%	528.193	3,00%	499.344
		528.193		499.344
Administração	5,25%	1.582.696	6,00%	1.514.448
		1.582.696		1.514.448
Total		25.835.275		25.078.456

NOTA 17 – ATIVO (PASSIVO) FINANCEIRO – CONCESSÕES E ITAIPU

	CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida	46.540.179	42.743.612
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	3.197.016	3.630.829
	49.737.195	46.374.441
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	5.107.651	4.935.236
Valores a receber Parcela A e outros itens financeiros III	66.368	(9.254)
	5.174.019	4.925.982
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	2.603.848	2.585.720
	57.515.062	53.886.143
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	1.295.914	1.200.916
Total do ativo financeiro	58.810.976	55.087.059
Ativo Financeiro – Circulante	6.507.052	2.337.513
Ativo Financeiro – Não Circulante	52.303.924	52.749.546
Total do ativo financeiro	58.810.976	55.087.059

Notas Explicativas



17.1 – Ativo (Passivo) Financeiro de Itaipu

	CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
Contas a Receber	2.750.554	2.320.333
Direito de Ressarcimento	548.045	973.007
Fornecedores de Energia - Itaipu	(3.250.612)	(2.773.682)
Obrigações de ressarcimento	(1.279.590)	(1.731.675)
Total ativo (passivo) circulante	(1.231.603)	(1.212.017)
Contas a Receber	1.267.060	1.348.926
Direito de Ressarcimento	3.744.675	3.161.043
Obrigações de ressarcimento	(2.484.218)	(2.097.036)
Total ativo não circulante	2.527.517	2.412.933
Total ativo	1.295.914	1.200.916

Os efeitos da constituição do ativo financeiro Itaipu estão inseridos acima e são detalhados a seguir:

17.1.1 - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional

a) Fator de ajuste

Ao amparo da Lei 11.480/2007, foi retirado o fator de ajuste dos contratos de financiamento celebrados com Itaipu Binacional, e dos contratos de cessão de créditos firmados com o Tesouro Nacional, a partir de 2007, ficando assegurada à Companhia a manutenção integral de seu fluxo de recebimentos.

Como decorrência, foi editado o Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, regulamentando a comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional, definindo o diferencial a ser aplicado na tarifa de repasse, criando um ativo referente à parte do diferencial anual apurado, equivalente ao fator anual de ajuste retirado dos financiamentos, a ser incluído anualmente na tarifa de repasse, a partir de 2008, praticado pela Companhia, preservando o fluxo de recursos, originalmente estabelecido.

Dessa forma, passou a ser incluído na tarifa de repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional, a partir de 2008, o diferencial decorrente da retirada do fator anual de reajuste, cujos valores são definidos anualmente através de portaria interministerial dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Na tarifa de repasse em vigor em 2017, encontra-se incluído o montante equivalente a US\$ 244.681, o qual será recebido pela Companhia através de cobranças as distribuidoras, homologado pela portaria MME/MF 605/2016.

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentado no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 3.744.675 em 30 de junho de 2017, equivalentes a US\$ 1.131.937 (R\$ 3.161.043 em 31 de dezembro de 2016, equivalentes a US\$ 969.913), dos quais R\$ 2.822.053, equivalente a US\$ 853.048, serão

Notas Explicativas

repassados ao Tesouro Nacional até 2023, como decorrência da operação de cessão de crédito realizada entre a Companhia e o Tesouro Nacional, em 1999.

Tais valores serão realizados mediante a sua inclusão na tarifa de repasse a ser praticada até 2023.

b) Comercialização de energia elétrica

A Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, atribuiu à Companhia a responsabilidade pela aquisição da totalidade da energia elétrica produzida por Itaipu Binacional a ser consumida no Brasil, passando a ser a comercializadora dessa energia elétrica.

Desta forma, foi comercializado no período findo em 30 de junho 2017, o equivalente a 41.332 GWh* (45.698 GWh* em junho de 2016), sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22,60 /kW* e a tarifa de repasse (venda), US\$ 28,73 /kW* (US\$ 22,60/kW* - suprimento; US\$ 25,78/kM* - tarifa de repasse em junho de 2016).

O resultado da comercialização da energia elétrica da Itaipu Binacional, nos termos do Decreto 4.550, de 27 de dezembro de 2002, observadas as alterações introduzidas pelo Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, tem a seguinte destinação:

1) se positivo, deverá ser destinado, mediante rateio proporcional ao consumo individual, a crédito de bônus nas contas de energia dos consumidores do Sistema Elétrico Nacional Interligado, integrantes das classes residencial e rural, com consumo mensal inferior a 350 kWh*.

2) se negativo, é incorporado pela ANEEL no cálculo da tarifa de repasse de potência contratada no ano subsequente à formação do resultado.

Essa operação de comercialização não impacta o resultado da Companhia, sendo que nos termos da atual regulamentação o resultado negativo representa um direito incondicional de recebimento e se negativo uma obrigação efetiva.

No período findo em 30 de junho de 2017, a atividade foi deficitária em R\$ 147.641(R\$ 750.077 no mesmo período de 2016), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

17.2 - Ativo Financeiro – Concessão de serviço público de energia elétrica

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 57.448.694, sendo R\$ 7.694.077 registrado no ativo circulante e R\$ 49.754.617 registrado no ativo não circulante, em 30 de junho de 2017 (R\$ 53.895.397 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao ativo financeiro a realizar, detido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações

Notas Explicativas

da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e demais Instalações de Transmissão - RPC, não depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei 12.783/2013.

Em 30 de junho de 2017, o montante de R\$ 39.398.245 da rubrica do Ativo Financeiro Receita Anual Permitida no ativo não circulante contempla a estimativa dos valores atualizados relativos aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 registrado na rubrica de Ativo Financeiro Receita Anual Permitida, sendo R\$ 6.815.101 classificado no circulante e R\$ 32.583.144 no não circulante (R\$ 36.570.883 em 31 de dezembro de 2016) (vide Nota 2.1).

17.3 - Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, incorporando os saldos dos valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão. O referido evento demanda o reconhecimento do saldo de quaisquer diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros ainda não recuperados ou liquidados.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

17.3.1 - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Os montantes registrados no circulante (ativo e passivo) referem-se aos valores já homologados pela ANEEL quando do reajuste tarifário concluído em 2016, e os montantes registrados no não circulante representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário em 2017.

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
Parcela "A"		
CVA		
CCC	1.219	1.219
CDE	(11.654)	13.538
Rede Básica	24.932	130
Custo de Aquisição de Energia Elétrica	114.715	46.103
Transporte Itaipu	(686)	(369)
PROINFA	11.117	30.663
ESS e EER	(86.298)	30.273
Neutralidade dos Encargos Setoriais	4.258	6.808
Sobrecontratação	26.753	(48.684)
Outros Componentes Financeiros	(17.988)	(88.935)
Total dos valores de parcela A e outros itens financeiros	66.368	(9.254)
Ativo circulante	361.839	436.596
Ativo não circulante	47.766	22.131
Passivo circulante	(317.261)	(461.180)
Passivo não circulante	(25.976)	(6.801)
Total	66.368	(9.254)

17.4 – Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015, as contas de energia operam sob o Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidrelétricas. Para funcionar, essas usinas dependem das chuvas e do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, o custo de geração aumenta, pois essas usinas são movidas a combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor.

As bandeiras são sinalizadas em Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha e serão aplicáveis de acordo com as condições de atendimento da carga, dadas pela soma do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, Custo Marginal de Operação - CMO com os Encargos de Serviços de Sistema por Segurança Energética - ESS_SE.

Em síntese, o sistema de bandeiras, que começou a ser aplicado a partir de janeiro de 2015, reflete as condições de gerações e sinaliza aos consumidores a opção de reduzir seu consumo e influir no custo final da geração de energia. O sistema não representa um aumento propriamente de tarifa, trata-se apenas de uma forma diferente de apresentar um custo que seria condicionado na tarifa, todavia sem visibilidade pelo consumidor, e que seria por ele suportado igualmente no momento do reposicionamento tarifário anual.

Notas Explicativas



Durante o período de 1º de janeiro de 2015 até 29 de fevereiro de 2016 foi cobrada a bandeira vermelha, devido às condições mais custosas. Em março de 2016, os custos de geração foram mais favoráveis alterando para bandeira amarela. Desde abril de 2016, a bandeira tarifária aplicada é a verde, exceto no mês de novembro de 2016 e março de 2017, que foi amarela e maio de 2017, que foi vermelha. A bandeira verde não implica em acréscimos de custos às faturas de energia dos consumidores.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO			
	SALDO EM 31/12/2016	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO
Vinculados à Concessão - Geração	151.877	74.734	(84.490)	305
Em serviço	111.437	73.511	(84.490)	1.353
Ativo Intangível	263.719	83.885	(84.490)	1.057
Amortização acumulada	(112.000)	(10.374)	-	-
Obrigações especiais	294	-	-	296
Impairment	(40.576)	-	-	-
Em curso	40.440	1.223	-	(1.048)
Ativo Intangível	68.573	1.223	-	(1.048)
Obrigações especiais	(8.895)	-	-	-
Impairment	(19.238)	-	-	-
Vinculados à Concessão - Distribuição	106.249	(111.643)	107.112	5.987
Em serviço	12.332	(134.348)	107.112	44.850
Ativo Intangível	2.173.054	248	(36.886)	40.065
Amortização acumulada	(1.889.459)	(134.596)	4.938	-
Obrigações especiais	(34.207)	-	23.571	4.785
Impairment	(237.056)	-	115.489	-
Em curso	93.917	22.705	-	(38.863)
Ativo Intangível	112.898	23.547	-	(39.489)
Obrigações especiais	(18.981)	(842)	-	626
Vinculados à Concessão - Transmissão	83.837	(611)	-	(80.443)
Em serviço	82.536	(611)	-	(80.443)
Ativo Intangível	87.544	-	-	(83.953)
Amortização acumulada	(5.008)	(611)	-	3.510
Em curso	1.301	-	-	-
Ativo Intangível	1.301	-	-	-
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	419.776	(12.350)	867	79.056
Administração				
Em serviço	850.508	10	-	29.083
Amortização acumulada	(540.859)	(27.163)	-	(18)
Impairment	(38.891)	-	926	-
Em curso	169.188	14.803	(59)	(30.452)
Outros	(20.170)	-	-	80.443
Total	761.739	(49.870)	23.489	4.905

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO			
	SALDO EM 31/12/2015	ADIÇÕES	BAIXAS	SALDO EM 30/06/2016
Vinculados à Concessão - Geração	146.173	(10.599)	(789)	186.818
Em serviço	90.720	(11.560)	(789)	171.168
Ativo Intangível	188.433	12.027	(812)	289.697
Amortização acumulada	(97.287)	(23.587)	23	(118.103)
Obrigações especiais	(298)	-	-	(298)
Impairment	(128)	-	-	(128)
Em curso	55.453	961	-	15.650
Ativo Intangível	69.602	961	-	29.799
Obrigações especiais	(8.959)	-	-	(8.959)
Impairment	(5.190)	-	-	(5.190)
Vinculados à Concessão - Distribuição	248.518	(56.418)	(15.004)	194.475
Em serviço	136.482	(74.134)	(10.081)	87.229
Ativo Intangível	1.859.648	-	(22.958)	1.871.997
Amortização acumulada	(1.660.646)	(74.134)	1.025	(1.734.285)
Obrigações especiais	(62.520)	-	11.852	(50.483)
Em curso	112.036	17.716	(4.923)	107.246
Ativo Intangível	131.709	18.817	(6.504)	128.122
Obrigações especiais	(19.673)	(1.101)	1.581	(20.876)
Vinculados à Concessão - Transmissão	88.392	(1.810)	8	84.382
Em serviço	87.091	(1.810)	8	83.081
Ativo Intangível	91.151	-	-	86.956
Amortização acumulada	(4.060)	(1.810)	8	(3.875)
Em curso	1.301	-	-	1.301
Ativo Intangível	1.301	-	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	452.068	(15.419)	(24.096)	448.297
Administração				
Em serviço	831.315	2.007	(25.077)	854.750
Amortização acumulada	(478.484)	(26.962)	-	(508.737)
Impairment	(40.743)	-	926	(39.817)
Em curso	160.150	9.536	55	162.271
Outros	(20.170)	-	-	(20.170)
Total	935.149	(84.246)	(39.881)	913.971

Ativo intangível é substancialmente amortizado durante o prazo de concessão.

O prazo final das concessões das distribuidoras da Eletrobras expirou em 7 de julho de 2015. Conforme mencionado na Nota 2, as empresas de distribuição do Grupo Eletrobras procederam a rebifurcação da parcela do ativo financeiro na proporção correspondente, até 31 de dezembro de 2017, data limite para permanecer como responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos das distribuidoras.

NOTA 19 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A Companhia estima o valor recuperável de seus ativos de longo prazo com base em valor em uso tendo em vista não haver mercado ativo para a infraestrutura vinculada à concessão. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término das concessões. Quando identificada a necessidade de constituição de provisão para redução ao valor recuperável de ativos de longo prazo, esta provisão é reconhecida no resultado do período na rubrica Provisões Operacionais.

Notas Explicativas



A movimentação ocorrida no período é referente, principalmente, a adições de ativos de Angra 3, gerando um acréscimo no valor de R\$ 484.641, e a desconstrução temporária da energia eólica vendida pelo CCEAR (Contrato de Comercialização Elétrica no Ambiente Regulado) que resultou em uma reversão de *impairment* no valor de R\$ 248.337. As principais premissas utilizadas para mensuração da estimativa estão apresentadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016.

A Companhia continua monitorando as estimativas e os riscos associados na determinação do valor recuperável do empreendimento de Angra 3 e não identificou nenhum novo evento ocorrido no primeiro semestre de 2017.

Seguem abaixo as movimentações do período:

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2016	Adições	Reversões	30/06/2017
UTN Angra 3	8.949.393	484.641	-	9.434.034
UHE Samuel	435.860	-	-	435.860
UHE Batalha	407.703	-	-	407.703
Candiota Fase B	356.065	-	-	356.065
Casa Nova I	324.869	-	-	324.869
UHE Simplício	342.328	-	-	342.328
UTE Camaçari	303.911	-	-	303.911
UHE Serra da Mesa	199.184	-	-	199.184
Eólica Hermenegildo III	145.319	-	(68.695)	76.624
Eólica Hermenegildo II	143.029	-	(72.839)	70.190
UHE Passo São João	130.292	-	-	130.292
Eólica Hermenegildo I	129.769	-	(58.892)	70.877
UTE Coaracy Nunes	77.551	-	-	77.551
PCH João Borges	52.530	-	-	52.530
UHE São Domingos	44.252	-	-	44.252
PCH Rio Chapéu	41.755	-	-	41.755
Eólica Chuí IX	37.028	-	(16.722)	20.306
UTE Santana	27.840	-	-	27.840
Outros	52.138	-	(105.379)	(53.241)
Total	12.200.816	484.641	(322.527)	12.362.930

Notas Explicativas



Unidade Geradora de Caixa	31/12/2016	Adições	30/06/2017
CC 061-2001	2.077.006	-	2.077.006
LT Jauru Porto Velho	311.545	-	311.545
CC 018-2012 Mossoró Ceará Mirim	100.497	-	100.497
CC 005-2012 Jardim NSra Socorro	89.830	-	89.830
CC 006-2009 Suape II e III	88.101	-	88.101
CC 014-2008 Eunápolis TFreitas	81.995	-	81.995
CC 020-2010 Igaporã BJLapa	69.268	-	69.268
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	65.000	-	65.000
CC 017-2009 Natal III Sta Rita	59.517	-	59.517
LT Funil-Itapebi	53.541	-	53.541
LT Camaçari IV - Sapeaçu	50.106	-	50.106
CC 010-2011 Paraíso Lagoa Nova	44.800	-	44.800
SE Coletora Porto Velho	43.973	-	43.973
LT Recife II - Suape II	43.153	-	43.153
CC 010-2007 Ibicoara Brumado	40.611	-	40.611
CC 017-2012 Mirueira Jaboatão	31.184	-	31.184
CC 018-2009 Eunáp TFreitas C2	30.232	-	30.232
SE Caxias / Ijuí / N. Petrópolis / Lajeado	27.553	-	27.553
CC 019-2012 Igaporã Pindaí	21.506	-	21.506
LT Presidente Médice - Santa Cruz	20.611	-	20.611
CC 015-2012 Camaçari IV Pirajá	18.060	-	18.060
LT Campos Novos - Nova Santa Rita	16.847	-	16.847
Outros	285.102	107.026	392.128
	3.670.038	107.026	3.777.064

Concessão	31/12/2016	Reversões	30/06/2017
Amazonas D	63.610	(32.274)	31.336
Cepisa	90.885	(45.442)	45.443
Ceron	35.247	(24.918)	10.329
Ceal	32.446	(12.855)	19.591
Boa Vista	14.868	-	14.868
Total	237.056	(115.489)	121.567

Seguem abaixo as posições de impairment no período:

	30/06/2017			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	12.303.117	-	-	12.303.117
Intangível	59.814	-	121.567	181.381
Ativo Financeiro	-	3.777.064	-	3.777.064
Total	12.362.931	3.777.064	121.567	16.261.562

	31/12/2016			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	12.141.003	-	-	12.141.003
Intangível	59.813	-	237.056	296.869
Ativo Financeiro	-	3.670.038	-	3.670.038
Total	12.200.816	3.670.038	237.056	16.107.910

Notas Explicativas

**NOTA 20 – FORNECEDORES**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	130.951	107.582	8.501.645	7.987.651
Energia Comprada para Revenda	397.971	333.394	1.457.568	1.482.755
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	425.629	188.895
	<u>528.922</u>	<u>440.976</u>	<u>10.384.842</u>	<u>9.659.301</u>
NÃO CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	8.069.465	8.200.930
Energia Comprada para Revenda	-	-	1.545.432	1.581.890
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.614.897</u>	<u>9.782.820</u>
	<u>528.922</u>	<u>440.976</u>	<u>19.999.739</u>	<u>19.442.121</u>

No passivo de fornecedores estão registradas as transações com fornecimento de bens, materiais e serviços, destacando principalmente, no passivo circulante, a dívida corrente com a BR Distribuidora S.A. no montante de R\$ 2.461.028 (R\$ 2.275.768 em 31 de dezembro de 2016) e com a Companhia de Gás do Amazonas-Cigás no montante de R\$ 3.943.955 (R\$ 3.484.755 em 31 de dezembro de 2016), referente ao fornecimento de derivados de petróleo para produção energia elétrica.

O contrato entre a Petrobrás e a Cigás, com interveniência-anuência da Amazonas D, cujo objeto é a venda, por parte da Petrobras, e a compra, por parte da Cigás, para fins de geração termoelétrica pela Amazonas D ou para outro concessionário de geração de energia elétrica ou Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, dispõe, em cláusula específica, que os créditos que a Cigás possui contra a Amazonas D vencidos há mais de quarenta e cinco dias e que sejam objeto de repasse a Petrobras serão cedidos automaticamente a esta, independentemente de qualquer notificação.

O 2º CCD foi dividido em 3 instrumentos particulares de confissão de dívida e respectivos parcelamentos firmados com a Petrobras Distribuidora S/A, relativo ao fornecimento de produtos derivados de petróleo, assinados em 31/12/2014, sendo os mais relevantes nos respectivos montantes i) Contrato I no montante de R\$ 3.257.366, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 3.955.610; ii) Contrato II no montante de R\$ 2.925.921, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 3.559.147 e iii) Contrato III no montante de R\$ 1.018.441, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 1.238.851. Os instrumentos preveem amortização em 120 (cento e vinte) parcelas mensais e sucessivas, pela variação pro rata dia, considerado desde a data da assinatura do contrato até a data do seu respectivo vencimento, sendo que o vencimento da primeira parcela foi em 20/02/2015 e a última parcela em 30/01/2025. Cabe destacar que a inadimplência com a Petrobras e Cigás é oriunda dos atrasos nos repasses dos recursos financeiros advindos da CDE/CCC.”

Em 30 de junho de 2017, o saldo reconhecido pela Companhia referente ao direito de reembolso junto à Petrobras no valor de R\$ 2.656.445 referente a diferença do preço da parcela do transporte do gás. Maiores detalhes na Nota 11 a.1.

Notas Explicativas

**NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	62.543	60.504
Venda antecipada de energia - BTG Pactual	-	-	223.547	-
Venda antecipada de energia - Infinity	-	-	40.823	-
Adiantamentos de clientes - PROINFA	553.688	560.277	553.688	560.277
	553.688	560.277	880.601	620.781
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	558.475	592.215
	-	-	558.475	592.215
TOTAL	553.688	560.277	1.439.076	1.212.996

21.1 – ALBRAS

A controlada Eletronorte celebrou venda de energia elétrica com a ALBRAS, em 2004, para fornecimento por um período de 20 anos, sendo 750 MW* médios/mês, até dezembro de 2006 e 800 MW* médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, tendo como parâmetro a tarifa de equilíbrio da UHE Tucuruí, acrescida de um prêmio, calculado em função da cotação do alumínio na *London Metal Exchange (LME)* - Inglaterra. Essa constituição de preço se constitui em um derivativo embutido (Vide Nota 44).

Com base nessas condições, a ALBRAS efetuou a compra antecipada de créditos de energia elétrica, com pagamento antecipado de R\$ 1.200.000, que se constituiu em crédito, em MW, de 43 MW* médios/mês, de junho de 2004 a dezembro de 2006 e 46 MW* médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, a ser amortizado durante o período de fornecimento, em parcelas mensais expressas nesses MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês de faturamento, conforme detalhado a seguir:

Cliente	Datas do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 MW até 31/12/2006 e 800 MW a partir de 01/01/2007 315 MW
BHP	01/07/2004	31/12/2017	

A posição e movimentação desse passivo são demonstradas a seguir:

Saldo em 31/12/2016	Amortizações Efetuadas	Ganhos/Perdas	Saldo em 30/06/2017	Circulante	Não Circulante
652.719	(33.740)	2.039	621.018	62.543	558.475

Saldo em 31/12/2015	Amortizações Efetuadas	Ganhos/Perdas	Saldo em 30/06/2016	Circulante	Não Circulante
713.914	(28.238)	(1.716)	683.960	60.504	623.546

Notas Explicativas**21.2 – PROINFA**

O PROINFA, instituído pela Lei 10.438/2002, e suas alterações, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.

A Companhia assegura a compra da energia elétrica produzida, pelo período de 20 anos, contados a partir de 2006, e repassa esta energia às concessionárias de distribuição, consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos.

As concessionárias de distribuição e de transmissão pagam à Companhia o valor de energia em quotas, equivalente ao custo correspondente à participação dos consumidores cativos, dos consumidores livres e dos autoprodutores conectados às suas instalações, em duodécimos, no mês anterior ao de competência do consumo da energia.

As operações relativas à compra e venda de energia no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia.

21.3. BTG Pactual Comercializadora de Energia Ltda

Neste semestre, a controlada Eletronorte contratou, por meio de leilão, o fornecimento de energia elétrica com a BTG Pactual, cujo pagamento se deu de forma antecipada e integral, correspondente à entrega de energia contratada para todo o período de fornecimento. As condições dos contratos estão detalhadas abaixo:

- 1) Leilão BTG Nº 05/2017 – por meio do contrato de compra e venda de energia elétrica, celebrado em 31 de março de 2017, a controlada contratou o fornecimento de 200 MW médios/mês ao preço de R\$ 184,93/MWh (fixo e irrevogável), pelo período de 01 de julho a 31 de dezembro de 2017.
- 2) Leilão BTG Nº 12862/2017 - por meio do contrato de compra e venda de energia elétrica, celebrado em 20 de fevereiro de 2017, a controlada contratou o fornecimento de 100 MW* médios/mês ao preço de R\$ 136,47/MWh (fixo e irrevogável), pelo período de 01 de julho a 31 de dezembro de 2017.
- 3) Leilão BTG Nº 12937/2017 - por meio do contrato de compra e venda de energia elétrica, celebrado em 20 de fevereiro de 2017, a controlada contratou o fornecimento de 300 MW* médios/mês ao preço do PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste referente ao mês de março de 2016 – R\$ 6,50, pelo período de 01 de março a 31 de março de 2017.

21.4. Infinity do Brasil Comercializadora de Energia Ltda

A controlada Eletronorte foi vencedora do leilão de compra e venda de energia, promovido pela compradora Infinity, para compra e venda de 50 MW* médios de energia ao preço de R\$ 184,93/MWh, pelo período de suprimento de 01 de julho a 31 de dezembro de 2017, cuja entrega de energia será feita de maneira simbólica no centro de gravidade do submercado norte.

Notas Explicativas

O pagamento foi efetuado de forma antecipada e integral no valor de R\$ 40.823 e corresponde à entrega de energia feita pela Comercializadora Infinity à controlada da quantidade contratada para todo o período de suprimento.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS**22.1 - Reserva Global de Reversão (RGR)**

A Companhia é autorizada a sacar recursos da RGR, aplicando-os na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal.

Desta forma, a Companhia toma recursos junto à RGR, reconhecendo uma dívida para com este Fundo, e aplica em projetos específicos de investimento, por ela financiados, que tenham por objetivo:

- a) expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica;
- b) incentivo às fontes alternativas de energia elétrica;
- c) estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- d) implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;
- e) iluminação pública eficiente;
- f) conservação de energia elétrica através da melhoria da qualidade de produtos e serviços;
- g) universalização de acesso à energia elétrica.

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR e utilizados na concessão de financiamentos às empresas do setor elétrico brasileiro, com juros de 5% ao ano. Em 30 de junho de 2017, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 6.831.219 (R\$ 6.647.839 em 31 de dezembro de 2016), incluídos na rubrica Financiamentos e Empréstimos.

Os recursos que compõem o Fundo RGR não fazem parte destas demonstrações, constituindo-se em entidade distinta da Companhia.

A Companhia era responsável pela gestão de recursos setoriais da Reserva Global de Reversão – RGR e outros. Em conformidade com a Lei nº 13.360/2016, regulamentada pelo Decreto nº 9.022/2017, e com o Despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL nº 1.079, de 18 de abril de 2017, a responsabilidade pelo orçamento, gestão e movimentação desses Fundos Setoriais foi transferida para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, desde 1º de maio de 2017 (vide Nota 1).

Notas Explicativas



22.2 - Composição dos empréstimos e financiamentos:

30/06/2017								
CONTROLADORA					CONSOLIDADO			
ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL			ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	651	61.552	-	4,98%	962	86.526	337.146
Corporación Andino de Fomento - CAF	3,56%	4.225	299.224	304.998	3,56%	4.225	299.224	304.998
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,47%	-	9.550	214.087	2,47%	-	9.550	214.087
Eximbank	2,00%	301	64.612	-	2,00%	301	64.612	-
BNP Paribas	2,18%	317	116.201	406.702	2,18%	317	116.201	406.702
BIRD 7884	2,34%	4.976	130.230	586.364	2,34%	4.976	130.230	586.364
		10.469	681.370	1.512.151		10.781	706.343	1.849.297
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	109.030	-	3.308.200	6,88%	109.030	-	3.308.200
Vencimento 27/10/2021	5,75%	67.634	-	5.789.350	5,75%	67.634	-	5.789.350
		176.665	-	9.097.550		176.664	-	9.097.550
Outros								
MORGAN	-	-	-	-	-	-	-	10.990
LLOYDS	-	-	-	-	-	-	-	1.318
	-	-	-	-	-	-	-	12.308
		187.134	681.370	10.609.701		187.445	706.343	10.959.155
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão	-	-	6.831.219	-	25	3.279	7.238.480	-
FIDC	-	-	-	-	2.554	-	661.871	-
Banco do Brasil	8,04%	666.238	2.876.788	-	48.878	1.077.693	4.456.527	-
Caixa Econômica Federal	5,031	416.400	1.797.992	-	155.558	1.397.967	7.923.029	-
BNDES	430.953	750.000	-	-	472.487	1.204.461	6.782.665	-
Banco da Amazônia	-	-	-	-	14.393	227.125	390.795	-
Santander	-	-	-	-	568	3.420	146.580	-
State Grid	-	-	-	-	13.359	-	655.252	-
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	10.536	323.253	781.714	-
		444.033	1.832.638	11.505.999		718.358	4.237.198	29.036.913
		631.166	2.514.008	22.115.700		905.803	4.943.541	39.996.068

31/12/2016								
CONTROLADORA					CONSOLIDADO			
ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL			ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	1.037	60.639	30.321	4,40%	1.382	85.242	374.763
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,31%	4.607	469.378	360.566	2,31%	4.607	469.378	360.566
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,73%	15	4.349	199.347	2,73%	15	4.349	199.347
Eximbank	2,00%	433	61.287	30.633	2,00%	433	61.287	30.633
BNP Paribas	1,17%	362	114.476	457.904	1,17%	362	114.476	457.904
Outras		5.118	128.294	641.807		5.119	128.296	641.808
		11.573	838.423	1.720.577		11.918	863.028	2.065.021
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	109.546	-	3.259.100	6,87%	109.546	-	3.259.100
Vencimento 27/10/2021	5,75%	67.672	-	5.703.425	5,75%	67.672	-	5.703.425
		177.218	-	8.962.525		177.218	-	8.962.525
Outros								
MORGAN	-	-	-	-	-	-	-	10.846
LLOYDS	-	-	-	-	-	-	-	1.299
	-	-	-	-	-	-	-	12.145
		188.790	838.423	10.683.102		189.136	863.028	11.039.691
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão	-	-	6.647.839	-	-	-	6.647.839	-
Banco do Brasil	9,254	649.157	375.000	-	69.704	900.478	2.138.476	-
Caixa Econômica Federal	5,784	405.723	3.209.908	-	112.956	1.088.475	9.230.810	-
BNDES	550.353	750.000	2.006.192	-	595.993	1.160.612	8.890.627	-
Banco da Amazônia	-	-	-	-	16.289	226.500	404.998	-
Notas Promissórias	-	-	-	-	35.310	250.000	-	-
Santander	-	-	-	-	-	177.311	354.622	-
State Grid	-	-	-	-	-	-	318.471	-
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	22.119	125.636	761.347	-
		565.392	1.804.880	12.238.939		852.371	3.929.012	28.747.190
		754.182	2.643.303	22.922.041		1.041.507	4.792.040	39.786.881

Notas Explicativas



22.3 - Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

CONTROLADORA							
	31/12/2016	Captação / Custo	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Custos incorridos e pagos	Juros Pagos	Amortização do Principal	30/06/2017
Empréstimos e Financiamentos							
Moeda Estrangeira							
Instituições Financeiras							
BID	91.997	-	1.293	-	(2.033)	(29.052)	62.204
Corporación Andino de Fomento - CAF	834.550	-	29.602	-	(14.497)	(241.207)	608.447
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KFW	203.712	-	22.934	-	(3.009)	-	223.637
Eximbank	92.353	-	4.358	-	(924)	(30.874)	64.913
BNP Paribas	572.741	-	14.185	-	(6.035)	(57.672)	523.219
Outras	775.220	-	16.062	-	(8.478)	(61.234)	721.570
Bônus							
Vencimento 30/07/2019	3.368.646	-	175.080	-	(126.496)	-	3.417.230
Vencimento 27/10/2021	5.771.097	-	265.825	-	(179.938)	-	5.856.984
	11.710.315	-	529.339	-	(341.410)	(420.039)	11.478.205
Moeda Nacional							
Instituições financeiras							
Reserva Global de Reversão	6.647.839	800.654	189.065	-	(81.325)	(725.015)	6.831.219
BNDES	1.675.353	-	88.004	-	(207.405)	(375.000)	1.180.953
Banco do Brasil	3.868.319	-	248.675	-	(249.883)	(316.037)	3.551.075
Caixa Econômica Federal	2.417.699	-	155.424	-	(156.177)	(197.523)	2.219.423
	14.609.211	800.654	681.168	-	(694.789)	(1.613.575)	13.782.669
TOTAL	26.319.526	800.654	1.210.507	-	(1.036.198)	(2.033.615)	25.260.874
CONSOLIDADO							
	31/12/2016	Captação / Custo	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Custos incorridos e pagos	Juros Pagos	Amortização do Principal	30/06/2017
Empréstimos e Financiamentos							
Moeda Estrangeira							
Instituições Financeiras							
BID	461.387	-	10.508	-	(5.821)	(41.439)	424.634
Corporación Andino de Fomento - CAF	834.550	-	29.602	-	(14.497)	(241.207)	608.447
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KFW	203.712	-	22.934	-	(3.009)	-	223.637
Eximbank	92.353	-	4.358	-	(924)	(30.874)	64.913
BNP Paribas	572.741	-	14.186	-	(6.035)	(57.672)	523.220
Outras	775.220	-	16.054	-	(8.478)	(61.234)	721.562
Bônus							
Vencimento 30/07/2019	3.368.646	-	175.080	-	(126.496)	-	3.417.230
Vencimento 27/10/2021	5.771.097	-	265.825	-	(179.938)	-	5.856.984
Outros							
MORGAN	10.846	-	385	-	(241)	-	10.990
LLOYDS	1.299	-	19	-	-	-	1.318
	12.091.850	-	538.951	-	(345.439)	(432.426)	11.852.936
Moeda Nacional							
Instituições financeiras							
Reserva Global de Reversão	6.647.839	1.209.708	190.576	-	(81.325)	(725.015)	7.241.784
BNDES	9.016.040	325	426.460	-	(397.308)	(585.902)	8.459.613
Banco do Brasil	5.943.566	-	369.240	-	(389.207)	(340.502)	5.583.098
Banco do Nordeste do Brasil	215.837	-	7.569	-	(7.600)	(24.680)	191.126
BRDE	176.331	-	8.516	-	(8.097)	(10.512)	166.238
Caixa Econômica Federal	9.228.525	499.999	537.425	-	(405.229)	(384.170)	9.476.554
Santander	-	150.000	1.288	-	(720)	-	150.568
BASA	647.787	-	23.462	-	(25.358)	(13.577)	632.313
FINEP	161.362	-	3.680	-	(3.174)	(11.666)	150.202
Banco ABC - 30MM	30.040	-	2.268	-	(2.247)	-	30.061
BBM	-	111.000	426	-	-	-	111.426
IBM	6.742	-	(393)	-	-	(1.266)	5.083
Outros							
Notas promissórias	285.310	-	4.441	-	(39.751)	(250.000)	-
FIDC	-	690.000	39.705	(29.666)	(35.614)	-	664.425
Cessão de Crédito - Santander	531.933	18.096	1.208	-	(89.862)	97.101	461.375
State Grid	637.267	-	31.344	-	-	-	668.611
	33.528.580	2.679.128	1.647.215	(29.666)	(1.485.491)	(2.250.189)	33.992.476
TOTAL	45.620.430	2.679.128	2.186.166	(29.666)	(1.830.929)	(2.682.616)	45.845.412

Notas Explicativas**Controladora**

A Eletrobras firmou contrato para abertura de crédito no valor bruto de R\$ 6.500.000, junto à Caixa Econômica Federal e ao Banco do Brasil, à remuneração de 119,5% da variação acumulada da Taxa DI, para atender suas necessidades de capital de giro e seu plano de investimentos. Até 31 de dezembro de 2014, a Companhia captou as duas primeiras parcelas de desembolso no valor total de R\$ 4.500.000, sendo R\$ 2.769.231 desembolsado pelo Banco do Brasil e R\$ 1.730.769 pela Caixa Econômica Federal. A terceira parcela de desembolso, foi sacada em 30 de janeiro 2015, no valor de R\$ 2.000.000, sendo R\$ 1.230.769 desembolsada pelo Banco do Brasil e R\$ 769.231 pela Caixa Econômica Federal.

De acordo com o despacho da ANEEL nº 2447, de 13 de setembro de 2016, a Companhia está autorizada a contratar e repassar recursos do fundo de RGR para a prestação de serviço público de distribuição de energia. A Eletrobras, no semestre findo em 30 de junho de 2017, contratou e repassou recursos do fundo RGR para as concessionárias Amazonas D, CEA, e Boa vista no montante de R\$ 800.654. A taxa de juros utilizada para o empréstimo é de 111% da Selic.

Controlada Eletronuclear

Em 28 de junho de 2013, foi assinado um contrato entre a Controlada Eletronuclear e a Caixa Econômica Federal (CEF) no montante de R\$ 3.800.000, para financiamento de parte dos empreendimentos de Angra 3. O prazo do contrato é de 25 anos, a partir da data de assinatura, com a taxa de juros de 6,5% a.a. Em 21 de março de 2016, foi efetuado o segundo pedido de desembolso à CEF, no valor de R\$ 478.000.

Em decisão da diretoria do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, em 12 de julho de 2016, foi autorizada a renegociação da dívida do contrato nº 10.2.2032.1, assinado entre o BNDES e a controlada em 23 de fevereiro de 2011, com a suspensão do início do pagamento do principal da dívida e a suspensão parcial do pagamento dos juros apurados mensalmente. Com relação aos encargos da dívida, foi suspenso o pagamento de 70% dos juros durante o período de 15 de julho de 2016 até 15 de fevereiro de 2017. Durante este período, 30% do montante de juros apurado deveria ser liquidado financeiramente, enquanto que o restante seria capitalizado ao saldo devedor. A partir de 15 de março de 2017, a controlada passou a pagar a totalidade do valor dos encargos apurados mensalmente.

Em 8 de março de 2017, o BNDES autorizou nova renegociação da dívida referente ao Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, destinado à construção do empreendimento de Angra 3. Nos termos aprovados, foi definido: I) a prorrogação, até 15.09.2017, da suspensão do pagamento do principal e de 70% dos juros apurados mensalmente, independente da celebração de aditivo contratual, mantendo a capitalização dos juros apurados não pagos; II) a manutenção da suspensão do pagamento do principal de 15.10.2017 até 15.01.2018, condicionada à comprovação ao BNDES, até 15.09.2017: a) do pronunciamento favorável do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE quanto à viabilidade da continuidade da implantação do projeto; b) da vigência do contrato de execução das obras civis com a Andrade Gutierrez ou da publicação do edital de licitação de serviços de obras civis para conclusão do projeto; e c) da publicação dos editais de licitação para serviços de montagem eletromecânica do projeto; e III) a incorporação, ao saldo devedor do Contrato Nº 10.2.2032.1, referente ao valor da Comissão de Renegociação, equivalente a 0,5% (cinco décimos por cento) incidente sobre o saldo devedor total renegociado, acrescido de IOF, na forma do Subcrédito D.

Notas Explicativas**Controlada Furnas**

Durante o exercício de 2016, ocorreu a liberação dos 1º ao 4º desembolsos do contrato da controlada Furnas junto ao BNDES no valor total de R\$ 232.799; liberação do 6º ao 14º desembolsos do Contrato de Mútuo com a State Grid Brazil Holding no valor total de R\$ 158.872; liberação do financiamento da controlada Furnas junto a Caixa Econômica Federal (FINISA) no valor de R\$ 1.130.000; e a repactuação das parcelas os meses de abril, maio, junho e julho de 2016 de principal e encargos dos empréstimos e financiamentos junto a Eletrobras (ECF e ECR), em novembro de 2016, no valor de R\$ 194.950.

Houve liberação de empréstimos junto ao Banco Santander no valor de R\$ 150.000 e ao Banco BBM no valor de R\$ 100.000; e acréscimo ao saldo devedor da Cessão de Crédito com o Banco Santander no valor de R\$ 19.303 referente ao reajuste do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA aplicado no mês de maio e liberação de empréstimo realizado pela controlada Transenergia Goiás S.A com o Banco BBM no valor de R\$ 11.000.

Controlada Eletronorte

A Administração da controlada Eletronorte aprovou, em 12 de janeiro de 2017, um empréstimo no valor de R\$ 500.000 junto à Caixa Econômica Federal por meio de Cédula de Crédito Bancário – CCB, com aval da Eletrobras, com intuito de reforço financeiro ao fluxo de caixa da controlada. A linha de crédito será disponibilizada na medida em que se fizer necessária a captação.

Controlada Eletrosul

A controlada Eletrosul estruturou operação de crédito por meio de emissão de cotas de Fundo de Investimento em Direitos Creditórios de Transmissão Infinity DI (FIDC Infinity DI) no montante de R\$ 690.000 lastreada em recebíveis do Contrato de Concessão de Transmissão ANEEL nº 057/2001, com o objetivo de captar recursos para destinação ao plano de investimento da Companhia, reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos seus projetos de investimentos, bem como o resgate antecipado da totalidade das Notas Promissórias da 2ª emissão da Eletrosul, com vencimento em 02 de março de 2017, no valor total de R\$ 289.751. As condições da operação foram aprovadas pelo Conselho de Administração da Eletrosul em 21 de junho de 2016 e a sua liquidação ocorreu em 24 de janeiro de 2017.

Detalhes do FIDC:

- Data de liberação: 24/01/2017;
- Prazo amortização: 60 meses;
- Carência do principal: 24 meses;
- Amortização do principal: customizada, a partir do 24º mês;
- Amortização dos juros: mensal.

Distribuidoras

Os empréstimos obtidos pelas controladas junto a Câmara de Comercialização de energia Elétrica - CCEE com recursos da RGR foram realizados em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.079, em razão da não prorrogação da concessão, com vistas a assegurar a prestação adequada dos serviços até que haja licitação e assunção por um novo concessionário, com carência de 12 (doze) meses e amortização em 36 parcelas mensais após o fim da carência,

Notas Explicativas



com taxa de administração de 0,5% ao ano "pro rata temporis" sobre o saldo devedor, vencíveis no dia 30 de cada mês e juros equivalentes a 111% (cento e onze por cento) da taxa SELIC, divulgada pelo BACEN, calculados "pro rata temporis" sobre o saldo devedor, incorporado durante o período de carência. Os respectivos saldos em 30 de junho de 2017 das controladas Ceron, Eletroacre, Amazonas D, Cepisa e Ceal desses empréstimos são R\$ 59.020, R\$ 21.995, R\$ 164.335, R\$ 99.028 e R\$ 66.162, respectivamente.

22.3 Composição dos empréstimos e financiamentos (por tipo de moeda e indexador):

As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras, estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2017 é de 7,94% a.a. (9,65% a.a. em 2016), e possuem o seguinte perfil:

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	30/06/2017		31/12/2016		30/06/2017		31/12/2016	
	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%
Moeda estrangeira								
USD não indexado	9.336.418	37%	9.231.738	35%	9.347.408	20%	9.242.584	20%
USD com LIBOR	1.853.232	7%	2.182.512	8%	2.215.662	5%	2.551.902	6%
EURO	223.637	1%	203.712	1%	223.637	0%	203.712	0%
IENE	64.915	0%	92.353	0%	64.915	-	92.353	-
Outros	-	-	-	-	1.319	-	1.304	-
Subtotal	11.478.203	45%	11.710.315	44%	11.852.942	26%	12.091.855	27%
Moeda nacional								
CDI	5.770.499	23%	6.286.018	24%	13.165.282	29%	12.701.548	28%
IPCA	-	-	-	-	461.375	0%	531.933	1%
TJLP	-	-	-	-	7.299.660	16%	10.063.827	22%
SELIC	1.180.953	5%	1.675.353	6%	1.216.428	3%	1.675.353	4%
Outros	-	0%	-	-	1.715.890	4%	1.359.417	3%
Subtotal	6.951.453	28%	7.961.371	30%	23.858.636	52%	26.332.078	58%
Não Indexado	6.831.219	27%	6.647.840	25%	10.133.835	22%	7.196.495	16%
Total	25.260.874	100%	26.319.526	100%	45.845.412	100%	45.620.428	100%

A parcela de longo prazo dos empréstimos e financiamentos tem seu vencimento assim programado:

	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022	Total
Controladora	1.333.599	5.743.844	2.168.663	7.698.640	1.059.198	4.111.757	22.115.700
Consolidado	3.269.970	8.250.934	4.152.021	9.331.499	2.269.457	12.722.188	39.996.068

22.3 – Operação de arrendamento mercantil financeiro:

O valor nominal utilizado no cálculo dos ativos e passivos originados pelos referidos contratos foi encontrado tomando como referência o valor fixado para a contratação de potencia mensal contratada, multiplicada pela capacidade instalada (60 a 65 MW*) e pela quantidade de meses de vigência do contrato.

A conciliação entre o total dos pagamentos mínimos futuros do arrendamento financeiro da Companhia e o seu valor presente, estão demonstradas no quadro abaixo:

Notas Explicativas

	CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
Menos de um ano	209.227	212.698
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902
Mais de cinco anos	610.241	714.854
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	(531.520)	(594.950)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	1.124.850	1.169.504
Menos de um ano	136.907	136.662
Mais de um ano e menos de cinco anos	568.345	558.094
Mais de cinco anos	419.598	474.748
Valor presente dos pagamentos	1.124.850	1.169.504

Notas Explicativas



22.4 – GARANTIAS

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos cujos montantes garantidos, projeções e valores já pagos estão demonstrados nos quadros seguintes:

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 30/06/2017	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.348.431	23.484	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.267.992	12.680	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	362.284	3.623	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Garantia de Fiel Cumprimento de Contrato	SPE	15,00%	39.225	39.225	392	30/04/2019
Eletrobras	Rouar	CAF	SPE	50,00%	32.313	32.313	323	30/09/2017
Eletrobras	Mangue Seco 2	BNB	SPE	49,00%	40.951	34.645	346	14/10/2031
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	889.663	8.897	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	240.719	2.407	15/01/2035
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	880.733	8.807	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	238.744	2.387	15/01/2035
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	223.419	86.295	863	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	126.221	48.452	485	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	170.029	19.612	196	15/10/2018
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	Corporativo	100,00%	182.417	132.995	1.330	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	182.417	133.016	1.330	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	121.837	1.218	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	9.376	94	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BDRE	Corporativo	100,00%	50.000	9.352	94	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	18.805	188	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	21.817	218	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	166.713	1.667	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	41.898	29.964	300	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	9.413	7.350	74	15/08/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	12.000	10.069	101	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	7.610	76	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	195.303	1.953	15/11/2023
Eletrosul	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	332.151	3.322	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	330.277	3.303	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	160.680	176.195	1.762	30/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	49,00%	91.943	21.500	215	15/06/2030
Eletrosul	Chuí Holding	BNDES	SPE	49,00%	186.082	174.715	1.747	15/12/2031
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	BNDES	SPE	80,00%	209.974	173.521	1.735	15/07/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	80,00%	62.040	87.741	877	15/09/2026
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	197.950	205.030	2.050	16/06/2031
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BRDE	SPE	49,00%	98.000	102.947	1.029	16/06/2031
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	44.100	57.050	571	15/06/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea do Brasil	BNDES	SPE	51,00%	252.108	227.805	2.278	15/02/2029
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	29.854	50.183	502	30/12/2038
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	136.064	173.454	1.735	30/12/2042
Eletrosul	Complexo Eólico Livramento - Entorno II	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	227.550	2.275	07/08/2017
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.566	106.119	1.061	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.764	46.368	464	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.590	106.066	1.061	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.775	46.385	464	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S/A	BNDES	SPE	99,99%	93.367	90.442	904	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S/A	BRDE	SPE	99,99%	40.703	39.518	395	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Chuí IX S/A	BNDES	SPE	99,99%	31.561	30.572	306	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Chuí IX S/A	BRDE	SPE	99,99%	13.758	13.358	134	15/06/2032
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul 3	FIDC DI	Corporativo	100,00%	690.000	692.554	6.926	20/01/2022
Eletrosul	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	7.407	74	15/11/2024
Eletrosul	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	18.179	182	15/11/2024
Eletrosul	Ribeiro Gonçalves/Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	54.444	544	03/06/2031
Eletrosul	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	18.751	188	10/01/2029
Eletrosul	Subestação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	6.190	62	15/03/2028
Eletrosul	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	20.634	206	15/08/2028
Eletrosul	Ampliação da Subestação Lechuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	23.629	236	15/10/2028
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	49,00%	514.500	443.300	4.433	15/12/2029
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	98.000	138.840	1.388	15/09/2026
Eletrosul	Linha Verde Transmissora	BASA	Corporativo	100,00%	185.000	195.624	1.956	10/11/2032
Eletrosul	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.300	91.461	915	15/12/2026
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	505.477	375.509	3.755	15/11/2028
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	202.948	2.029	15/10/2031
Eletrosul	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	203.545	2.035	10/07/2031
Eletrosul	Rio Branco Transmissora	BNDES	Corporativo	100,00%	138.000	104.666	1.047	15/03/2027
Eletrosul	Transmissora Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	35.447	354	01/02/2029
Eletrosul	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	28.001	280	15/05/2026
Eletrosul	Brasventos Missaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	26.028	260	15/10/2029
Eletrosul	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	353.910	3.539	15/08/2032
Eletrosul	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	188.484	1.885	15/08/2032
Eletrosul	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	321.148	3.211	28/07/2029
Eletrosul	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	China Construction Bank	SPE	24,50%	93.100	94.736	947	20/12/2017
Eletrosul	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	Bank of America / Merrill Lynch	SPE	24,50%	34.300	36.450	364	29/12/2017
Eletrosul	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	3.128.109	31.281	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.688.966	16.890	15/01/2042
Eletrosul	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	482.562	4.826	15/01/2042
Eletrosul	Implantação do PAR e PMIS	BNDES	Corporativo	100,00%	361.575	300.049	3.000	15/12/2023
Eletrosul	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	283.411	228.337	2.283	15/08/2028
Eletrosul	Reforço à Estrutura de Capital de Giro	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	306.667	3.067	30/04/2019
Eletrosul	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	310.658	3.107	15/06/2038
Eletrosul	Reforço à Estrutura de Capital de Giro 2	CEF	Corporativo	100,00%	500.000	464.286	4.643	30/03/2021

Notas Explicativas

Eletrobras

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 30/06/2017	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletro nuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.163.366	3.610.143	36.101	15/06/2036
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	889.663	8.897	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	240.719	2.407	15/01/2035
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	880.733	8.807	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	238.744	2.387	15/01/2035
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.195	59.450	594	15/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.348.431	23.484	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.267.992	12.680	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	362.284	3.623	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	76.618	766	10/07/2032
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	390.251	361.589	3.616	15/02/2030
Chesf	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	120.629	1.206	18/03/2025
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	250.259	2.503	28/02/2020
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 2	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	202.071	2.021	27/02/2019
Chesf	IE Garanhuns S/A	BNDES	SPE	49,00%	175.146	146.598	1.466	15/12/2028
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 3	BNDES	Corporativo	100,00%	727.560	378.568	3.786	15/06/2029
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 4	BNDES	Corporativo	100,00%	475.454	224.201	2.242	15/06/2029
Chesf	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	186.178	1.862	15/06/2038
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 5	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	201.941	2.019	06/09/2021
Furnas	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	143.314	1.433	15/12/2025
Furnas	UHE Simplicio	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	617.253	6.173	15/07/2026
Furnas	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	100,00%	60.153	34.577	346	15/07/2026
Furnas	DIVERSOS	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	756.534	7.565	31/10/2018
Furnas	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	218.120	2.181	07/02/2018
Furnas	Projetos de Inovação	FINPE	Corporativo	100,00%	268.503	150.202	1.502	15/11/2023
Furnas	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	371.786	3.718	06/12/2023
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.594.159	1.999.558	19.996	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.574.659	2.065.532	20.655	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	234.273	2.343	15/12/2030
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	163.800	222.087	2.221	24/01/2023
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	273.000	343.898	3.439	01/03/2024
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	435.508	362.266	3.623	15/09/2027
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	217.754	183.362	1.834	15/09/2027
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	4.009	2.753	28	15/09/2027
Furnas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	8.294	83	15/04/2023
Furnas	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	26.028	260	15/10/2029
Furnas	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	75.369	754	10/07/2032
Furnas	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	390.251	353.742	3.537	15/02/2030
Furnas	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	120.225	1.202	18/03/2025
Furnas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	332.185	3.322	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	330.311	3.303	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	160.680	176.195	1.762	31/05/2032
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	2.418	1.622	16	15/05/2023
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	5.536	4.473	45	15/03/2028
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	334.104	3.341	28/07/2029
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	China Construction Bank	SPE	24,50%	93.100	94.736	947	20/12/2017
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	353.910	3.539	15/08/2032
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	188.484	1.885	15/08/2032
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	Bank of America / Merrill Lynch	SPE	24,50%	34.300	36.450	364	29/12/2017
Furnas	Mata de Santa Genebra	Emissão de Debêntures	SPE	49,90%	234.031	262.977	2.630	30/06/2017
Furnas	Plano de Investimentos 2012-2014	BNDES	Corporativo	100,00%	441.296	216.339	2.163	15/06/2029
Furnas	Empresa de Energia São Manoel	BNDES	SPE	33,33%	437.996	364.280	3.643	12/12/2038
Furnas	Empresa de Energia São Manoel	Emissão de Debêntures	SPE	33,33%	93.332	105.866	1.059	15/12/2018
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	2.405.979	2.947.736	29.477	30/01/2025
Eletroacre	Eletroacre	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	91.774	80.685	807	30/01/2025
Boa Vista	Boa Vista	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	19.320	15.109	151	31/12/2024
Cepisa	Projeto Corporativo	CEF	Corporativo	100,00%	94.906	48.124	481	20/07/2026
Ceal	Projeto Corporativo Ceal	Banco IBM S/A	Corporativo	100,00%	10.736	5.083	51	31/12/2019
Total Controladora					48.840.667	46.998.432	469.984	

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 30/06/2017	Saldo Garantidor	Término da Garantia
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	48.750	61.319	613	16/09/2031
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	29.250	32.926	329	16/02/2029
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,00%	29.764	26.680	267	30/03/2031
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,00%	58.346	52.788	528	01/08/2032
Chesf	Eólica Serra das Vacas	Itau BBA e Bradesco BBI	SPE	49,00%	132.009	134.196	1.342	Garantia (Fiança Bancária) dada por Bradesco BBI e Itau BBA até 2017 ao LP BNDES
Chesf	Eólica Serra das Vacas	Itau BBA e Bradesco BBI	SPE	49,00%	33.320	33.637	336	Garantia (Fiança Bancária) dada por Bradesco BBI e Itau BBA até 2017 à emissão de debêntures
Eletro norte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	75.000	50.656	507	16/09/2031
Eletro norte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	45.000	94.337	943	16/02/2029
Eletro nuclear	Angra III	CEF	Corporativo	100,00%	3.800.000	2.766.403	27.664	06/06/2038
Eletrosul	Ampliação do Sistema Sul de Transmissão	BNDES	Corporativo	100,00%	29.074	26.233	262	15/09/2029
Eletrosul	Interligação Brasil x Uruguai	BNDES	Corporativo	100,00%	21.827	19.693	197	15/09/2029
Furnas	Modernização da UHE Furnas e UHE Luiz Carlos Bz	BID	Corporativo	100,00%	429.859	361.385	3.614	15/12/2025
Total Controladas					4.732.200	3.660.252	36.603	
Total Consolidado					53.572.867	50.658.684	506.587	

Informações detalhadas sobre os investimentos objetos das garantias estão divulgadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016.

Notas Explicativas

**NOTA 23 – DEBÊNTURES****23.1 - Composição das debêntures:**

CONSOLIDADO							
Controlada	Emissora	Data de Emissão	Principais características	Tx de juros	Vencimento	Saldo em 30/06/2017	Saldo em 31/12/2016
Eletronorte	Emitidas pela ETE (incorporada pela Eletronorte em março de 2014)	06/2011	Subscrição particular de primeira Emissão da Controlada escrituradas em favor do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia - FDA, e mantidas sob custódia do agente operador do contrato, o Banco da Amazônia S.A., com garantia real e fidejussória por fiança, em quatro séries, todas elas conversíveis em ações da SPE, com ou sem direito a voto.	TJLP + 1,65% a .a.	10/07/2031	202.949	201.375
CHESF	Emitidas pela Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.,	04/2017	Primeira emissão simples, não conversíveis em ações de emissão da Emissora, da espécie com garantia real, em série única. Foram emitidas o total de 168.000 com valor nominal de R\$ 1.000,00 e distribuídas através da instituição financeira Banco Bradesco S.A.	IPCA + 7,0291% a.a.	15/01/2029	158.974	-
						361.923	201.375
Total do Passivo Circulante						33.904	12.442
Total do Passivo Não Circulante						328.019	188.933

23.2 - Movimentação das debêntures:

CONSOLIDADO						
	31/12/2016	Captação	Encargos	Amortização do Principal	Transferência	30/06/2017
CIRCULANTE						
Instituições Financeiras						
BASA/FDA	12.442	16.839	12.258	(8.716)	1.081	33.904
TOTAL CIRCULANTE	12.442	16.839	12.258	(8.716)	1.081	33.904
NÃO CIRCULANTE						
Instituições Financeiras						
BASA/FDA	188.933	140.167	-	-	(1.081)	328.019
TOTAL NÃO CIRCULANTE	188.933	140.167	-	-	(1.081)	328.019
TOTAL DEBENTURES	201.375	157.006	12.258	(8.716)	-	361.923

NOTA 24 - EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de arrecadação.

Na primeira fase desse Empréstimo Compulsório, encerrada com o advento do Decreto-Lei 1.512/1976, a cobrança do tributo alcançou diversas classes de consumidores de energia, e os créditos dos contribuintes foram representados por Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia.

No segundo momento, iniciado com as disposições contidas no referido Decreto-Lei, o Empréstimo Compulsório em questão passou a ser cobrado somente de indústrias com consumo mensal de energia superior a 2.000 kwh*, e os créditos dos contribuintes deixaram de ser representados por títulos, passando a ser simplesmente escriturados pela Companhia.

Notas Explicativas

O saldo do Empréstimo Compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, ocorrida em 30 de abril de 2008, relativa aos créditos constituídos de 1988 a 2004, estão registrados no passivo circulante e não circulante, vencíveis a partir de 2008, e remunerados à taxa de 6% ao ano, acrescidos de atualização monetária com base na variação do IPCA-E, e correspondem, em 30 de junho de 2017, a R\$ 511.510 (R\$ 509.133 em 31 de dezembro de 2016), dos quais R\$ 465.509 no não circulante (R\$ 460.940 em 31 de dezembro de 2016).

As Obrigações ao Portador, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório, não constituem títulos mobiliários, não são negociáveis em Bolsa de Valores, não têm cotação e são inexigíveis. Desta forma, a Administração da Companhia esclarece que a Companhia não possui debêntures em circulação.

A emissão desses títulos decorreu de uma imposição legal e não de uma decisão empresarial da Companhia. Do mesmo modo, sua tomada pelos obrigacionistas não emanou de um ato de vontade, mas de um dever legal, por força da Lei 4.156/1962.

A CVM, em decisão de seu Colegiado proferida no processo administrativo CVM RJ 2005/7230, movido por detentores das mencionadas obrigações, afirma textualmente que "as obrigações emitidas pela Companhia em decorrência da Lei 4.156/1962 não podem ser consideradas como valores mobiliários".

Entendeu ainda a CVM que não há qualquer irregularidade nos procedimentos adotados pela Companhia em suas informações financeiras intermediárias, no que se referem às citadas obrigações, tampouco na divulgação quanto à existência de ações judiciais.

A inexigibilidade dessas Obrigações ao Portador foi reforçada por decisões do Superior Tribunal de Justiça, que corroboram o entendimento de que esses títulos estão prescritos e que não se prestam para garantir execuções fiscais.

Portanto, as Obrigações ao Portador emitidas na primeira fase desse empréstimo compulsório, tal como decidido pela CVM, não se confundem com debêntures. Além disso, por força do disposto no artigo 4º, § 11 da Lei 4.156/1962 e no artigo 1º do Decreto 20.910/1932, são inexigíveis, condição confirmada no Informativo 344 do Superior Tribunal de Justiça - STJ, de onde consta que essas Obrigações não podem ser utilizadas como garantia de execuções fiscais, por não terem liquidez e não serem debêntures.

Desta forma, o passivo relativo ao Empréstimo Compulsório refere-se aos créditos residuais, constituídos de 1988 a 1994, dos consumidores industriais com consumo superior a 2.000 kW/h*, referentes à segunda fase desse Empréstimo Compulsório, bem como aos juros não reclamados relativos a esses créditos, conforme demonstrado:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	46.001	48.193
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	465.509	460.940
TOTAL	511.510	509.133

Notas Explicativas

**NOTA 25 - CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL – CCC**

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), criada pelo Decreto 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem a finalidade aglutinar o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoeletrônica, especialmente na Região Norte do país.

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Companhia administra os valores relativos aos recolhimentos efetuados pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, correspondentes às quotas anuais destinadas aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. Os valores registrados no ativo circulante, em contrapartida ao passivo circulante, correspondem às disponibilidades de recursos, mantidos em caixa restrito, e às quotas não quitadas pelas concessionárias.

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
Ativo Circulante	-	195.966
Ativo Não Circulante	-	6.919
Total	-	202.885
Passivo Não Circulante	-	482.179
Total	-	482.179

A promulgação da Lei 12.783/2013 extinguiu a obrigatoriedade de contribuição deste encargo para os concessionários do serviço público de energia elétrica.

Em conformidade com a Lei nº 13.360/2016, regulamentada pelo Decreto nº 9.022/2017, e com o Despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL nº 1.079, de 18 de abril de 2017, a responsabilidade pelo orçamento, gestão e movimentação da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e da Reserva Global de Reversão – RGR, foi transferida para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, desde 1º de maio de 2017.

Notas Explicativas

**NOTA 26 – TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL**

26.1- Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
Passivo circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF)	31.606	37.239	213.605	288.537
PASEP e COFINS	64.121	-	374.967	314.435
ICMS	-	-	186.036	214.385
PAES / REFIS	-	-	208.705	175.462
IR/ CS parcelamento	-	-	28.259	37.679
INSS/FGTS	1.470	1.451	95.008	134.907
ISS	-	-	33.610	41.585
Outros	4.147	2.864	110.531	129.099
Total	101.344	41.554	1.250.721	1.336.089

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
Passivo não circulante:				
PASEP e COFINS	-	-	50.413	204.284
PASEP e COFINS Diferidos	2.222	2.222	53.109	40.319
PAES / REFIS	-	-	527.276	589.200
IR/ CS parcelamento	-	-	26.231	135.016
INSS/FGTS	-	-	3.206	32.847
Outros	-	-	82.507	58.214
Total	2.222	2.222	742.742	1.059.880

26.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	546.095	357.503	594.809	447.236
Contribuição Social corrente	196.652	129.102	221.436	159.612
	742.747	486.605	816.245	606.848
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	321.853	320.560	9.304.396	8.305.606

Notas Explicativas



26.3- Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	01/04/2017 a 30/06/2017		01/01/2017 a 30/06/2017	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	445.849	445.849	2.442.025	2.442.025
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(111.462)	(40.126)	(610.506)	(219.782)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	4.794	1.726	5.442	1.959
Equivalência patrimonial	330.561	119.002	734.366	264.372
Passivo a descoberto em controladas	(154.220)	(55.519)	(447.593)	(161.133)
Compensação Prejuízo Fiscal	-	-	112.944	40.660
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(124.086)	(44.671)	(265.967)	(95.748)
Doações	(35)	(13)	(124)	(45)
Demais adições e exclusões	(48.597)	(17.551)	(74.659)	(26.933)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(103.045)	(37.152)	(546.097)	(196.650)
Alíquota efetiva	23,11%	8,33%	22,36%	8,05%

CONTROLADORA

	01/04/2016 a 30/06/2016		01/01/2016 a 30/06/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	12.756.147	12.756.147	8.809.272	8.809.272
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(3.189.037)	(1.148.053)	(2.202.318)	(792.834)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	10.640	3.830	15.254	5.491
Equivalência patrimonial	4.347.109	1.564.960	4.562.482	1.642.494
Compensação Prejuízo Fiscal	58.054	20.899	126.834	45.660
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(1.227.375)	(441.858)	(2.424.901)	(872.965)
Doações	(9.548)	(3.437)	(21.161)	(7.618)
Demais adições e exclusões	(15.090)	(5.430)	(45.398)	(16.342)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(25.247)	(9.089)	10.792	3.886
Alíquota efetiva	0,20%	0,07%	0,12%	0,04%

CONSOLIDADO

	01/04/2017 a 30/06/2017		01/01/2017 a 30/06/2017	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	527.555	527.555	3.157.698	3.157.698
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(131.889)	(47.480)	(789.425)	(284.193)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de dividendos	4.868	1.752	5.615	2.021
Equivalência patrimonial	106.939	55.440	164.233	76.066
Compensação Prejuízo Fiscal	16.359	(3.987)	164.941	49.501
Constituição Créditos Tributários	355.225	132.107	355.225	132.107
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(588.633)	(211.892)	(1.050.121)	(378.028)
Incentivos Fiscais	46.153	10.626	99.553	10.626
Doações	(4.465)	(1.607)	(4.554)	(1.639)
Demais adições e exclusões	72.018	5.006	25.322	(12.703)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(123.426)	(60.036)	(1.029.211)	(406.243)
Alíquota efetiva	23,40%	11,38%	32,59%	12,87%

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO			
	01/04/2016 a 30/06/2016		01/01/2016 a 30/06/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	21.701.925	21.701.925	17.881.093	17.881.093
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(5.425.481)	(1.953.173)	(4.470.273)	(1.609.298)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de dividendos	11.093	3.993	15.707	5.654
Equivalência patrimonial	185.098	66.635	139.576	50.247
Compensação Prejuízo Fiscal	48.307	17.391	176.061	63.382
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(287.523)	(103.509)	(1.388.867)	(499.992)
Impairment	(1.023.179)	(368.344)	(1.023.179)	(368.344)
Incentivos Fiscais	(5.330)	(26.569)	68.472	-
Doações	(11.530)	(4.151)	(25.185)	(9.067)
Demais adições e exclusões	(19.273)	(15.733)	(80.854)	(28.955)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(6.527.819)	(2.383.460)	(6.588.543)	(2.396.373)
Alíquota efetiva	30,08%	10,98%	36,85%	13,40%

26.4- Incentivos Fiscais - SUDENE

A Medida Provisória 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei 11.196, de 21 de novembro de 2005, possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura considerado, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimento em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

Sobre os contratos de concessões nº 006/2004 da geração e nº 061/2001 da transmissão (ambos assinados pela CHESF), o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto de renda abrange os anos de 2008 a 2017. Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido para o período de 2011 a 2020. Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25% passa a ser de 6,25%.

26.5- Parcelamento Especial - PAES

As controladas Furnas, Eletrosul, Eletroacre e Distribuição Alagoas optaram pelo refinanciamento de débitos tributários. O prazo de financiamento é limitado a 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP e SELIC.

26.6- Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) – Lei 12.865/2013

Furnas, em 30 de dezembro de 2013, optou pelo REFIS, referente aos processos de PASEP, COFINS e PASEP/COFINS.

O prazo de financiamento é limitado a 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela SELIC.

26.7- PASEP e COFINS Diferidos sobre Variação Cambial Ativa

Em 1º de abril de 2015 foi publicado o Decreto nº 8.426 que restabeleceu para 0,65% e 4%, respectivamente, as alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre as receitas

Notas Explicativas

financeiras auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas ao regime de incidência não cumulativa, com vigência a partir de 1º de julho de 2015.

Todavia, com o advento do Decreto nº 8.451, publicado em 19 de maio de 2015, o Governo Federal reestabeleceu para zero as alíquotas de PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as receitas financeiras decorrentes de variações monetárias, em função da taxa de câmbio, de: (I) operações de exportação de bens e serviços para o exterior; e (ii) obrigações contraídas pela pessoa jurídica, inclusive, empréstimos e financiamentos.

Uma vez que o Decreto nº 8.451 estabeleceu a manutenção da alíquota zero somente para as supramencionadas operações, a Controladora passou a recolher, quando da liquidação da correspondente transação, as contribuições do PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as variações monetárias decorrentes da oscilação da moeda estrangeira observada nos contratos de empréstimos concedidos pela Companhia.

Neste contexto, devido ao diferimento na tributação da variação cambial para o momento da liquidação da operação, a Controladora reconheceu no passivo não circulante PIS/PASEP e COFINS diferidos, em 30 de junho de 2017, os montantes de R\$ 311 (R\$ 311 em 31 de dezembro de 2016) e R\$ 1.911 (R\$ 1.911 em 31 de dezembro de 2016), respectivamente.

26.8 - Programa de Regularização Tributária–PRT

Em 31 de maio de 2017, as subsidiárias da Eletrobras (Eletronorte, EDE Piauí, EDE, Alagoas, EDE Roraima, EDE Acre e EDE Rondônia) aderiram ao Programa de Regularização Tributária – PRT, instituído pelo Governo Federal por meio da Medida Provisória 766/2017. Tal programa permitiu, entre outras modalidades de pagamento e parcelamento, quitar débitos tributários federais utilizando-se de prejuízo fiscal para amortizar até 76% da dívida e o saldo remanescente parcelado em 24 meses. As empresas do Grupo Eletrobras já listadas inscreveram o montante R\$ 891.249 mil, sendo utilizado R\$ 677.349 de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social (equivalente a 76% do débito consolidado) para pagamento à vista e o restante parcelado em 24 meses. Tal operação permitiu que se obtivesse um ganho de R\$ 677.349 relativamente ao aproveitamento do prejuízo fiscal e da base negativa de contribuição social.

NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

As explicações sobre a natureza dos principais encargos setoriais estão divulgadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016.

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	67.416	56.083
Quota CDE	55.680	53.733
Quota PROINFA	20.231	14.152
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	55.098	72.456
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	6.138	29.819
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	372.422	126.071
Programa de Eficiência Energética - PEE	79.128	258.590
Outros	61.922	36.297
	<u>718.035</u>	<u>647.201</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	5.417	21.093
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	763.165	528.865
Programa de Eficiência Energética - PEE	71.927	65.295
	<u>840.509</u>	<u>615.253</u>
TOTAL	<u>1.558.544</u>	<u>1.262.454</u>

NOTA 28 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
Circulante				
Dividendos não reclamados	-	24.339	736	25.312
Dividendos retidos exercícios anteriores		-	2.675	1.837
Dividendos mínimos obrigatórios do exercício	458.706	433.963	460.102	435.742
	<u>458.706</u>	<u>458.302</u>	<u>463.513</u>	<u>462.891</u>

28.1 – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante em 30 de junho de 2017, contém a parcela de R\$ 736 (R\$25.312 em 31 de dezembro de 2016) no consolidado, referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2013, 2014 e 2015. A remuneração relativa ao exercício de 2011 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

28.2 – Dividendos mínimos obrigatórios

O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio. Os dividendos mínimos obrigatórios de R\$ 458.706 relativos ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, conforme parágrafo terceiro do artigo 205 da Lei 6.404/76 e aprovação na ata da 167ª Assembleia Geral Extraordinária e 57ª Assembleia Geral Ordinária em 28 de abril de 2017, serão pagos até 31 de dezembro de 2017.

Notas Explicativas

**NOTA 29 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS****29.1 Benefício pós-emprego**

As empresas do Sistema Eletrobras patrocinam planos de previdência aos seus empregados, bem como planos de assistência médica e seguro de vida pós-emprego em determinados casos. Esses benefícios são classificados como benefícios definidos (BD) e de contribuição definida (CD).

Devido à estrutura descentralizada do Sistema Eletrobras, cada segmento patrocina seu próprio pacote de benefícios a empregados. De forma geral, o Grupo oferece aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras					
Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-emprego	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X	X
Amazonas	X		X		
Boa Vista	X		X		X
Ceal	X		X		X
Cepisa	X		X		
Ceron			X		
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	X	
Eletroacre			X		
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X				X
Eletrosul	X		X		X
Furnas	X		X	X	X

A Companhia e suas controladas avaliam seus passivos atuariais anualmente e consequentemente, os valores apresentados no balanço patrimonial podem sofrer alteração em razão da avaliação que será realizada para a data base de 31 de dezembro de 2017.

Maiores informações sobre os planos de benefícios pós emprego estão divulgadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016.

NOTA 30 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia e suas controladas são partes envolvidas em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e cível, que se encontra em vários estágios de julgamento.

Na data de encerramento destas informações financeiras intermediárias, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza, consideradas pela Administração da Companhia como sendo uma obrigação presente da entidade, derivada de eventos já ocorridos, cuja liquidação se espera que resulte em saída de recursos da entidade capazes de gerar benefícios econômicos:

Notas Explicativas



a) Provisão para contingências:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
CIRCULANTE				
Trabalhistas	2.062	950	42.693	39.373
Tributárias	-	-	4.415	4.415
Cíveis	698.277	755.861	1.054.614	1.039.687
	<u>700.339</u>	<u>756.811</u>	<u>1.101.722</u>	<u>1.083.475</u>
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	750.627	457.097	1.829.325	1.369.292
Tributárias	-	-	756.912	586.429
Cíveis	13.830.805	13.216.976	18.433.477	17.690.233
	<u>14.581.432</u>	<u>13.674.073</u>	<u>21.019.714</u>	<u>19.645.954</u>
	<u>15.281.771</u>	<u>14.430.884</u>	<u>22.121.436</u>	<u>20.729.429</u>

Estas provisões tiveram, neste período, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2016	<u>14.430.884</u>	<u>20.729.429</u>
Constituição de provisões	482.204	1.127.587
Reversão de provisões	(305.800)	(544.347)
Atualização Monetária	957.491	1.223.322
Baixas	-	(46.859)
Pagamentos	(283.007)	(367.695)
Saldo em 30/06/2017	<u>15.281.771</u>	<u>22.121.436</u>

A constituição e a reversão da provisão para contingências foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (Nota 42).

a.1) Ações judiciais cíveisControladora

i. Reclamação de Correção Monetária sobre o Empréstimo Compulsório

Existe um contencioso judicial expressivo envolvendo a controladora, onde o maior número de ações nesse universo diz respeito às ações que têm por objeto a aplicação de critérios de atualização monetária sobre os créditos escriturais do Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica.

Tais demandas têm por objeto impugnar a sistemática de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia.

Notas Explicativas

Os créditos do empréstimo compulsório foram pagos pela Companhia por intermédio de conversões realizadas em 1988, 1990 e 2005.

A divergência foi levada ao Superior Tribunal de Justiça (STJ), tendo a questão de mérito sido decidida por aquela Corte. A matéria, entretanto, é atualmente objeto de recursos ao Supremo Tribunal Federal (STF), os quais se encontram pendentes de julgamento.

A despeito da questão ter sido submetida ao STF, face ao precedente do STJ, decidido sob o rito do artigo 543-C do Código de Processo Civil de 1973, as demandas ajuizadas têm tido seu curso normal e, por conseguinte, vêm ocorrendo diversas condenações ao pagamento de diferenças de correção monetária relativas a esse período e em decorrência das mesmas a Eletrobras tem sido alvo de numerosas execuções, sendo que nessas execuções há dissenso entre a Eletrobras e os autores quanto à forma de apuração do valor devido.

No terceiro trimestre de 2015, o STJ proferiu decisões definindo parâmetros para a metodologia de cálculo das execuções referentes ao empréstimo compulsório, acatando algumas alegações da Eletrobras, mas não a sua integralidade, o que ensejou ajustes na metodologia de cálculo da Eletrobras e na classificação de risco dessas ações. No período de três meses findo em 31 de março de 2016 a Companhia efetuou um incremento de R\$ 3.431.361 na provisão referente a estas contingências.

A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na Controladora, no valor de R\$ 14.456.479 em 30 de junho de 2017 (R\$ 13.901.602 em 31 de dezembro de 2016) referente a esses processos.

ii. Amazonas GT e Eletrobras

Existem processos promovidos contra a Amazonas GT, nos quais a Eletrobras foi incluída no polo passivo, por ter se obrigado como fiadora e devedora principal da Amazonas GT em diversos contratos de fornecimento de energia.

Tais processos são decorrentes de pagamentos, multas e encargos por supostos atrasos e inadimplementos da Amazonas GT no cumprimento de obrigações referentes a tais contratos.

Em específico a esses contratos de fornecimento de energia no qual a Eletrobras se figura como fiadora, a Companhia mantém a provisão de R\$ 539.967 (R\$ 531.198 em 31 de dezembro de 2016) lastreada no ativo de mesmo montante junto à controlada Amazonas GT.

iii. Amazonas D e Eletrobras

Processo que discute eventuais atrasos no pagamento pela Amazonas D ao Produtores Independente de Energia (PIE) Companhia Energética Manauara S/A. Assim, como a Eletrobras foi incluída no polo passivo, por ter se obrigado como fiadora e devedora principal desse contrato de fornecimento de energia, em 30 de junho de 2017 a Companhia apresenta o montante de R\$ 12.843 (R\$ 12.635 em 31 de dezembro de 2016) provisionados em seu contingenciamento.

Notas ExplicativasConsolidado1) Amazonas D

iii. Atrasos de Pagamentos aos Produtores Independentes de Energia

A Companhia é parte em 17 processos movidos por Produtores Independentes de Energia (PIE), GERA - Geradora de Energia do Amazonas S/A, Breitener Jaraqui S/A, Companhia Energética Manauara S/A e Rio Amazonas Energia S.A., em que se discute os seguintes objetos: a) anulação de multa aplicada pela Companhia em virtude do atraso por parte do PIE na entrada em operação da usina; b) cobrança de diferenças de faturamento da parcela do preço da energia relativa ao fornecimento de combustível usado na operação da usina, trazendo questionamentos acerca da fórmula constante no anexo G; e c) cobrança de diferença de valores decorrentes da extinção da CPMF.

Decorrente de novas movimentações processuais, a Administração reavaliou o prognóstico dos processos em conjunto com assessores jurídicos em 2016. Em 30 de junho de 2017 a Companhia apresenta o montante atualizado de R\$ 1.112.823 (R\$ 965.517 em 31 de dezembro de 2016) provisionados em seu contingenciamento.

b) Passivo Contingente:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2017	31/12/2016
Trabalhistas	2.677.871	2.273.211	4.280.673	3.901.704
Tributárias	907.421	810.130	9.129.999	10.431.673
Cíveis	13.455.986	6.745.488	51.126.472	43.942.534
	<u>17.041.278</u>	<u>9.828.829</u>	<u>64.537.144</u>	<u>58.275.911</u>

b.1) CíveisControladora

i. Empréstimo Compulsório

As ações cíveis na Controladora têm por objeto a aplicação de critérios de atualização monetária sobre os créditos escriturais do Empréstimo Compulsório constituído a partir de 1978.

As demandas tem o objetivo de impugnar a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia. Os créditos foram integralmente pagos pela Companhia por intermédio de conversões em ações utilizando como base de atualização a legislação vigente.

ii. Reclamações de ação - *Class Action*

Em 22 de julho de 2015 e 15 de agosto de 2015, duas reclamações de ação de classe de títulos putativos foram protocoladas contra a Eletrobras e alguns de nossos empregados no Tribunal Distrital dos Estados Unidos no Distrito Sul de Nova York (SDNY). Em 2 de outubro de 2015, essas ações foram consolidadas e o Tribunal nomeou como requerentes principais, Dominique Lavoie e a Cidade de Providence. Os requerentes protocolaram uma reclamação

Notas Explicativas



aditada consolidada em 8 de dezembro de 2015 alegadamente em nome de investidores que compraram nossos títulos de negociação norte-americanos entre 17 de agosto de 2010 a 24 de junho de 2015, e protocolaram uma segunda reclamação aditada em 26 de fevereiro de 2016.

A segunda reclamação aditada alega, dentre outras coisas, que a Eletrobras e os réus individuais sabiam ou deveriam saber sobre a alegada fraude cometida contra a Companhia por um cartel de empreiteiras, bem como subornos e propinas alegadamente solicitados e recebidos pelos empregados da Eletrobras; que a Eletrobras e os réus individuais apresentaram declarações errôneas e omissões em relação à fraude alegada; e que o preço das ações da Eletrobras declinou quando a alegada fraude foi divulgada.

Os requerentes não especificaram um valor de indenização que estão buscando, tal valor, quando especificado, pode ser relevante para a Eletrobras. Em 15 de abril de 2016, a Eletrobras apresentou um pedido de extinção da segunda reclamação aditada, que foi plenamente abreviado e então apresentado ao Tribunal em 17 de junho de 2016.

Em 9 de março de 2017, foi realizada uma audiência sobre a defesa preliminar (*Hearing on Motion to Dismiss*) da Eletrobras na *Class Action*, franqueando-se tanto ao demandante quanto à Eletrobras oportunidade para apresentar argumentação oral perante a Corte, informando o escritório contratado, Davis Polk & Wardell LLP, que o juiz John G. Koeltl concentrou esforços no questionamento às partes sobre a existência de materialidade nas infrações imputadas à Companhia e administradores.

Nesse contexto, a defesa oral da Eletrobras argumentou que não houve materialidade sob o ponto de vista quantitativo, eis que insignificantes são os impactos sobre as demonstrações financeiras da companhia. Ponderou, ainda, o escritório que apenas um administrador da holding foi citado nas denúncias (sendo que ainda não foi julgado no Brasil acerca de sua culpabilidade), o que é insignificante ante o porte da corporação e também o ajuste diminuto promovido em seu balanço societário.

Em 27 de março de 2017 foi divulgado o resultado da audiência de defesa preliminar (*motion to dismiss*), sendo que o Tribunal acatou parcialmente os argumentos da Eletrobras e parcialmente os argumentos dos reclamantes.

Atualmente, o processo encontra-se em fase de instrução, "*Discovery*", cuja duração estimada é, pelo menos, até julho de 2018 quando poderá haver uma decisão acerca das classes de ações incluídas na demanda, o que se denominada "*class certification*".

Dessa forma, não há obrigação presente (legal ou construtiva) com mensuração razoável que a Eletrobras tenha com relação ao processo coletivo.

Administração da Eletrobras acredita que as reclamações, em si, não criam uma obrigação presente para a Eletrobras em conformidade com o CPC 25/IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (*Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets*). Como o litígio ainda está em estágio preliminar, o resultado do litígio está sujeito a uma incerteza considerável, não sendo possível, nesta fase, para a Administração da Eletrobras estimar com confiabilidade a perda potencial ou um intervalo de perda, se houver, que pode resultar da resolução final desses processos judiciais. Portanto, nenhuma provisão foi reconhecida nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras. O resultado final desses processos judiciais poderá ter um efeito adverso relevante nas demonstrações

Notas Explicativas

financeiras consolidadas da Eletrobras, nos resultados das operações e nos seus fluxos de caixa futuros.

iii. Ressarcimento pela Eletrobras - RGR

No que tange as ações com avaliação de risco como possível destacamos o processo administrativo movido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio do Despacho nº 63, de 13 de janeiro de 2014, que determinou o ressarcimento pela Eletrobras à conta da RGR dos montantes históricos de R\$ 1.924.188 e R\$ 113.577 referentes, respectivamente, às amortizações do saldo devedor de financiamentos não restituídos à RGR e a apropriação dos encargos financeiros do referido fundo durante o período de 1998 a 2011.

O mencionado despacho determina, ainda, que os montantes em referência sejam corrigidos à taxa do fundo extramercado do Banco do Brasil da data em que deveriam ter sido restituídos à RGR até a efetiva devolução ao citado fundo setorial. A Eletrobras, em discordância da postura contraditória da ANEEL, interpôs recurso administrativo em 24 de janeiro de 2014 alegando a prescrição da pretensão de ressarcimento das mencionadas quantias, a inexistência de prática de ato ilícito por ela própria e a boa-fé objetiva da administração dos recursos.

Em 10 de maio de 2016, a ANEEL determinou a devolução, pela Eletrobras, para a RGR, de recursos supostamente não transferidos, no âmbito da gestão do fundo, conforme despacho ANEEL nº 63/2014. A Eletrobras, em discordância da conclusão da Diretoria Executiva da ANEEL com relação ao tema, recorreu no Poder Judiciário buscando a anulação da conclusão da ANEEL sobre o referido despacho.

Em 9 de agosto de 2016, a Diretoria da ANEEL aprovou a suspensão até 30 de setembro de 2016, da sua decisão proferida em 10 de maio de 2016.

Em 27 de setembro de 2016, a ANEEL emitiu o Despacho nº 2.585/16 no qual foi definindo que os valores devidos ao Fundo RGR deverão ser atualizados pelos juros de 5% a.a, conforme disposto na legislação que rege o Fundo Setorial. Adicionalmente, tal despacho determinou a devolução, pela Eletrobras para a RGR, de tais recursos a partir de janeiro de 2017 em parcelas mensais. Porém, conforme estabelecido na lei 13.299/16, eventuais valores da RGR retidos pela Eletrobras e que excedam o valor da recomposição anuída deverão ser devolvidos pela Companhia à RGR até o ano de 2026.

Em 30 de maio de 2017, a ANEEL, através do Despacho nº 1.476/2017, determinou: o ressarcimento pela Eletrobras à conta da RGR do montante histórico de R\$ 1.417.482 referente às amortizações do saldo devedor de financiamentos não restituídos à RGR durante o período de 1998 a 2011, em parcelas mensais no período de julho de 2017 a dezembro de 2026; e os recursos obtidos com a alienação das ações das Controladas Ceal, Cepisa, Ceron e Eletroacre, limitado a R\$ 506.706, em até 30 dias após o recebimento dos recursos pela Eletrobras. Estes montantes estão registrados na rubrica de empréstimos e financiamentos a pagar, vide Nota 22.

Contudo, a Aneel continua entendendo que a Eletrobras deve retornar ao Fundo da RGR os montantes relativos apropriação dos encargos financeiros, que são as taxas que excedem os juros de 5% a.a previsto na Lei 5.655/71. Esta devolução de R\$ 113.577, valores históricos, para o período 1998 a 2011, não está provisionada pela Eletrobras, posto que a Companhia vinha entendendo como não devido ao Fundo.

Notas Explicativas

Desta forma, os assessores legais da Eletrobras avaliaram a questão no que diz respeito ao montante referente ao período 1998 a 2011, para encargos financeiros, e também os montantes correspondentes a essas mesmas cobranças para após 2011. Assim, o valor da causa atualizada até 30 de junho de 2017 é de R\$ 170.502.

iv. Tarifa de repasse de potência de Itaipu

Em 19 de dezembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução nº 1.674, estabelecendo a tarifa de repasse de potência de Itaipu para 2014 no montante equivalente a US\$26,05 mês, deixando de considerar o componente referente ao saldo negativo da conta de comercialização de energia de Itaipu, no valor de R\$ 881.785, conforme informado pela Eletrobras.

A Eletrobras, entendendo estar equivocada a referida decisão da agência, interpôs pedido de reconsideração em 02 de janeiro 2014, alegando que a resolução viola o disposto no Decreto nº 4.550/2002 em diversos dispositivos, sendo, portanto, absolutamente ilegal, contrariando os princípios da hierarquia das leis e da vedação ao enriquecimento ilícito.

O pedido da Eletrobras foi provido, no sentido de reconhecer que os valores correspondentes às inadimplências de pagamentos das distribuidoras à Eletrobras deveriam ser considerados no saldo da conta de comercialização de energia elétrica de Itaipu, determinando que as despesas incorridas com a inadimplência e demais dívidas dos cotistas poderiam ser compensadas, de forma atualizada, quando da definição da tarifa de repasse de potência para o ano de 2015. Em 30 de junho de 2017, o valor da causa é de R\$ 1.214.455 (R\$ 1.109.973 em 31 de dezembro de 2016).

v. Aquisição de energia de Belo Monte destinada ao ACL

A Eletrobras e suas controladas CHESF e Eletronorte detém o total de 49,98% do capital social da SPE Norte Energia S.A. (NESA), esta última responsável pela construção da usina hidrelétrica de Belo Monte.

Houve divergência entre os sócios quanto à aplicação da cláusula 6.7 do Acordo de Acionistas, a qual versa sobre exercício de direito de preferência para celebrar contrato de compra pelo preço de R\$130,00/MWh (em abril de 2010) para aquisição de 20% da energia média assegurada, por parte da Eletrobras da energia de Belo Monte destinada ao Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Alguns sócios da NESA alegam que a Eletrobras tem a obrigação de adquirir tal energia. A Eletrobras entende que inexistente tal obrigação e, sim, o direito de preferência. O Acordo de Acionistas prevê que os conflitos sejam resolvidos mediante arbitragem. Desta forma, a Assembleia de Acionistas da Norte Energia S.A. (NESA) deliberou em abril de 2016 pela instauração de tal procedimento.

Em 29 de junho de 2017, ocorreu audiência de exposição do caso em que foi determinado que (i) as partes juntem suas respectivas demonstrações financeiras auditadas, até 07 de agosto de 2017, indicando onde constam os lançamentos e referências ou notas explicativas relativas ao negócio da objeto arbitragem, (ii) que as partes apresentem pareceres técnicos, até 11 de setembro de 2017, analisando a estrutura de capital do projeto e (iii) que os demais pareceres técnicos sejam apresentados até 11 de setembro de 2017 e que as partes falem sobre os pareceres técnicos e juntem contrapareceres até 10 de novembro de 2017.

Notas Explicativas

No presente procedimento arbitral, a Eletrobras avaliou como possível a probabilidade de êxito.

Adicionalmente, caso a Eletrobras não logre êxito no procedimento arbitral em curso, a Companhia estima o reconhecimento de uma provisão para perda de até R\$ 2,202 bilhões na operação de compra e venda desta energia, considerando os valores em 30 de junho 2017. Para tal estimativa foi utilizada como base o custo de capital da Eletrobras, premissas de preço estabelecidas internamente e o percentual de participação no investimento societário da Eletrobras e suas controladas em Belo Monte.

vi. Empréstimo Compulsório: conversão dos créditos pelo valor patrimonial

Trata-se de ação proposta pela Associação Brasileira de Consumidores de Água e Energia Elétrica, que tramita na 17ª Vara Federal de Brasília, sob o número 2005.34.00.036746-4, cujo objeto consiste em se obter a devolução do empréstimo compulsório com base no valor de mercado das ações, ao invés da sistemática hoje aplicada que utiliza o valor patrimonial das mesmas.

O valor da causa inicial em R\$ 2.397.003. Em 30 de junho de 2017 o valor atualizado é de R\$ 3.486.554.

A Companhia compreende que é cabível a conversão dos créditos em ações pelo valor patrimonial e não pelo valor de mercado, por expressa disposição legal (art. 4º da lei 7.181/83) e por configurar-se critério mais objetivo, o qual depende de diversos fatores nem sempre diretamente ligados ao desempenho da empresa.

Atualmente, o processo está em fase de julgamento da apelação da autora, junto ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, haja vista que foi declarada como parte ilegítima para a propositura da ação pelo Juízo da 17ª Vara Federal do Distrito Federal.

Ressalte-se que tal ação foi proposta em 09/07/2007 e que os acórdãos dos recursos repetitivos transitaram em julgado após 2009, motivo pelo qual o entendimento pacificado hoje é totalmente contrário à tese e pedido na inicial, motivo pelo qual, entendemos de forma conservadora que a previsão deve ser possível.

vii. Ressarcimento de Valores

Trata-se de ação popular, reivindicando o ressarcimento dos valores despendidos com a aquisição da CEAL, CEPISA, CERON e Eletroacre. No início foi atribuído o valor da causa de R\$ 2.225.655, entretanto a autora desistiu da ação cabendo apenas recurso relativo a honorários. Apesar da possibilidade de perda ser distante, adota-se uma posição conservadora de classificar o risco como possível.

Notas Explicativas**viii. Ações da UEGA**

Refere-se à ação popular, nº 0004147-32.2006.8.16.0004, cujo objeto é a falta de validade da compra de ações da UEGA pela Copel. O valor estimado da mesma é de R\$448.377. Ressalte-se que o processo inicialmente foi distribuído perante a 2ª Vara da Justiça Federal do Paraná, mas houve o declínio de competência para o Tribunal de Justiça do Paraná e a exclusão da Eletrobras e do BNDESPAR do processo, em 26 de maio de 2006.

A ação foi julgada improcedente em 04 de julho de 2017, tendo seus atos arquivados definitivamente.

Consolidado**1) Distribuidoras**

Demanda judicial movida pela Associação Nacional de Consumidores (ANDECO)

Trata-se de uma Ação Cível Pública, em trâmite na 18ª Vara Cível de Brasília, movida pela ANDECO em desfavor da Distribuição Acre, Amazonas Distribuição de Energia, Distribuição Alagoas, Distribuição Piauí, Distribuição Rondônia e Distribuição Roraima, tendo atribuído à causa envolvendo a Eletrobras e suas controladas o valor de R\$ 20.448.964 na qual seu valor em contingência em 30 de junho de 2017 é de R\$ 25.173.339 (R\$ 23.333.079 em 31 de dezembro de 2016), conforme quadro abaixo:

Empresa	Perdas	Dobra Legal	Contingência 30/06/2017
Eletrobras Distribuição Acre S.A.	250.570	501.140	616.920
Eletrobras Amazonas Distribuição de Energia S.A.	4.813.561	9.627.122	11.851.300
Eletrobras Distribuição Alagoas S.A.	1.948.106	3.896.212	4.796.364
Eletrobras Distribuição Piauí S.A.	1.833.144	3.666.288	4.513.320
Eletrobras Distribuição Rondônia S.A.	1.261.910	2.523.820	3.106.904
Eletrobras Distribuição Roraima S.A.	117.191	234.382	288.532
Total	10.224.482	20.448.964	25.173.339

A autora alega que, inobstante haver autorização da ANEEL, a cobrança rateada de valores de perdas não técnicas (fraudes, furtos, erros de medição, faturamento e fornecimento sem medição) é indevida e que, portanto, deverão as distribuidoras serem condenadas a ressarcir aos consumidores regulares, em dobro (dobra legal), os valores cobrados no período de 2010 a 2014, conforme seus respectivos balanços. Pleiteia, ainda, a anulação de todas as Resoluções da ANEEL que permitam a cobrança e inclusão nas faturas dos valores cobrados de perdas não técnicas.

A autora requereu o pedido liminar para suspender a cobrança, assim como as Resoluções da ANEEL que a permitem, todavia, o pedido foi indeferido. A Magistrada determinou a intimação da ANEEL quanto ao interesse para integrar a lide, a qual se manifestou positivamente, ensejando, por via de consequência, no declínio de competência e na redistribuição do efeito à Justiça Federal.

Em 08/08/2016, houve a redistribuição dos autos à 21ª Vara Federal de Brasília com despacho inicial mantendo os atos até então praticados na esfera cível e determinando a intimação da ANEEL e da União para apresentação de defesa, com posterior réplica autoral.

Notas Explicativas**2) Amazonas D****i. Contrato de Fornecimento de Gás – CIGÁS – Limitação do Volume do Gás**

No que tange aos montantes de cobertura da Conta de Consumo de Combustível (CCC) referente aos custos de geração da controlada Amazonas Distribuidora de Energia, existe a possibilidade da não neutralidade do contrato de gás devido ao Despacho Aneel nº314, de 02 de fevereiro de 2016 que fixou a quantidade de gás natural a ser reembolsada pela CCC em 2016 em patamar inferior à Quantidade Diária Contratada ("QDC") de 5.420.000 m3/dia conforme estabelecido no Contrato de Compra e Venda de Gás Natural entre a Amazonas Distribuidora e a CIGÁS/Petrobrás.

Em 2017 a ANEEL através da Resolução Homologatória nº2.202, de 7 de março de 2017, que aprovou o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o ano de 2017, manteve a mesma limitação do reembolso referente ao volume de gás no patamar de 2016. A Companhia ingressou com Pedidos de Reconsideração junto à ANEEL em face das limitações orçamentárias impostas pela ANEEL que estão pendentes de apreciação.

No entanto, em relação à limitação do reembolso do volume, a Companhia avalia como baixo o risco de materialização do desembolso financeiro, pois entende que a ANEEL não pode criar dispositivo que limita a cobertura do reembolso dos custos com geração definidos pela Lei 12.111/2009 e reforçados pela Lei 13.299/2016. Adicionalmente existe decisão favorável proferida em Segunda Instância em caso análogo a qual garante a Companhia o integral reembolso dos custos de geração, afastando os efeitos das limitações impostas. Em última instância, a Companhia entende que na improvável hipótese de prevalecer a limitação imposta pela ANEEL no reembolso do Volume do Gás, haveria um desequilíbrio econômico-financeiro passível de revisão do contrato de gás em referência ou ainda revisão do Preço do Gás pela ANP de forma a compensar tal desequilíbrio.

O montante envolvido na limitação do reembolso referente ao volume de gás em 30 de junho de 2017 é de R\$ 407 milhões (R\$ 340 milhões reais em 31 de dezembro de 2016).

ii. Reembolso Óleo - Resolução Homologatória ANEEL Nº 427/2011

Com o advento da Medida Provisória nº 466/2009, posteriormente convertida na Lei 12.111/2009, a legislação setorial passou a dispor que a CCC passaria a reembolsar não apenas o custo total do combustível, mas, ainda todo o custo da geração de energia nos sistemas isolados, deduzido do custo médio da energia apurado para o ambiente regulado. Ao regulamentar a Lei nº 12.111/2009, o Decreto nº 7.246/2010 novamente não impôs ou estabeleceu qualquer limitação quanto ao reembolso integral previsto.

Contudo, ao regulamentar a Lei nº 12.111, de 2009, e o Decreto nº 7.246, de 2010, a Resolução Normativa ANEEL nº 427, de 2011, estabeleceu limitações ao reembolso dos custos de aquisição com combustíveis estabelecendo um preço de referência.

A Companhia entende que é direito líquido e certo o reembolso integral da CCC, sem qualquer limitação, nesse sentido fez-se necessário impetrar um Mandado de Segurança, a fim de garantir o reembolso previsto na Lei 12.111/2009, sem qualquer limitação.

Mediante a referida ação judicial, foi proferida Decisão em Segunda Instância a qual garante a Companhia o integral reembolso dos custos de geração, afastando os efeitos da Resolução

Notas Explicativas

Homologatória ANEEL nº 427/2011. Com isso, vige atualmente decisão que concedeu a segurança pleiteada, no sentido de assegurar o reembolso integral dos custos referentes ao consumo de combustíveis sem qualquer limitação. Desta forma a Companhia permanece sendo reembolsada integralmente de seus custos de geração.

A Companhia entende que é baixo o risco de perda do litígio em virtude da Decisão já proferida, decisão esta reforçada pela Lei 13.299/2016 que trouxe o benefício de prover recursos para o pagamento dos reembolsos das despesas de aquisição de combustível incorridas até 30 de abril de 2016 pelas concessionárias titulares das concessões que trata a Lei 12.111/2009, comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da referida Lei.

Nesse sentido, têm-se, ainda a Nota Técnica ANEEL nº 331/2016, de 12 de setembro de 2016, que em seu item III. 2 – “Alterações na CCC”, dispõe que há necessidade de adequações da Resolução Normativa 427/2011 em virtude da Lei nº 13.299/2016, vejamos:

ii.2 Alterações na CCC

a. Em virtude da publicação da Lei nº 13.299, de 21/6/2016, a qual alterou, dentre outros, dispositivos da Lei nº 12.111, de 9/12/2009, há que se adequar o ato normativo da ANEEL que disciplina a gestão e o processamento da CCC.

b. Assim, em vista à Resolução Normativa nº 427/2011, identifica-se a seguir os pontos a serem revistos. Em primeiro lugar e apresentando-se como item de maior impacto econômico e financeiro nas distribuidoras beneficiadas, cita-se o art. 3º da Lei nº 13.299/2016, o qual prevê o reembolso das despesas comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da Lei nº 12.111/2010, incluindo atualizações monetárias, até 30/4/2016.

Sendo assim, e considerando que a Lei 13.299/2016 garante o reembolso integral do custo com combustíveis até 30 de abril de 2016, o valor estimado em litígio após abril de 2016 é de aproximadamente R\$ 100.081.

Essas contingências são obrigações possíveis para as quais não há nenhuma provisão reconhecida por não ser provável que uma obrigação legal ou construtiva resultante de um evento passado tenha ocorrido ou ainda não é provável que ocorra saída de caixa; ou a perda não pode ser confiavelmente estimada.

As informações referentes às demais contingências prováveis e possíveis e a descrição das demandas judiciais relevantes para a Companhia e suas controladas encontram-se divulgadas nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2016, não tendo ocorrido mudança relevante no período.

Notas Explicativas

**NOTA 31 - OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS**

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas termonucleares, que se constituem em um programa de atividades exigidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, que permite dismantelar com segurança e mínimo impacto ao meio ambiente essas instalações nucleares, ao final do ciclo operacional.

Dadas às características específicas de operação e manutenção de usinas termonucleares, sempre que ocorrerem alterações no valor estimado do custo de desmobilização, decorrentes de novos estudos em função de avanços tecnológicos, deverão ser alteradas as quotas de descomissionamento, de forma a ajustar o saldo da obrigação à nova realidade.

No cálculo do ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização é considerado o custo total estimado para o descomissionamento, descontado a uma taxa de 6,02% ao ano que representa o custo de capital da Companhia, desde o final da vida útil econômica de cada usina até a data do balanço.

	CONSOLIDADO
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2015	1.201.186
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	41.330
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 30/06/2016	1.242.516
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2016	1.402.470
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	41.597
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 30/06/2017	1.444.067

Notas Explicativas

**NOTA 32 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL**

Os recursos são oriundos do Tesouro Nacional sendo destinados aos projetos abaixo:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
Aportes da União para Futuro Aumento de Capital	3.233.413	3.060.373
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	236.768	224.097
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	3.997	3.783
UHE de Xingó	11.230	10.629
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.758	1.664
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	10.421	9.863
	3.497.587	3.310.409

Foram aprovados o ingresso de recursos na Companhia nos montantes de R\$ 1.000.000 e R\$ 970.000, em 6 de abril e 9 de setembro de 2016, respectivamente, via Adiantamento para Futuro Aumento de Capital ("AFAC"), efetuados pelo acionista controlador União. Os referidos recursos serão destinados à cobertura de despesas de capital, para o ano de 2016, previstas no orçamento da Eletrobras holding, ficando vedada a utilização desses recursos para transferência, a qualquer título, às distribuidoras subsidiárias da Eletrobras. Em 22 de novembro de 2016, ocorreu um novo ingresso de recursos na Companhia no montante de R\$ 936.180 a título de AFAC realizado pela União, destinado à viabilizar a execução do Plano Diretor de Negócios e Gestão para o período de 2017 a 2021 ("PNDG 2017-2021").

Os AFACs realizados em 6 de abril e 9 de setembro de 2016, fizeram necessários para reforçar as fontes de recursos necessárias para atendimento do Programa de Dispêndios Globais (PDG) 2016, aprovado pelo Decreto nº 8.632, de 30 de dezembro de 2015, devido à frustração de ingresso de alguns recursos previstos originalmente em seu orçamento de capital, tais como: (i) não recebimento de dividendos esperados de algumas investidas em razão dos prejuízos que apresentaram no exercício de 2015; (ii) não recebimento, até esta data, dos valores referentes às indenizações suplementares das concessões de geração e transmissão renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013, devido a necessidade de aguardar a regulamentação pelo Poder Concedente das condições para o referido pagamento; e (iii) dificuldade de acessar, neste momento, o mercado de *debt* em razão das atuais condições macroeconômicas e setoriais.

Notas Explicativas

**NOTA 33 – CONTRATOS ONEROSOS**

	CONSOLIDADO		
	SALDO EM 31/12/2016	CONSTITUIÇÕES	REVERSÕES/ COMPENSAÇÃO
Transmissão			
LT Recife II - Suape II	41.463	-	-
LT Camaçari IV - Sapeaçu	114.501	-	-
Outros	10.521	-	-
	166.485	-	-
Geração			
Jirau	-	-	-
Funil	63.424	-	(4.884)
Coaracy Nunes	370.581	-	-
Marimbondo	235.806	-	(12.735)
Angra 3	1.350.241	-	(484.641)
Outros	487.013	-	(174.692)
	2.507.065	-	(676.952)
Distribuição			
Ceal	7.809	-	-
Cepisa	65.382	-	(32.691)
Ceron	191.325	-	(88.367)
Boa Vista	2.223	5.542	-
Amazonas D	812.694	-	(433.795)
	1.079.433	5.542	(554.853)
	3.752.983	5.542	(1.231.805)
Total do Passivo Circulante	1.093.678	5.542	(554.853)
Total do Passivo Não Circulante	2.659.305	-	(676.952)
TOTAL	3.752.983	5.542	(1.231.805)

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO			
	SALDO EM 31/12/2015	CONSTITUIÇÕES	REVERSÕES / COMPENSAÇÃO	SALDO EM 31/12/2016
Transmissão				
Contrato 062/2001	729.478	-	(729.478)	-
LT Recife II - Suape II	51.024	-	(9.561)	41.463
LT Camaçari IV - Sapeaçu	99.080	15.421	-	114.501
Outros	16.467	-	(5.946)	10.521
	896.049	15.421	(744.985)	166.485
Geração				
Camaçari	80.441	-	(80.441)	-
Funil	83.788	-	(20.364)	63.424
Coaracy Nunes	228.091	142.490	-	370.581
Marimbondo	79.924	155.882	-	235.806
Angra 3	-	1.677.269	(327.028)	1.350.241
Outros	130.072	414.241	(57.300)	487.013
	602.316	2.389.882	(485.133)	2.507.065
Distribuição				
Ceal	-	7.809	-	7.809
Cepisa	-	65.382	-	65.382
Ceron	-	191.325	-	191.325
Boa Vista	60.120	-	(57.897)	2.223
Amazonas D	-	812.694	-	812.694
	60.120	1.077.210	(57.897)	1.079.433
	1.558.485	3.482.513	(1.288.015)	3.752.983
Total do Passivo Circulante	9.073	1.142.502	(57.897)	1.093.678
Total do Passivo Não Circulante	1.549.412	2.340.011	(1.230.118)	2.659.305
TOTAL	1.558.485	3.482.513	(1.288.015)	3.752.983

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 30 de junho de 2017, R\$ 785.539 (R\$ 952.728 em 31 de dezembro de 2016) decorrem de contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei 12.783/13, pelo fato da tarifa determinada apresentar um desequilíbrio em relação aos atuais custos de operação e manutenção. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes do programa de redução de custos e/ou revisão tarifária.

Angra 3

No semestre findo em 30 de junho de 2017, a Eletronuclear compensou o montante de R\$ 484.641 (vide Nota 19) da rubrica de contrato oneroso de Angra 3 em função de adições ocorridas no ativo imobilizado do empreendimento referente a custos de obra e capitalizações de juros sobre empréstimos.

Notas Explicativas

**NOTA 34 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO**

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados, principalmente, a contratos de compra de energia elétrica e combustível são:

34.1- Compra de energia

Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022
Amazonas D	806.494	875.046	949.946	1.030.126	1.117.687	3.114.855
CGTEE	228.948	228.948	220.695	220.695	220.696	220.695
Chesf	284.520	284.520	285.300	188.870	188.870	2.264.390
Distribuidora Alagoas	697.658	746.742	849.345	924.376	902.648	944.759
Distribuidora Piauí	1.115	1.075	1.101	1.158	1.009	424.545
Distribuidora Roraima	-	1.047.758	528.156	-	-	-
Distribuidora Rondônia	1.235.839	1.363.517	1.438.163	1.510.788	1.564.422	1.652.870
Eletronorte	857	857	860	857	-	-
Eletrosul	300.144	303.569	286.405	284.348	275.852	3.150.865
Furnas	743.608	757.907	812.510	809.204	801.112	4.452.414
Total	4.299.183	5.609.939	5.372.481	4.970.422	5.072.296	16.225.393

34.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022
Amazonas D	3.131.253	3.272.108	3.428.662	3.488.732	3.645.611	30.153.342
CGTEE	89.496	89.496	89.496	89.496	89.496	178.992
Eletronuclear	347.997	11.747	219	100.000	60.000	8.562.260
Total	3.568.746	3.373.351	3.518.377	3.678.228	3.795.107	38.894.594

A principal atividade de compras de combustíveis está na controlada Eletronuclear, que possui contratos assinados com as Indústrias Nucleares Brasileiras - INB para aquisição de Combustível Nuclear para produção de energia elétrica, destinadas as recargas das usinas UTN Angra 1 e UTN Angra 2, bem como a carga inicial e futuras recargas de UTN Angra 3.

Na controlada Amazonas existe o compromisso de longo prazo referente à compra de gás natural para fins de geração de termoeletrônica com a Companhia de Gás Natural do Amazonas – CIGÁS. O prazo final do contrato é 30/11/2030.

34.3- Venda de Energia

Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022
Amazonas GT	558.760	558.760	446.298	319.638	319.638	1.331.970
CGTEE	474.699	474.699	474.699	474.699	474.699	949.398
Chesf	706.390	613.080	617.720	616.540	671.180	7.822.100
Eletronorte	17.339	15.267	10.750	10.477	10.389	10.389
Eletrosul	583.434	477.830	387.869	386.809	386.809	6.403.452
Eletronuclear	3.087.989	3.087.989	3.087.989	3.087.989	3.087.989	-
Furnas	2.741.720	2.741.720	1.641.298	1.637.439	1.637.439	27.294.618
Distribuidora Rondônia	1.552.722	1.716.602	1.897.053	2.097.926	2.326.930	5.440.817
Total	9.723.053	9.685.947	8.563.676	8.631.517	8.915.073	49.252.745

34.4- Compromissos socioambientais

Empresas	2020	2021	2022	Após 2022
Eletronuclear	113.617	42.889	77.945	34.896
Eletronorte	-	-	-	146.799
Total	113.617	42.889	77.945	181.695

Notas Explicativas**Angra 3**

Termos de compromissos assumidos com os Municípios de Angra dos Reis, Rio Claro e Paraty, nos quais, a Eletronuclear se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais vinculados a UTN Angra 3, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

Tucurí

Em decorrência de exigências legais, relacionadas às obras de expansão da Usina Hidrelétrica Tucuruí e da elevação da cota do seu reservatório, de 72 para 74 metros, houve necessidade de se efetivar o processo de licenciamento desse empreendimento junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente (Sema), do Estado do Pará, tendo sido definido por aquele órgão, como condicionante para liberação da Licença de Instalação (LI), que a Eletronorte implantasse diversos programas de mitigação e compensações socioambientais.

34.5- Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2018	2019	2020	2021
Chesf	339.278	41.874	-	-
Eletronuclear	2.544.772	508.638	135.125	2.138
Eletrosul	144.394	103.662	122.631	161.190
Total	3.028.444	654.174	257.756	163.328

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado, principalmente, das usinas Angra 1, Angra 2 e Angra 3, necessários à manutenção operacional desses ativos.

A Companhia continua avaliando a continuidade do projeto da Usina Nuclear Angra 3, o qual poderá impactar nos compromissos de aquisição de imobilizado e intangível.

34.6- Aquisição de insumos

Empresas	2018	2019	2020
CGTEE	29.352	29.352	29.352
Total	29.352	29.352	29.352

A controlada CGTEE adquire cal para controle das emissões de resíduos das suas usinas.

34.7- Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

Os valores dos compromissos dos empreendimentos controlados em conjunto estão apresentados a seguir pela proporção das participações das companhias.

34.7.1 - Aquisição de imobilizado

A Companhia possui contratos de aquisição de bens do imobilizado junto a fornecedores relativo à participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), conforme apresentado abaixo:

Notas Explicativas



Empresas	2018	2019	2020	2021	2022
Eletronorte					
CCBM	26.799	-	-	-	-
ELM	14.578	2.078	2.078	2.078	6.829
Outros	39.437	3.741	-	-	-
Total	80.814	5.819	2.078	2.078	6.829

34.7.2 - Uso do bem público

Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022
Norte Energia S.A.	3.568	3.288	3.031	3.031	3.031	29.176
Energética Águas da Pedra S.A.	370	370	370	370	370	1.054
Total	3.938	3.658	3.401	3.401	3.401	30.230

34.7.3 - Aporte de capital

A Companhia possui compromissos futuros firmados relativo à participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), relativos a adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC, conforme apresentado abaixo:

Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022
Norte Energia S.A.	586.340	21.462	-	-	-	-
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	10.000	-	-	-	-	-
Transnorte Transmissora de Energia S.A.	88.200	-	-	-	-	-
Teles Pires Participações	85.000	35.000	18.000	18.000	18.000	-
ESBR Participações S.A.	118.200	-	-	-	-	-
Complexo Famosa	50.000	-	55.000	55.000	55.000	55.000
Complexo Eólico Baleia	75.000	-	63.000	63.000	63.000	63.000
Complexo Eólico Punaú	87.000	-	80.000	80.000	80.000	80.000
Complexo Eólico Itaguaçu Da Bahia	24.000	-	157.000	157.000	157.000	157.000
Empresa de Energia São Manoel S.A.	71.000	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí I	66.894	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí II	77.630	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí III	14.650	-	-	-	-	-
Chapada do Piauí II Holding S.A.	7.849	-	-	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	53.526	-	-	-	-	-
Companhia Energética SINOP S.A.	107.707	148	-	-	-	-
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	15.747	728	-	-	-	3.543
Fronteira Oeste	4.080	-	-	-	-	-
Paraíso	33.968	-	-	-	-	-
Norte Brasil	11.733	-	-	-	-	-
Leilão Transmissão 004/2014 - Lote A	115.000	53.663	-	-	-	-
Total	1.703.524	111.001	373.000	373.000	373.000	358.543

NOTA 35 – PROVISÃO PARA PASSIVO A DESCOBERTO

Em 30 de junho de 2017, a Companhia mantém registrado um passivo a descoberto de R\$ 21.945.542 (R\$ 20.160.828 em 31 de dezembro de 2016). A movimentação das empresas que apresentam passivo a descoberto está demonstrada a seguir:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Outros Resultados Abrangentes	Equivalência patrimonial	Saldo em 30/06/2017
MUTUAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA				
ED Piauí	1.221.736	-	48.585	1.270.321
ED Roraima	609.313	-	100.782	710.095
Amazonas	9.334.631	-	768.712	10.103.343
ED Acre	264.769	-	129.199	393.968
ED Rondonia	1.295.918	-	303.306	1.599.224
CGTEE	2.352.887	-	505.494	2.858.381
Eletronuclear	4.507.800	(4.034)	(189.391)	4.314.374
ED Alagoas	573.774	-	122.062	695.836
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	20.160.828	(4.034)	1.788.749	21.945.542

Notas Explicativas



Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Equivalência patrimonial	Saldo em 30/06/2016
MUTAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA					
ED Piauí	701.148	-	-	240.422	941.570
ED Roraima	337.643	-	-	149.029	486.672
Amazonas	4.363.597	-	-	1.304.902	5.668.499
ED Acre	125.416	-	-	111.732	237.148
ED Rondonia	456.558	-	(245)	129.882	586.195
CGTEE	1.210.508	-	-	312.859	1.523.367
Eletro nuclear	351.271	(456)	-	4.022.080	4.372.895
ED Alagoas	247.656	-	(8.307)	108.132	347.481
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	7.793.797	(456)	(8.552)	6.379.038	14.163.827

35.1 - Empresas de Distribuição:

a) Distribuição Alagoas - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todos os municípios do Estado de Alagoas mediante o Contrato de Concessão 07/2001-ANEEL. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A controlada, em 30 de junho de 2017, apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 65.865 (R\$ 29.965 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 1.374.896 (R\$ 1.252.835 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R\$ 695.836 (R\$ 573.774 em 31 de dezembro de 2016) e depende do suporte financeiro da Companhia.

b) Distribuição Rondônia - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todos os municípios do Estado de Rondônia mediante o Contrato de Concessão 05/2001-ANEEL. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A controlada, em 30 de junho de 2017, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 1.520.869 (R\$ 1.377.303 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 2.920.469 (R\$ 2.617.163 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R\$ 1.599.224 (R\$ 1.295.918 em 31 de dezembro de 2016) e depende do suporte financeiro da Companhia.

c) Distribuição Piauí - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todos os municípios do Estado do Piauí, mediante Contrato de Concessão 04/2001 de 12 de fevereiro de 2001, com a ANEEL. A principal atividade é a distribuição de energia elétrica. A controlada apresenta em 30 de junho de 2017 um capital circulante líquido negativo de R\$ 385.494 (R\$ 317.782 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 2.521.877 (R\$ 2.473.292 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R\$ 1.270.321 (R\$ 1.221.736 em 31 de dezembro de 2016) e depende do suporte financeiro da Companhia.

d) Amazonas D. - tem como atividades principais a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Amazonas. A Amazonas Energia tem geração própria (2.203,9 MW*) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A controlada apresenta, em 30 de junho de 2017, capital circulante líquido negativo de R\$ 4.849.457 (R\$ 6.701.443 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 14.707.873 (R\$ 13.939.161 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R\$ 10.103.343 (R\$ 9.334.631 em 31 de dezembro de 2016). Em 1º de julho de 2015, a controlada iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica foram segregadas de sua atividade de distribuição (vide Nota 1).

Notas Explicativas

e) Distribuição Roraima - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição pelo Contrato 21/2001 – ANEEL, de 21 de março de 2001 e Termo Aditivo de quatorze de outubro de 2005, para distribuição de energia elétrica no município de Boa Vista - RR, válida até o ano de 2015. A controlada, em 30 de junho de 2017, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 452.692 (R\$ 395.860 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 1.391.310 (R\$ 1.290.529 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R\$ 710.095 (R\$ 609.313 em 31 de dezembro de 2016) e depende do suporte financeiro da Companhia.

f) Distribuição Acre – responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todo o Estado do Acre, mediante contrato de concessão 06/2001, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 12 de fevereiro de 2001, com prazo de vigência até 07 de julho de 2015. O suprimento de energia elétrica da capital, Rio Branco, e das seis localidades interligadas ao Sistema Rio Branco, é feita pela Eletronorte. O interior do Estado, desde 1999, através de um contrato de Comodato, vem sendo suprido pela GUASCOR do Brasil Ltda., na forma de Produtor Independente de Energia- PIE, por intermédio de Sistemas Isolados de Geração. Destaque-se que, o suprimento de energia elétrica a todo o Estado, é feito através de Termoelétricas a Diesel (100%). A controlada apresenta, em 30 de junho de 2017, um capital circulante líquido negativo de R\$ 138.663 (R\$ 89.367 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 882.755 (R\$ 749.161 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R\$ 407.371 (R\$ 273.777 em 31 de dezembro de 2016).

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

35.2 – Empresas de Geração e Transmissão:

(a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da Companhia, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, e a realização de serviços de engenharia correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. A Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW*, bem como construção da usina Angra 3. A partir de 1º de janeiro de 2013, a energia elétrica gerada pela controlada foi rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009. A controlada, em 30 de junho de 2017, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 573.027 (R\$ 627.954 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 10.763.300 (R\$ 10.952.863 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R\$ 4.318.260 (R\$ 4.511.861 em 31 de dezembro de 2016) e depende do suporte financeiro da Companhia.

(b) Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) – tem por principal objeto social realizar estudos, projetos, construções e operações das instalações dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém concessão de geração para as seguintes usinas termelétricas: Usina Presidente Médici, Fases A e B, localizada no município de Candiota; Usina de São Jerônimo, localizada no município de São Jerônimo; e Usina NUTEPA, localizada no Município de Porto Alegre, todas no Estado do Rio Grande do Sul. A investida apresenta em 30 de junho de 2017 um capital circulante líquido negativo de R\$ 1.251.107 (R\$ 799.982 em 31 de dezembro de 2016).

Notas Explicativas



A CGTEE apresentou em 30 de junho de 2017 um prejuízo acumulado de R\$ 3.596.462, ante um prejuízo acumulado de R\$ 3.090.917 em 31 de dezembro de 2016. O resultado determinou um passivo a descoberto na mesma data de R\$ 2.858.666 (R\$ 2.353.121 em 31 de dezembro de 2016).

Diante do quadro atual, a CGTEE está em tratativas junto a Eletrobras para viabilizar ações que possibilitam a sua recuperação técnica e financeira e também depende do apoio financeiro da Eletrobras para sua manutenção operacional, bem como para execução dos investimentos futuros necessários.

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

NOTA 36 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

36.1 - Capital Social

O Capital Social da Companhia, em 30 de junho de 2017, é de R\$ 31.305.331 (R\$ 31.305.331 em 31 de dezembro de 2016) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos, às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculados sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.352.634.100 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 30 de junho de 2017, conforme a seguir:

30/06/2017								
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1.544	0,00	554.397.196	40,99
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
Banco Clássico	68.750.900	6,32	-	-	-	-	68.750.900	5,08
American Depositary Receipts – ADR's	27.792.268	2,56	-	-	14.311.015	5,39	42.103.283	3,11
Outros	219.808.262	20,22	146.920	100,00	214.170.551	80,69	434.125.733	32,09
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100,00</u>	<u>146.920</u>	<u>100,00</u>	<u>265.436.883</u>	<u>100,00</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>

31/12/2016								
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1.544	0,00	554.397.196	40,99
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
Banco Clássico	68.750.900	6,32	-	-	-	-	68.750.900	5,08
American Depositary Receipts – ADR's	30.449.968	2,80	-	-	16.755.615	6,31	47.205.583	3,49
Outros	217.150.562	19,98	146.920	100,00	211.725.951	79,77	429.023.433	31,72
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100,00</u>	<u>146.920</u>	<u>100,00</u>	<u>265.436.883</u>	<u>100,00</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>

Do total das 544.979.916 ações em poder dos minoritários, 266.915.123, ou seja, 48,9% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 141.723.334 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 125.191.761 de preferenciais da classe "B".

Notas Explicativas



Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 27.792.268 ações ordinárias e 14.311.015 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts – ADR's*.

Os Fundos de investimento e investidores não residentes, cuja carteiras são geridas discricionariamente pela 3G RADAR gestora de recursos Ltda. adquiriu, em 18/05/2017, participação relevante no capital social da Companhia. As participações societárias por ele detidas no capital social da Companhia, de forma agregada, atingiram 13.621.700 ações preferenciais classe B, correspondentes a aproximadamente 5,13% do total de ações preferenciais classe B de emissão da Companhia.

As demais contas do patrimônio líquido não sofreram alterações no período de seis meses findo em 30 de junho de 2017. Informações detalhadas sobre as demais contas do patrimônio líquido estão divulgadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016.

NOTA 37 – RESULTADO POR AÇÃO**(a) Básico**

O resultado básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas durante o exercício, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria. Ações preferenciais possuem prioridade na distribuição de dividendos mínimos. Entretanto, sua participação em direitos sobre lucro, uma vez que a distribuição dos dividendos mínimos foram realizados, é equivalente a ações ordinárias. Assim, o resultado por ação preferencial é calculado usando pelo método aplicado as ações ordinárias.

01/04/2017 a 30/06/2017				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	245.639	33	59.980	305.653
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	0,23	0,23	0,23	

01/01/2017 a 30/06/2017				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	1.365.632	185	333.461	1.699.278
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	1,26	1,26	1,26	

Notas Explicativas



01/04/2016 a 30/06/2016				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	10.223.938	1.382	2.496.490	12.721.810
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	9,41	9,41	9,41	

01/01/2016 a 30/06/2016				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	7.091.406	958	1.731.586	8.823.950
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	6,52	6,52	6,52	

(b) Diluído

Para calcular o resultado diluído por ação, a Companhia deve presumir o exercício de opções, bônus de subscrição e semelhantes diluidores da companhia. Os valores presumidos provenientes desses instrumentos devem ser considerados como tendo sido recebidos da emissão de ações ordinárias ao preço médio de mercado das ações ordinárias durante o período. Em 30 de junho de 2017, as 15.082.524 ações ordinárias potenciais dilutivas, referentes ao Empréstimo Compulsório, foram incluídas no cálculo da média ponderada do número de ações preferenciais devido ao efeito dilutivo em 2016 e 2017, conforme apresentado abaixo.

01/04/2017 a 30/06/2017					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	242.936	33	3.364	59.320	305.653
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	15.053	265.437	1.367.687
% de ações em relação ao total	79,48%	0,01%	1,10%	19,41%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	0,22	0,22	0,22	0,22	

01/01/2017 a 30/06/2017					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	1.350.602	183	18.702	329.791	1.699.278
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	15.053	265.437	1.367.687
% de ações em relação ao total	79,48%	0,01%	1,10%	19,41%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	1,24	1,24	1,24	1,24	

Notas Explicativas



01/04/2016 a 30/06/2016					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	10.121.568	1.368	127.381	2.471.493	12.721.810
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	13.681	265.437	1.366.315
% de ações em relação ao total	79,56%	0,01%	1,00%	19,43%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	9,31	9,31	9,31	9,31	
01/01/2016 a 30/06/2016					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	7.020.401	949	88.352	1.714.248	8.823.950
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	13.681	265.437	1.366.315
% de ações em relação ao total	79,56%	0,01%	1,00%	19,43%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	6,46	6,46	6,46	6,46	

NOTA 38 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
RECEITAS OPERACIONAIS								
Geração								
Suprimento de energia para companhias de distribuição	830.114	1.663.291	918.771	1.826.915	3.385.148	6.699.282	3.324.821	6.379.725
Suprimento de energia para consumidores finais	-	-	-	-	495.832	1.181.006	732.938	1.374.170
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	-	-	368.196	764.497	200.458	417.883
Receita de Operação e Manutenção de Concessões Renovadas	-	-	-	-	558.087	1.121.990	513.454	1.023.497
Receita de Construção de Usinas Renovadas	-	-	-	-	13.808	20.164	22.527	4.797
Efeito Financeiro de Itaípu	128.599	178.037	11.131	(136.459)	128.599	178.037	11.131	(136.459)
	958.713	1.841.328	929.902	1.690.456	4.949.670	9.964.976	4.805.329	9.063.613
Transmissão								
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	-	-	721.991	1.468.548	679.213	1.351.740
Receita de Operação e Manutenção	-	-	-	-	64.115	127.895	68.641	115.984
Receita de Construção	-	-	-	-	208.269	382.369	473.777	785.686
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	-	-	1.687.669	3.481.030	25.992.714	26.170.366
	-	-	-	-	2.682.044	5.459.842	27.214.345	28.423.776
Distribuição								
Fornecimento/Suprimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	2.129.275	4.489.481	2.054.096	4.341.491
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	-	-	270.233	379.148	163.714	202.001
Receita de Construção	-	-	-	-	184.474	326.085	215.152	372.130
CVA e outros itens financeiros	-	-	-	-	199.113	167.481	90.556	160.428
	-	-	-	-	2.783.095	5.362.195	2.523.518	5.076.050
Outras receitas	121.415	130.042	1.705	5.895	483.398	927.375	288.058	542.123
	1.080.128	1.971.370	931.067	1.696.351	10.898.207	21.714.388	34.831.250	43.105.562
(-) Deduções à Receita Operacional								
(-) ICMS	-	-	-	-	(495.916)	(1.111.343)	(505.441)	(1.000.530)
(-) PASEP e COFINS	(39.886)	(58.512)	(138.940)	(63.714)	(828.130)	(1.615.620)	(897.791)	(1.504.788)
(-) Encargos setoriais	-	-	-	-	(432.225)	(977.320)	(461.825)	(950.155)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	-	-	(47.799)	(55.607)	4.956	(31.371)
	(39.886)	(58.512)	(138.940)	(63.714)	(1.804.070)	(3.759.890)	(1.860.101)	(3.486.844)
Receita operacional líquida	1.040.242	1.912.858	792.667	1.632.637	9.094.137	17.954.498	32.971.149	39.618.718

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e demais Instalações de Transmissão - RPC, não depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei 12.783/2013.

Dessa forma, nos períodos de três e seis meses findos em 30 de junho de 2016, a Companhia efetuou sua estimativa dos valores atualizados relativos aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, reconhecendo o montante de R\$ 25.810.222 na rubrica Receita Financeira – Retorno do Investimento no segmento de transmissão. Nessa rubrica, no período de seis meses findo em 30 de junho de 2017, a Companhia reconheceu apenas a atualização sobre tal estimativa, no montante de R\$ 2.827.361.

Notas Explicativas



Em 10 de abril de 2017, foi proferida liminar, sem julgamento de mérito, a favor da ABRACE no âmbito do citado processo judicial atendendo parcialmente ao pleito da ABRACE determinando que "a ANEEL exclua a parcela dita de "remuneração" da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, calculada sobre os bens reversíveis, ainda não amortizados e nem depreciados, prevista no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013, devendo incidir sobre o montante apenas a atualização".

Baseado na opinião legal dos advogados externos, a Companhia entende que as decisões tomadas até o momento não interferem no direito de receber a remuneração dos ativos estabelecida pela Lei 12.973/2013 e pela Portaria MME nº 120/2016, que concedeu o direito de receber tais montantes, mesmo que seja na instância do Governo Federal. Assim, a Companhia entende que não existe evidência objetiva para reconhecimento de *impairment* em relação a esses ativos reconhecidos. (Vide Nota 2.1)

NOTA 39 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
Investimentos em controladas								
Equivalência patrimonial	1.049.791	2.503.985	17.000.247	17.722.285	-	-	-	-
Investimentos em coligadas								
Juros sobre o capital próprio	2.225	2.225	-	-	2.225	2.225	-	-
Equivalência patrimonial	272.452	433.477	339.233	390.731	427.752	656.929	327.259	421.390
	274.677	435.702	339.233	390.731	429.977	659.154	327.259	421.390
Outros investimentos								
Juros sobre o capital próprio	-	10.349	1.026	1.026	-	10.349	1.026	1.026
Dividendos	19.176	21.795	42.559	61.016	19.176	21.795	42.559	61.016
Rendimentos de capital - ITAIPU	6.344	63.844	5.370	74.870	6.344	63.844	5.370	74.870
	25.520	95.988	48.955	136.912	25.520	95.988	48.955	136.912
Alienação de Investimentos	62	1.525.209	-	-	62	1.525.209	-	-
	1.350.050	4.560.884	17.388.435	18.249.928	455.559	2.280.351	376.214	558.302

NOTA 40 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
Pessoal	102.342	215.216	100.815	214.677	1.698.561	3.300.137	1.428.214	2.844.907
Material	368	885	589	1.185	65.217	120.098	72.402	132.185
Serviços	49.294	77.520	136.222	187.589	664.863	1.246.192	733.098	1.244.581
	152.004	293.621	237.626	403.451	2.428.641	4.666.427	2.233.714	4.221.673

A Companhia e algumas de suas controladas (CGTEE, Chesf, Eletronuclear, Eletronorte, Eletropar, Eletrosul e Furnas) implementaram o Plano de Aposentadoria Extraordinária ("PAE"), conforme iniciativa prevista no Plano Diretor de Negócios e Gestão ("PDNG") para o período de 2017 a 2021.

As adesões voluntárias ao PAE foram divididas em dois períodos, sendo o primeiro de 22 de maio a 14 de julho de 2017, e o segundo período entre 17 e 31 de julho de 2017. As adesões voluntárias nesses períodos totalizaram 1.738 colaboradores. Os desligamentos estão sendo realizados entre junho e dezembro de 2017.

As despesas com o PAE incluem incentivos financeiros e manutenção da cobertura de assistência à saúde pelo período de 60 meses.

Notas Explicativas



Para fazer face a tais gastos, a Controladora registrou no período provisão/despesa com pessoal no montante de R\$ 38.044 e no Consolidado no montante de R\$ 705.822.

NOTA 41 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
Energia comprada para revenda								
Suprimento	-	-	578.447	1.285.570	1.334.855	2.634.959	1.537.546	3.100.234
Comercialização na CCEE	252.779	410.811	307.726	508.239	984.420	1.576.222	765.229	1.358.358
Proinfra	586.292	1.284.768	-	-	394.856	1.098.559	6.468	11.840
Outros	4.325	8.687	5.670	8.646	40.892	47.580	7.613	15.481
	843.396	1.704.266	891.843	1.802.455	2.755.023	5.357.320	2.316.856	4.485.913

NOTA 42 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
Garantias	9.300	21.846	10.742	15.367	9.300	21.846	10.742	15.367
Contingências (Nota 30)	178.543	176.403	(996.965)	1.901.393	465.291	577.771	(596.278)	2.352.602
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	-	-	51.729	145.394	17.397	159.742
PCLD - Financiamentos e Empréstimos (Nota 8)	(4.777)	(217)	3.451	8.515	(5.259)	(217)	3.451	8.515
Passivo a descoberto em Controladas (Nota 35)	616.881	1.790.372	4.961.074	6.379.036	-	-	-	-
Contratos Onerosos (Nota 33)	-	-	-	-	(907.141)	(1.226.262)	1.621.562	1.521.011
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos	16.120	37.888	463	-	24.442	44.185	523	60
Impairment	(464)	(927)	(926)	(926)	(117.622)	152.724	2.348.010	2.348.010
Ajuste a Valor de Mercado	(92)	(183)	134	272	(92)	(183)	134	272
Outras	(137.572)	(43.594)	20.680	22.476	(19.578)	146.743	168.707	181.690
	677.939	1.981.588	3.998.653	8.326.133	(498.930)	(137.999)	3.574.248	6.587.269

Contingências

No primeiro trimestre de 2016, a Companhia revisou as suas estimativas de mensuração de determinados processos judiciais referentes ao empréstimo compulsório e identificou que parte dos processos representavam obrigações presentes resultantes de eventos passados e que poderiam gerar futuro desembolso de recursos, o que resultou em um incremento de R\$ 3.431.361 na provisão à época. Já no primeiro semestre de 2017, não houve grandes alterações nas provisões para contingências da Companhia (vide nota 30).

Contratos Onerosos

No primeiro semestre de 2017 a Companhia registrou um reversão de contrato oneroso no valor de R\$ 1.226.262. Este valor deve-se, principalmente, a compensação de contrato oneroso de Angra 3 referente a adições de ativo no valor de R\$ 484.641 e, também, as reversões da Amazonas D no valor de R\$ 433.795 e demais distribuidoras no valor de R\$ 121.058, referentes ao encerramento das prestação de serviços públicos das mesmas em dezembro de 2017.

NOTA 43 – ATIVOS MANTIDOS PARA VENDA**43.1 – Alienação do controle acionário da controlada CELG D**

Em 14 de fevereiro de 2017, foi assinado, o contrato de compra e venda de Ações da CELG D entre Eletrobras, Companhia Celg de Participações – CELGPARG e ENEL BRASIL S/A, alienando a totalidade das ações da CELG D pertencentes a Eletrobras para a ENEL BRASIL S/A.

Notas Explicativas

A Eletrobras recebeu, nesta data, o valor de R\$ 1.065.266 referente à referida alienação e reconheceu um ganho no resultado do período findo em 31 de março de 2017 relativo a venda da controlada no montante de R\$ 1.524.687.

NOTA 44 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS**44.1 - Gestão do Risco de Capital**

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	CONSOLIDADO	
	30/06/2017	31/12/2016
Total dos empréstimos e financiamentos	45.845.412	45.620.428
(-) Caixa e Equivalente de Caixa e Títulos e valores mobiliários	7.906.101	6.424.881
Dívida Líquida	37.939.311	39.195.547
(+) Total do Patrimônio Líquido	46.226.803	44.064.927
Total do Capital	84.166.114	83.260.474
Índice de Alavancagem Financeira	45%	47%

44.2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os saldos contábeis dos ativos e passivos financeiros representam uma aproximação razoável do valor justo. A Companhia usa a hierarquia para mensurar o valor justo de seus instrumentos financeiros:

Notas Explicativas



	CONTROLADORA		
	Mensuração	30/06/2017	31/12/2016
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa		531.487	194.106
<u>Empréstimos e Recebíveis</u>		<u>39.114.184</u>	<u>38.300.688</u>
Clientes	Custo Amortizado	418.292	431.472
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	35.431.678	35.381.756
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	736.697	74.527
Ativo Financeiro - Itaipu	Custo Amortizado	2.527.517	2.412.933
<u>Mantidos Até o Vencimento</u>		<u>253.215</u>	<u>245.296</u>
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	253.215	245.296
<u>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</u>		<u>4.289.359</u>	<u>4.288.141</u>
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	4.289.359	4.288.141
<u>Disponíveis para venda</u>		<u>1.172.739</u>	<u>1.168.935</u>
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.172.739	1.168.935
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
<u>Mensurados pelo Custo Amortizado</u>		<u>29.083.564</u>	<u>29.665.828</u>
Fornecedores	Custo Amortizado	528.922	440.976
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	25.260.874	26.319.526
Obrigações de ressarcimento	Custo Amortizado	2.062.165	1.693.309
Passivo Financeiro - Itaipu	Custo Amortizado	1.231.603	1.212.017
<u>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</u>		<u>5.633</u>	<u>6.614</u>
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	5.633	6.614

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO		
	Mensuração	30/06/2017	31/12/2016
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa		1.231.465	679.668
Empréstimos e Recebíveis		81.338.526	78.991.610
Clientes	Custo Amortizado	7.005.584	6.481.303
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	12.033.747	13.184.244
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	8.662.238	9.164.986
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	14.238.712	13.590.194
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	Valor Justo	39.398.245	36.570.883
Mantidos Até o Vencimento		254.019	246.801
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	254.019	246.801
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		6.738.963	5.727.185
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	6.420.617	5.498.412
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	318.346	228.773
Disponíveis para venda		6.546.164	6.283.905
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.372.145	1.357.923
Ativo Financeiro - Distribuição	Valor justo	5.174.019	4.925.982
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados pelo Custo Amortizado		70.980.414	69.885.305
Fornecedores	Custo Amortizado	19.999.739	19.442.121
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	45.845.412	45.620.428
Debêntures	Custo Amortizado	361.923	201.375
Obrigações de Ressarcimento	Custo Amortizado	3.581.355	3.384.398
Arrendamento Mercantil	Custo Amortizado	1.124.850	1.169.504
Concessões a Pagar UBP	Custo Amortizado	67.135	67.479
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		70.330	50.631
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	64.697	44.017
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	5.633	6.614

44.2.1 - Técnicas de avaliação e informações usadas

- Caixa e Equivalentes de caixa: mantidos para negociação em curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- Títulos e valores mobiliários – Curto e Longo Prazo – usualmente mantidos para negociação em curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- Clientes: são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização. Os créditos renegociados são registrados assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores prováveis de realização, similares aos valores justos.
- Ativos financeiros da concessão: são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão. São classificados como empréstimos e recebíveis.

Notas Explicativas

- e) Derivativos: são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado ou no patrimônio líquido, dependendo do tipo de cada designação do derivativo.
- f) Direito de Ressarcimento: São ativos financeiros que representam o direito de reembolso da CCC, relativos aos custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, incluindo os custos relativos à contratação de energia e de potência associada à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, aos encargos do setor elétrico e impostos e, ainda, aos investimentos realizados. São classificados como empréstimos e recebíveis.
- g) Investimentos em Participações Societárias: refere-se a investimentos permanentes em outras sociedades, avaliados pelo método de equivalência patrimonial.
- h) Fornecedores: são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.
- i) Debêntures: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de taxa de juros efetiva. A Companhia acredita que esses instrumentos aproximam-se dos seus valores justos, exceto quando essas debêntures possuem Preço Unitário – PU no mercado secundário próximo ao período do relatório.
- j) Empréstimos e financiamentos: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Os valores de mercado dos empréstimos e financiamentos obtidos são similares aos seus valores contábeis.
- k) Arrendamento mercantil: O valor nominal utilizado no cálculo dos passivos originados pelos referidos contratos foi encontrado tomando como referência o valor fixado para a contratação de potência mensal contratada, multiplicada pela capacidade instalada (60 a 65 MW) e pela quantidade de meses de vigência do contrato.
- l) Obrigações de ressarcimento: referem-se aos valores de adiantamentos e tributos (ICMS, PIS e COFINS) a serem devolvidos ao Fundo CCC.
- m) Demais instrumentos financeiros: os valores justos são similares aos seus valores contábeis, uma vez que: (i) possuem prazo de recebimento/ pagamento médio inferior a 60 dias; (ii) são concentrados em títulos de renda fixa, remunerados a taxa de CDI; e (iii) não existem instrumentos similares, com vencimentos e taxas de juros comparáveis.

Notas Explicativas



44.2.1 – Estimativa de valor justo:

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

CONTROLADORA				
30/06/2017				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.172.739	-	-	1.172.739
Investimentos (Participações Societárias)	1.172.739	-	-	1.172.739
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	4.289.359	-	4.289.359
Títulos e Valores Mobiliários	-	4.289.359	-	4.289.359
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	5.633	-	5.633
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	5.633	-	5.633

CONTROLADORA				
31/12/2016				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.168.935	-	-	1.168.935
Investimentos (Participações Societárias)	1.168.935	-	-	1.168.935
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	4.288.141	-	4.288.141
Títulos e Valores Mobiliários	-	4.288.141	-	4.288.141
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	6.614	-	6.614
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	6.614	-	6.614

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO			
	30/06/2017			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.372.145	5.174.019	-	6.546.164
Investimentos (Participações Societárias)	1.372.145	-	-	1.372.145
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	5.174.019	-	5.174.019
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	46.137.208	-	46.137.208
Títulos e Valores Mobiliários	-	6.420.617	-	6.420.617
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	318.346	-	318.346
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	-	39.398.245	-	39.398.245
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	70.330	-	70.330
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	64.697	-	64.697
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	-	5.633	-	5.633
	CONSOLIDADO			
	31/12/2016			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.357.923	4.925.982	-	6.283.905
Investimentos (Participações Societárias)	1.357.923	-	-	1.357.923
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	4.925.982	-	4.925.982
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	42.298.068	-	42.298.068
Títulos e Valores Mobiliários	-	5.498.412	-	5.498.412
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	228.773	-	228.773
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	-	36.570.883	-	36.570.883
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	50.631	-	50.631
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	44.017	-	44.017
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	-	6.614	-	6.614

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo; e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

Notas Explicativas

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia e suas controladas é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais da FTSE 100 classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde está disponível e confiam o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2.

Se uma ou mais informações relevantes não estiver baseada em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares.
- O valor justo de swaps de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.
- O valor justo dos contratos de câmbio futuros é determinado com base nas taxas de câmbio futuras na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente.

Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, que são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes, e o risco de crédito das contrapartes das operações de swaps.

44.3 - Gestão de Riscos Financeiros:

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Notas Explicativas

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

44.3.1 - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio. A Companhia apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade nos seus resultados bem como em seu fluxo de caixa. A Companhia apresenta relevante exposição entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com Itaipu Binacional.

Nesse contexto foi aprovada a Política de *hedge* Financeiro da Companhia. O objetivo da atual política é monitorar e mitigar a exposição às variáveis de mercado que impactem ativos e passivos da Companhia e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas Demonstrações Financeiras.

Com isso, a referida política visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Junto com a política foi aprovada a criação do Comitê de *hedge* Financeiro no âmbito da Diretoria Financeira, que tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de *hedge* a serem apresentados à Diretoria Executiva da Companhia.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Companhia, a política aprovada elenca uma escala de prioridades. Primeiramente, a solução estrutural, e, apenas nos casos residuais, seriam adotadas operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros, quando realizadas seguem a política de hedge da companhia e não podem caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

(a) Composição dos saldos em moeda estrangeira e análise de sensibilidade:

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 2016 e 2017 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook 86*, publicado pela OECD (*The Organisation Economic Co-operation and Development*).

Foram realizadas análises de sensibilidade dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, que apresentam exposição à taxa de câmbio e que poderiam trazer perdas materiais à Companhia, em quatro diferentes cenários, tendo como base o cenário provável acima mencionado: dois considerando a apreciação das moedas e outros dois considerando a depreciação dessas das moedas.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em

Notas Explicativas



avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

(a.1) Risco de apreciação das taxas de câmbio:

			CONTROLADORA			
Saldo em 30/06/2017			Efeito no resultado - receita (despesa)			
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹	
USD	Empréstimos obtidos	3.383.012	11.189.650	127.201	(2.638.411)	(5.404.023)
	Empréstimos concedidos	3.156.989	10.443.951	(120.597)	2.460.242	5.041.080
	Ativo financeiro - ITAIPU	391.728	1.295.914	(14.964)	305.273	625.511
Impacto no resultado - USD			(8.360)	127.104	262.568	
EURO	Empréstimos obtidos	59.264	223.637	6.732	(47.494)	(101.720)
	Empréstimos concedidos	58.653	221.414	(6.745)	46.922	100.589
	Impacto no resultado - EURO		(13)	(572)	(1.131)	
IENE	Empréstimos obtidos	2.206.497	64.915	927	(15.070)	(31.067)
	Empréstimos concedidos	6.007.303	176.855	(2.643)	40.910	84.463
	Impacto no resultado - IENE		(1.716)	25.839	53.395	
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			(10.089)	152.372	314.832	

			CONSOLIDADO				
			Saldo em 30/06/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	3.495.909	11.563.070	131.446	(2.726.460)	(5.584.366)	
	Empréstimos concedidos	3.050.048	10.090.168	(116.512)	2.376.902	4.870.316	
	Ativo financeiro - ITAIPU	391.728	1.295.914	(14.964)	305.273	625.511	
	Impacto no resultado - USD			(30)	(44.284)	(88.539)	
EURO	Empréstimos obtidos	59.264	223.637	6.732	(47.494)	(101.720)	
	Impacto no resultado - EURO			6.732	(47.494)	(101.720)	
IENE	Empréstimos obtidos	2.206.497	64.915	927	(15.070)	(31.067)	
	Impacto no resultado - IENE			927	(15.070)	(31.067)	
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				7.629	(106.848)	(221.326)	

(¹) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
USD	3,270	4,088	4,905
EURO	3,660	4,575	5,490
IENE	0,029	0,036	0,044

Notas Explicativas



(a.2) Risco de depreciação das taxas de câmbio:

			CONTROLADORA		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
Saldo em 30/06/2017					
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD					
Empréstimos obtidos	3.383.012	11.189.650	127.201	2.892.813	5.658.426
Empréstimos concedidos	3.156.989	10.443.951	(120.597)	(2.701.435)	(5.282.274)
Ativo financeiro - ITAIPU	391.728	1.295.914	(14.964)	(335.202)	(655.439)
Impacto no resultado - USD			(8.360)	(143.823)	(279.287)
EURO					
Empréstimos obtidos	59.264	223.637	6.732	60.959	115.185
Empréstimos concedidos	58.653	221.414	(6.745)	(60.412)	(114.080)
Impacto no resultado - EURO			(13)	546	1.105
IENE					
Empréstimos obtidos	2.206.497	64.915	927	16.924	32.921
Empréstimos concedidos	6.007.303	176.855	(2.643)	(46.196)	(89.749)
Impacto no resultado - IENE			(1.716)	(29.272)	(56.828)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			(10.089)	(172.550)	(335.010)

			CONSOLIDADO		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
Saldo em 30/06/2017					
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD					
Empréstimos obtidos	3.495.909	11.563.070	131.446	2.989.352	5.847.258
Empréstimos concedidos	3.050.048	10.090.168	(116.512)	(2.609.926)	(5.103.340)
Ativo financeiro - ITAIPU	391.728	1.295.914	(14.964)	(335.202)	(655.439)
Impacto no resultado - USD			(30)	44.225	88.479
EURO					
Empréstimos obtidos	59.264	223.637	6.732	60.959	115.185
Impacto no resultado - EURO			6.732	60.959	115.185
IENE					
Empréstimos obtidos	2.206.497	64.915	927	16.924	32.921
Impacto no resultado - IENE			927	16.924	32.921
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			7.629	122.107	236.585

(1) Premissas adotadas:

	Provável	-25%	-50%
USD	3,270	2,453	1,635
EURO	3,660	2,745	1,830
IENE	0,029	0,022	0,015

44.3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia de contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa Libor.

A Companhia monitora a sua exposição à taxa Libor e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme Política de *Hedge* Financeiro.

Notas Explicativas



(a) Composição dos saldos por indexador e análise de sensibilidade

A composição da dívida por indexador, seja em moeda nacional ou em moeda estrangeira, está detalhada na nota 22, item a.

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 2016 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD (*The Organisation Economic Co-operation and Development*).

Foram realizadas análises de sensibilidade dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, e que poderiam trazer perdas materiais à Companhia, em quatro diferentes cenários, tendo como base o cenário provável acima mencionado: dois considerando a apreciação dos indexadores e outros dois considerando a depreciação desses indexadores.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

Em todos os cenários foi utilizada a cotação provável do dólar para converter para reais o efeito no resultado dos riscos atrelados à oscilação da LIBOR. Nesta análise de sensibilidade está sendo desconsiderado qualquer efeito cambial em decorrência de eventual apreciação ou depreciação do cenário provável da cotação do dólar. O impacto da apreciação e da depreciação do cenário provável da cotação do dólar estão apresentados no item (44.3.1 (a)) desta nota.

(a.1) LIBOR

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA				
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 30/06/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	560.194	1.853.232	(2.692.794)	(3.365.993)	(4.039.192)
	Derivativo	650.000	2.150.330	3.124.485	3.905.606	4.686.728
	Total			431.691	539.613	647.536

Notas Explicativas



		CONSOLIDADO				
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 30/06/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	669.749	2.215.662	(3.219.414)	(4.024.268)	(4.829.122)
	Derivativo	650.000	2.150.330	3.124.485	3.905.606	4.686.728
	Total			(94.929)	(118.662)	(142.394)
(1) Premissas adotadas:			30/06/2017	Provável	25%	50%
USD			3,3082	3,2700	4,0875	4,9050
LIBOR			n/a	1,4700	1,8375	2,2050

(a.2) Indexadores nacionais

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo em 30/06/2017	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	5.770.499	(470.873)	(588.591)	(706.309)
	Impacto no resultado - CDI		(470.873)	(588.591)	(706.309)
IGPM	Empréstimos concedidos	235.118	1.293	1.616	1.940
	Impacto no resultado - IGPM		1.293	1.616	1.940
IPCA	Empréstimos concedidos	6.650.287	239.410	299.263	359.115
	Impacto no resultado - IPCA		239.410	299.263	359.115
SELIC	Empréstimos obtidos	1.180.953	(96.366)	(120.457)	(144.549)
	Impacto no resultado - SELIC		(96.366)	(120.457)	(144.549)
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(326.535)	(408.169)	(489.803)

Notas Explicativas



		CONSOLIDADO			
		Saldo em 30/06/2017	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	13.165.282	(1.074.287)	(1.342.859)	(1.611.431)
	Impacto no resultado - CDI		(1.146.325)	(1.432.906)	(1.719.488)
TJLP	Empréstimos obtidos	7.299.660	(516.816)	(646.020)	(775.224)
	Debêntures emitidas	361.923	(25.624)	(32.030)	(38.436)
	Impacto no resultado - TJLP		(542.440)	(678.050)	(813.660)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.124.850	(6.187)	(7.733)	(9.280)
	Empréstimos concedidos	233.422	1.284	1.605	1.926
	Impacto no resultado - IGPM		(4.903)	(6.129)	(7.354)
SELIC	Empréstimos obtidos	1.216.428	(99.261)	(124.076)	(148.891)
	Impacto no resultado - SELIC		(99.261)	(124.076)	(148.891)
IPCA	Empréstimos obtidos	461.375	16.610	20.762	24.914
	Impacto no resultado - IPCA		16.610	20.762	24.914
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIACÃO DOS ÍNDICES			(1.776.319)	(2.220.399)	(2.664.479)
(¹) Premissas adotadas:			Provável	25%	50%
	CDI		8,16%	10,20%	12,24%
	IPCA		3,60%	4,50%	5,40%
	TJLP		7,08%	8,85%	10,62%
	IGPM		0,55%	0,69%	0,83%
	SELIC		8,16%	10,20%	12,24%

Notas Explicativas



- risco de depreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo em 30/06/2017	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (- 25%) ¹	Cenário III (- 50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	5.770.499	(470.873)	(353.155)	(235.436)
	Impacto no resultado - CDI		(470.873)	(353.155)	(235.436)
IPCA	Empréstimos concedidos	6.650.287	239.410	179.558	119.705
	Impacto no resultado - IPCA		239.410	179.558	119.705
IGPM	Empréstimos concedidos	235.118	1.293	970	647
	Impacto no resultado - IGPM		1.293	970	647
SELIC	Empréstimos obtidos	1.180.953	(96.366)	(72.274)	(48.183)
	Impacto no resultado - SELIC		(96.366)	(72.274)	(48.183)
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIACÃO DOS ÍNDICES			(326.535)	(244.901)	(163.268)

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 30/06/2017	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (- 25%) ¹	Cenário III (- 50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	13.165.282	(1.074.287)	(805.715)	(537.144)
	Impacto no resultado - CDI		(1.146.325)	(859.744)	(573.163)
TJLP	Empréstimos obtidos	7.299.660	(516.816)	(387.612)	(258.408)
	Debêntures emitidas	361.923	(25.624)	(19.218)	(12.812)
	Impacto no resultado - TJLP		(542.440)	(406.830)	(271.220)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.124.850	(6.187)	(4.640)	(3.093)
	Empréstimos concedidos	233.422	1.284	963	642
	Impacto no resultado - IGPM		(4.903)	(3.677)	(2.451)
SELIC	Empréstimos obtidos	1.216.428	(99.261)	(74.445)	(49.630)
	Impacto no resultado - SELIC		(99.261)	(74.445)	(49.630)
IPCA	Empréstimos obtidos	461.375	16.610	12.457	8.305
	Impacto no resultado - IPCA		16.610	12.457	8.305
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(1.776.319)	(1.332.239)	(888.160)

(¹) Premissas adotadas:

	Provável	- 25%	- 50%
CDI	8,16%	6,12%	4,08%
IPCA	3,60%	2,70%	1,80%
TJLP	7,08%	5,31%	3,54%
IGPM	0,55%	0,41%	0,28%
SELIC	8,16%	6,12%	4,08%

Notas Explicativas



De acordo com os contratos de *swap* de taxa de juros, a Companhia concorda em trocar a diferença entre os valores de taxas de juros prefixadas e pós fixadas calculados a partir do valor notional acordado. Tais contratos permitem a Companhia mitigar o risco de alteração nas taxas de juros sobre o valor justo da dívida emitida com taxa de juros fixa e nas exposições do fluxo de caixa da dívida de taxa variável emitida. O valor justo dos *swaps* de taxa de juros no encerramento do exercício é determinado pelo desconto dos fluxos de caixa futuros, utilizando as curvas no encerramento do exercício e o risco de crédito inerente para esse tipo de contrato, e está demonstrado a seguir. A taxa de juros média está baseada nos saldos a pagar em aberto no encerramento do exercício.

A tabela a seguir demonstra o valor do principal e os prazos remanescentes dos contratos de *swap* de taxa de juros em aberto no fim do período findo em 30 de junho de 2017 do relatório:

Tipo	Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
					30/06/2017	31/12/2016
Libor X Pre-tax	03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(2.106)	(2.642)
Libor X Pre-tax	04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(4.334)	(5.437)
Libor X Pre-tax	09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	86	157
Libor X Pre-tax	10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	127	211
Libor X Pre-tax	11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	383	636
Libor X Pre-tax	12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	39	82
Libor X Pre-tax	13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	41	88
Libor X Pre-tax	14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	25	53
Libor X Pre-tax	15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	32	73
Libor X Pre-tax	16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	29	65
Libor X Pre-tax	17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	27	58
Libor X Pre-tax	18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	18	42
	TOTAL	650.000			(5.633)	(6.614)

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no período um resultado abrangente positivo de R\$ 1.878 (resultado negativo de R\$ 1.275 em 30 de junho de 2016).

Com a designação dos *swaps* para contabilização de *hedge*, no período findo em 30 de junho de 2017, a Companhia reconheceu R\$ 3.642 como despesas financeiras referentes aos *swaps*.

44.3.3 - Risco de preços – *commodities*

A controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Parte da receita desses contratos de longo prazo está associada ao pagamento de um prêmio atrelado ao preço internacional do alumínio, cotado na *London Metal Exchange* (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais do prêmio.

O prêmio pode ser considerado como um componente de um contrato híbrido (combinado), que inclui um contrato não derivativo que o abriga, de forma que o fluxo de caixa do instrumento combinado, em algumas circunstâncias, varia como se fosse um derivativo isolado.

Notas Explicativas



Os detalhes dos contratos são os seguintes:

Cliente	Datas do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 MW até 31/12/2006 e 800 MW a partir de 01/01/2007 315 MW
BHP	01/07/2004	31/12/2017	

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band* relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2.773,21/ton e US\$ 1.450,00/ton, respectivamente.

Para atribuir o valor justo da parte híbrida do contrato é necessário identificar os principais componentes que quantificam o montante faturado mensalmente. As principais variáveis do contrato são: a quantidade de energia vendida (MWh), o preço atribuído à LME e o valor do câmbio do período faturado.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da commodity do alumínio da LME, é possível atribuir o fair value destes contratos. O valor da LME fechou o mês de junho de 2017 cotado em US\$ 1.892/ton, o que representou uma variação positiva de 9,9% em relação ao valor verificado em dezembro de 2016, quando o preço da commodity alcançou US\$ 1.722/ton.

No mesmo período de análise, houve uma apreciação do real em relação ao dólar com a cotação passando de R\$ 3,26 para R\$ 3,31. A variação positiva no preço do alumínio contribuiu com um aumento na expectativa do valor justo para os derivativos compensando a desvalorização do dólar no período.

O ganho apurado nesta operação com derivativos em 30 de junho de 2017 é de R\$ 89.573 (R\$ 95.227 em 30 de junho de 2016) e está apresentado no resultado financeiro.

(a) Análise de sensibilidade sobre os derivativos embutidos indexados ao preço do alumínio

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos Albras e BHP, por possuírem cláusula contratual referente ao prêmio por variação do preço do alumínio no mercado internacional.

Desta forma, foi sensibilizada para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido, conforme tabela abaixo. Os componentes de volatilidade do prêmio basicamente são: preço do alumínio primário na LME, câmbio e CDI. Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

Para o cenário II (redução de 50%) o preço esperado para a tonelada de alumínio ofertada na LME fica abaixo do preço mínimo para aferição de prêmio contratual (US\$ 1.450), logo o valor tende a zero, impactando na marcação a mercado do derivativo embutido.

Quanto à variação obtida entre os cenários III e IV (aumento de 25% e 50%), a grande variação apresentada refere-se à aplicação dos referidos percentuais nos valores de câmbio, preço de alumínio e CDI.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em

Notas Explicativas

avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

Saldo em 30/06/2017	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
318.346	790.959	971.321

44.3.4 - Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

A Companhia, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. No segmento de distribuição, a Companhia, através de suas controladas, faz um acompanhamento dos níveis de inadimplência através da análise das especificidades dos seus clientes.

O risco de crédito relacionado aos recebíveis de clientes (vide nota 7) está concentrado nas atividades de distribuição, no montante de R\$ 2.814.218 ou 31% (R\$ 2.395.918 ou 38% em 31 de dezembro de 2016) do saldo em aberto ao final do período de 30 de junho de 2017, e tendo como principal característica o alto grau de pulverização por contemplar um volume de vendas significativo a consumidores da classe residencial.

Em relação aos recebíveis de empréstimos concedidos (vide nota 8), exceto pela operação financeira com a controlada em conjunto Itaipu, cujo risco de crédito é baixo em função da inclusão dos custos dos empréstimos na tarifa de comercialização de energia da controlada em conjunto, conforme definido nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai, a concentração de risco de crédito com qualquer outra contraparte individualmente não foi superior a 5% do saldo em aberto em nenhum período.

As disponibilidades excedentes de caixa são aplicadas em fundos extramercados exclusivos, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

Operações com derivativos, quando realizadas no mercado de balcão, contêm riscos de contraparte que, diante dos problemas apresentados pelas instituições financeiras em 2008 e 2009, se mostram relevantes. Com o intuito de mitigar esse risco, a Companhia instituiu uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, rating e expertise no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Companhia. Atualmente, a Companhia seleciona semestralmente as 20 melhores instituições financeiras baseadas nos critérios mencionados como instituições credenciadas a efetuarem operações de derivativos com a Companhia. Além disso, a empresa

Notas Explicativas



desenvolveu metodologia de controle de exposição às instituições credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

A Companhia monitora o risco de crédito de suas operações de swap, segundo o CPC 46 (IFRS 13), mas não contabiliza este risco de descumprimento (*non-performance*) no saldo de valor justo de cada derivativo porque, com base na exposição líquida ao risco de crédito, a Companhia pode contabilizar o seu portfólio de swaps dado uma transação não forçada entre as partes na data de avaliação. A Companhia considera o risco de descumprimento apenas para a análise do teste retrospectivo para cada relação designada para Contabilidade de Hedge.

Adicionalmente, a Companhia está exposta ao risco de crédito com relação a garantias financeiras concedidas a Bancos pela Controladora. A exposição máxima da Companhia corresponde ao valor máximo que a Companhia terá de pagar caso a garantia seja executada.

44.3.5 - Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia e suas controladas são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazo, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos do Sistema Eletrobras por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que o Sistema Eletrobras deve quitar as respectivas obrigações e inclui os respectivos juros contratuais relacionados, quando aplicável.

CONTROLADORA 30/06/2017					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	7.109.586	9.806.823	11.669.599	4.791.979	33.377.987
Fornecedores	528.922	-	-	-	528.922
Empréstimos e financiamentos	4.518.499	9.806.823	11.669.599	4.791.979	30.786.900
Obrigações de Ressarcimento	2.062.165	-	-	-	2.062.165
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	5.633	-	-	-	5.633
Instrumentos Financeiros Derivativos	5.633	-	-	-	5.633

CONTROLADORA 31/12/2016					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	7.712.632	5.029.265	17.133.821	4.345.535	34.921.834
Fornecedores	440.976	-	-	-	440.976
Empréstimos e financiamentos	6.278.929	5.029.265	17.133.821	4.345.535	32.787.549
Obrigações de Ressarcimento	1.693.309	-	-	-	1.693.309
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.614	-	-	-	6.614
Instrumentos Financeiros Derivativos	6.614	-	-	-	6.614

Notas Explicativas



CONSOLIDADO 30/06/2017					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	21.114.163	20.101.210	22.677.141	22.002.779	85.895.294
Fornecedores	10.384.842	2.756.983	3.684.320	3.173.594	19.999.739
Empréstimos e financiamentos	8.423.974	15.614.475	18.503.035	18.218.807	60.760.291
Debêntures	33.904	192.167	53.000	82.852	361.923
Obrigações de Ressarcimento	2.131.101	1.390.224	-	60.030	3.581.355
Arrendamento Mercantil	136.907	142.086	426.259	419.598	1.124.850
Concessões a Pagar UBP	3.434	5.275	10.528	47.898	67.135
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.188	64.142	-	-	70.330
Instrumentos Financeiros Derivativos	6.188	64.142	-	-	70.330

CONSOLIDADO 31/12/2016					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	20.420.991	19.541.472	25.956.948	12.925.271	79.545.263
Fornecedores	9.659.301	3.518.140	3.487.328	2.777.352	19.442.121
Empréstimos e financiamentos	9.440.941	15.718.925	21.822.739	8.297.782	55.280.386
Debêntures	12.442	10.300	41.200	137.433	201.375
Obrigações de Ressarcimento	1.167.503	152.339	146.051	1.918.505	3.384.398
Arrendamento Mercantil	136.662	139.524	418.571	474.748	1.169.504
Concessões a Pagar UBP	4.142	2.244	41.060	20.033	67.479
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.946	43.685	-	-	50.631
Instrumentos Financeiros Derivativos	6.946	43.685	-	-	50.631

Visando remediar as deficiências de capital de giro apresentadas ao longo do exercício anterior, o Conselho de Administração da Companhia aprovou, em 2016, um plano de negócios estratégico com o objetivo de reduzir investimentos, privatizar as empresas de distribuição, alienar propriedades administrativas e algumas SPEs, estruturar um planejamento estratégico tributário, implementar um plano de aposentadoria voluntária e criar um centro de serviços compartilhados. Essas ações já estão em curso e algumas já possuem o reflexo nessas Demonstrações Financeiras intermediárias. Em 30 de junho de 2017, a Companhia já apresentou evolução em seu capital de giro, sendo o número positivo em R\$ 7.995.509 (ou seja, o ativo circulante total excede o total consolidado do passivo circulante) ante o CCL negativo de R\$ 1.865.858 apresentado em 31 de dezembro de 2016.

44.4 – Derivativos embutidos relacionados a debêntures conversíveis em ações

A controlada Eletronorte firmou contrato de emissão de debêntures, em junho de 2011, e liberação de recursos a partir de 2013, junto ao Banco da Amazônia S.A. (BASA), a qual administra os recursos do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), com a finalidade de captação de recursos para implementação de projeto.

Nesse contrato, por possuir cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da Companhia, a critério da Sudam, limitados a 50% das debêntures emitidas, é possível atribuir um valor ao montante que seria atribuído a Sudam em caso desta conversão.

Para apuração do valor, foi realizado o cálculo do *valuation* da antiga investida, na apuração do valor da sua ação, e o cálculo do valor presente do contrato, assim utilizando métricas para determinação do valor do derivativo.

Notas Explicativas

A perda apurada no período findo em 30 de junho de 2017 é de R\$ 20.681 (ganho de R\$ 26.414 em 30 de junho de 2016) e está apresentado na demonstração do resultado do exercício.

44.4.1 – Análise de sensibilidade

Foram realizadas análises de sensibilidade do contrato de debêntures, por possuírem cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da controlada Eletronorte.

Na análise a seguir foram considerados cenários para a TJLP com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 2016 e 2017 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório FOCUS, divulgado pelo Banco Central.

Foram realizadas análises de sensibilidade para a curva de pagamento do serviço da dívida contratada com o Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), por possuírem cláusula contratual referente à opção de conversibilidade em 50% em ações da companhia na data da efetiva liquidação do papel.

De acordo com o CPC 38, os contratos híbridos que tenham a eles associados elementos voláteis, sejam eles índices de preços e/ou *commodities*, devem ser marcados a mercado. Com isso, as informações financeiras intermediárias passam a refletir o valor justo da operação em cada data avaliada.

Desta forma, foi sensibilizada para o contrato uma variação sobre a expectativa de realização da TJLP.

Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

	Saldo em 30 de junho	Cenário I (-25%) Índices e preços	Cenário II (-50%) Índices e preços	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
2017	64.697	57.022	48.731	71.583	77.633

O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação, para presumir a conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas. A Companhia tem apenas uma categoria de ações ordinárias potenciais diluídas: dívida conversível (empréstimo compulsório). Pressupõe-se que a dívida conversível foi convertida em ações ordinárias e que o lucro líquido é ajustado para eliminar a despesa financeira menos o efeito fiscal.

Notas Explicativas

**NOTA 45 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS**

As informações por segmento de negócios, correspondentes a 30 de junho de 2017 e 30 de junho de 2016, são as seguintes:

	01/04/2017 a 30/06/2017							
	Geração			Transmissão				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	42.168	4.204.140	568.193	459.354	2.207.599	2.059.281	(446.598)	9.094.137
Custos e Despesas Operacionais	(1.219.037)	(2.741.494)	(570.572)	(484.397)	(1.090.455)	(2.005.196)	1.109.874	(7.001.277)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(1.176.869)	1.462.646	(2.379)	(25.043)	1.117.144	54.085	663.276	2.092.860
Resultado Financeiro	(7.186)	(460.424)	35.451	(197.106)	(409.320)	(935.885)	(46.396)	(2.020.864)
Resultado de Participações Societárias	1.505.352	-	-	-	-	-	(1.049.793)	455.559
Imposto de renda e contribuição social	(164.892)	(210.081)	205.059	(51.299)	(449.582)	487.332	-	(183.463)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	156.405	792.141	238.131	(273.448)	258.242	(394.468)	(432.913)	344.092

	01/01/2017 a 30/06/2017							
	Geração			Transmissão				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	86.444	8.392.670	905.956	808.050	4.590.481	4.038.014	(867.117)	17.954.498
Custos e Despesas Operacionais	(2.842.822)	(5.627.779)	(1.007.212)	(749.410)	(2.062.883)	(4.185.204)	2.756.652	(13.718.658)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(2.756.378)	2.764.891	(101.256)	58.640	2.527.598	(147.190)	1.889.535	4.235.840
Resultado Financeiro	175.365	(865.638)	(123.206)	(273.843)	(418.953)	(1.753.056)	(99.164)	(3.358.493)
Resultado de Participações Societárias	4.784.337	-	-	-	-	-	(2.503.986)	2.280.351
Imposto de renda e contribuição social	(745.596)	(109.521)	2.439	(78.802)	(991.306)	487.332	-	(1.435.454)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	1.457.728	1.789.732	(222.023)	(294.005)	1.117.339	(1.412.914)	(713.615)	1.722.244

	01/04/2016 à 30/06/2016							
	Geração			Transmissão				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	47.556	3.590.158	556.069	422.613	26.765.283	1.980.030	(390.560)	32.971.149
Custos e Despesas Operacionais	(8.805.883)	(2.921.448)	(363.879)	(540.624)	(770.846)	(2.295.100)	5.284.181	(10.413.599)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(8.758.327)	668.710	192.190	(101.862)	25.978.288	(315.071)	4.893.621	22.557.550
Resultado Financeiro	(376.439)	(473.554)	(138.250)	212	151.147	(462.409)	67.453	(1.231.840)
Resultado de Participações Societárias	17.556.656	(50.817)	-	1.167	4.628	-	(17.135.420)	376.214
Imposto de renda e contribuição social	(86.707)	80.630	14.663	(95.351)	(8.824.514)	-	-	(8.911.279)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	8.335.128	1.472.209	68.603	(195.834)	17.309.549	(2.024.664)	(12.174.346)	12.790.645

	01/01/2016 à 30/06/2016							
	Geração			Transmissão				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	88.786	7.142.208	985.891	722.129	27.633.366	3.902.632	(856.294)	39.618.718
Custos e Despesas Operacionais	(13.655.163)	(5.705.713)	(702.053)	(881.621)	(1.432.816)	(4.666.165)	7.324.608	(19.718.923)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(13.566.377)	1.436.495	283.838	(143.343)	26.184.401	(763.533)	6.468.314	19.899.795
Resultado Financeiro	(635.934)	(794.133)	(313.048)	(9.171)	311.944	(1.047.384)	(89.278)	(2.577.004)
Resultado de Participações Societárias	18.325.609	(50.817)	-	1.167	4.628	-	(17.722.285)	558.302
Imposto de renda e contribuição social	(72.214)	71.502	(47.580)	(105.649)	(8.830.975)	-	-	(8.984.916)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	4.051.084	663.047	(76.790)	(256.996)	17.669.998	(1.810.917)	(11.343.249)	8.896.177

A coluna de eliminação apresenta os ajustes ocorridos entre os segmentos Companhia, conciliando os saldos divulgados por cada segmento. Os valores acima apresentados estão substancialmente relacionados ao resultado de equivalência patrimonial nos valores de R\$ 2.503.986 em 30 de junho de 2017 (R\$ 17.722.285 em 31 de junho de 2016) e reconhecimento de provisão de passivos a descoberto das controladas nos montantes de R\$ 1.790.372 em 30 de junho de 2017 (R\$ 6.379.036 em 31 de junho de 2016). As eliminações referentes a receitas e despesas com juros são apresentadas na tabela abaixo. Não existem reconciliações provenientes de diferenças de prática contábil.

Notas Explicativas



Receitas e Despesas de juros por segmento:

01/04/2017 a 30/06/2017						
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	853.598	14.584	18.562	-	(574.980)	311.764
Despesa de Juros	(456.739)	(517.338)	(333.555)	(512.937)	408.901	(1.411.668)
Total	396.859	(502.754)	(314.993)	(512.937)	(166.079)	(1.099.904)

01/01/2017 a 30/06/2017						
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	1.786.674	14.584	18.562	-	(1.297.583)	522.237
Despesa de Juros	(1.095.209)	(979.908)	(636.293)	(1.427.853)	1.168.340	(2.970.923)
Total	691.465	(965.324)	(617.731)	(1.427.853)	(129.243)	(2.448.686)

01/04/2016 a 30/06/2016						
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	839.440	7.077	9.027	-	(698.535)	157.009
Despesa de Juros	(679.382)	(386.593)	(287.640)	(896.390)	765.988	(1.484.017)
Total	160.058	(379.516)	(278.613)	(896.390)	67.453	(1.327.008)

01/01/2016 a 30/06/2016						
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	1.718.386	13.998	17.852	-	(1.400.473)	349.763
Despesa de Juros	(1.363.018)	(742.623)	(563.253)	(1.633.358)	1.311.195	(2.991.057)
Total	355.368	(728.625)	(545.401)	(1.633.358)	(89.278)	(2.641.294)

Receita de consumidores externos por segmento:

01/04/2017 a 30/06/2017				
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	3.385.148	-	-	3.385.148
Fornecimento de Energia Elétrica	495.832	-	2.129.275	2.625.107
Energia Elétrica de Curto Prazo	368.196	-	270.233	638.429
CVA e outros itens financeiros	-	-	199.113	199.113
Efeito Financeiro de Itaipu	128.599	-	-	128.599
Receita de operação e manutenção	558.087	786.106	-	1.344.193
Receita de construção	13.808	208.269	184.474	406.551
Financeira - Retorno do Investimento	-	1.687.669	-	1.687.669
Atualizações da taxa de retorno - Geração	-	-	-	-
Total da receita bruta	4.949.670	2.682.044	2.783.095	10.414.809

01/01/2017 a 30/06/2017				
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	6.699.282	-	-	6.699.282
Fornecimento de Energia Elétrica	1.181.006	-	4.489.481	5.670.487
Energia Elétrica de Curto Prazo	764.497	-	379.148	1.143.645
CVA e outros itens financeiros	-	-	167.481	167.481
Efeito Financeiro de Itaipu	178.037	-	-	178.037
Receita de operação e manutenção	1.121.990	1.596.443	-	2.718.433
Receita de construção	20.164	382.369	326.085	728.618
Financeira - Retorno do Investimento	-	3.481.030	-	3.481.030
Total da receita bruta	9.964.976	5.459.842	5.362.195	20.787.013

Notas Explicativas



	01/04/2016 a 30/06/2016			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	3.324.821	-	-	3.324.821
Fornecimento de Energia Elétrica	732.938	-	2.054.096	2.787.034
Energia Elétrica de Curto Prazo	200.458	-	163.714	364.172
CVA e outros itens financeiros	-	-	90.556	90.556
Efeito Financeiro de Itaipu	11.131	-	-	11.131
Receita de operação e manutenção	513.454	747.854	-	1.261.308
Receita de construção	22.527	473.777	215.152	711.456
Financeira - Retorno do Investimento	-	25.992.714	-	25.992.714
Total da receita bruta	4.805.329	27.214.345	2.523.518	34.543.192

	01/01/2016 a 30/06/2016			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	6.379.725	-	-	6.379.725
Fornecimento de Energia Elétrica	1.374.170	-	4.341.491	5.715.661
Energia Elétrica de Curto Prazo	417.883	-	202.001	619.884
CVA e outros itens financeiros	-	-	160.428	160.428
Efeito Financeiro de Itaipu	(136.459)	-	-	(136.459)
Receita de operação e manutenção	1.023.497	1.467.724	-	2.491.221
Receita de construção	4.797	785.686	372.130	1.162.613
Financeira - Retorno do Investimento	-	26.170.366	-	26.170.366
Total da receita bruta	9.063.613	28.423.776	5.076.050	42.563.439

Receita Intersegmento:

01/04/2017 a 30/06/2017				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	226.104	-	226.104
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	36.981	-	36.981
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	97.788	97.788
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	17.126	17.126
Receita de juros do segmento de geração	120.811	-	-	120.811
Receita de juros do segmento de transmissão	215.421	-	-	215.421
Receita de juros do segmento de distribuição	238.747	-	-	238.747
Total	574.980	263.085	114.914	952.979

01/01/2017 a 01/06/2017				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	327.946	-	327.946
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	263.155	-	263.155
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	168.307	168.307
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	35.826	35.826
Receita de juros do segmento de geração	305.776	-	-	305.776
Receita de juros do segmento de transmissão	453.203	-	-	453.203
Receita de juros do segmento de distribuição	538.603	-	-	538.603
Total	1.297.583	591.101	204.133	2.092.817

Notas Explicativas



01/04/2016 a 30/06/2016				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	284.454	-	284.454
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	641.571	-	641.571
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	153.421	153.421
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	23.834	23.834
Receita de juros do segmento de geração	161.118	-	-	161.118
Receita de juros do segmento de transmissão	306.618	-	-	306.618
Receita de juros do segmento de distribuição	223.710	-	-	223.710
Total	691.446	926.025	177.255	1.794.726

01/01/2016 a 30/06/2016				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	515.267	-	515.267
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	791.525	-	791.525
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	200.656	200.656
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	59.677	59.677
Receita de juros do segmento de geração	297.285	-	-	297.285
Receita de juros do segmento de transmissão	647.410	-	-	647.410
Receita de juros do segmento de distribuição	477.249	-	-	477.249
Total	1.421.944	1.306.792	260.333	2.989.069

Adição a ativos não circulantes por segmento:

01/04/2017 a 30/06/2017				
	Administração	Geração	Distribuição	Total
Imobilizado	20.876	397.126	-	418.002
Intangível	9.217	573.887	20.016	603.120
Total	30.093	971.013	20.016	1.021.122

01/01/2017 a 30/06/2017				
	Administração	Geração	Distribuição	Total
Imobilizado	36.125	739.358	-	775.483
Intangível	14.813	575.539	23.795	614.147
Total	50.938	1.314.897	23.795	1.389.630

Notas Explicativas



01/04/2016 a 30/06/2016

	Administração	Geração	Distribuição	Total
Imobilizado	(109.644)	603.032	-	493.388
Intangível	(7.586)	8.046	10.716	11.176
Total	(117.230)	611.078	10.716	504.564

01/01/2016 a 30/06/2016

	Administração	Geração	Distribuição	Total
Imobilizado	110.307	1.226.222	-	1.336.529
Intangível	11.543	12.988	18.817	43.348
Total	121.850	1.239.210	18.817	1.379.877

Ativos não circulantes por segmento:

30/06/2017

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	1.857.028	23.718.287	-	870.275	26.445.590
Intangível	487.349	142.426	2.783	107.705	740.263
Total	2.344.377	23.860.713	2.783	977.980	27.185.853

31/12/2016

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	1.848.030	24.065.771	-	899.124	26.812.925
Intangível	419.775	151.877	83.837	106.249	761.738
Total	2.267.805	24.217.648	83.837	1.005.373	27.574.663

Itens não-caixa por segmento:

01/04/2017 a 30/06/2017

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	42.756	344.364	611	69.182	456.913
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(471.628)	3.079,00	(438.592)	(907.141)
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(464)	47.112	(91.878)	(72.392)	(117.622)
Total	42.293	(80.152)	(88.188)	(441.802)	(567.850)

01/01/2017 a 30/06/2017

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	93.702	688.466	611	135.487	918.266
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(676.951)	0	(549.311)	(1.226.262)
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(927)	267.493	1.647	(115.489)	152.724
Total	92.776	279.008	2.258	(529.313)	(155.271)

Notas Explicativas



	01/04/2016 a 30/06/2016				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	50.055	354.759	873	45.073	450.760
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	1.671.644	(50.082)	-	1.621.562
Total	50.055	2.026.403	(49.209)	45.073	2.072.322

	01/01/2016 a 30/06/2016				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	96.946	685.938	1.810	100.824	885.518
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	1.658.238	(137.227)	-	1.521.011
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(214)	2.414.479	(66.255)	-	2.348.010
Total	96.731	4.758.655	(201.672)	100.824	4.754.538

Notas Explicativas

**NOTA 46 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS**

A controladora final da Companhia é a União que detém 51% das ações ordinárias da Companhia (Vide Nota 36).

As transações da Companhia com suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósito específico são realizadas a preços e condições definidos entre as partes, que levam em consideração as condições que poderiam ser praticadas no mercado com partes não relacionadas. Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas condições citadas e/ou de acordo com a legislação específica sobre o assunto. As demais operações também foram estabelecidas levando em consideração condições que poderiam ser normais de mercado.

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		30/06/2017			31/12/2016		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS	Empréstimos e financiamentos	3.587.193	-	-	3.873.939	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	52.594	-	-	49.772	-	-
	Dividendo a receber	315.568	-	-	298.680	-	-
	Outros Ativos	84.600	-	-	-	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	306.280	-	-	293.670	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	209.834	-	-	295.073
		4.346.236	-	209.834	4.217.382	-	295.073
CHESF	Empréstimos e financiamentos	746.706	-	-	698.716	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	163.485	-	-	157.278	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	53.286	-	-	956
		910.191	-	53.286	855.995	-	956
ELETRONORTE	Empréstimos e financiamentos	2.565.545	-	-	2.758.547	-	-
	Dividendo a receber	18	-	-	18	-	-
	Outros Ativos	1.863.111	-	-	1.459.757	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	85.810	-	-	82.409	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	141.234	-	-	86.669
	Outras Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	102.824
		4.514.484	-	141.234	4.300.731	-	189.493
ELETROSUL	Empréstimos e financiamentos	2.334.818	-	-	2.295.669	-	-
	Dividendo a receber	94.830	-	-	89.755	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	96.522	-	-	92.697	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	159.553	-	-	116.799
	Outras Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	2.491
		2.526.170	-	159.553	2.478.121	-	119.290
CGTEE	Empréstimos e financiamentos	2.890.179	-	-	2.672.509	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	663.191	-	-	483.858	-	-
	Dividendo a receber	87.982	-	-	83.273	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	342.404	-	-	200.285
	Outras Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	4.914
		3.641.351	-	342.404	3.239.639	-	205.199
ELETRONUCLEAR	Empréstimos e financiamentos	1.697.331	-	-	1.591.566	-	-
	Outros passivos	-	597.848	-	-	525.977	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	60.232	-	-	84.501
	Outras Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	69.503
		1.697.331	597.848	60.232	1.591.566	525.977	154.004
ED ALAGOAS	Empréstimos e financiamentos	1.680.657	-	-	1.457.930	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	159.155	-	-	159.155	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	108.837	-	-	91.885
		1.839.812	-	108.837	1.617.085	-	91.885
ED PIAUÍ	Empréstimos e financiamentos	1.943.366	-	-	1.639.734	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	308.977	-	-	295.402	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	127.969	-	-	101.559
		2.252.343	-	127.969	1.935.136	-	101.559
Amazonas D	Empréstimos e financiamentos	2.418.924	-	-	1.991.981	-	-
	Outros ativos	12.843	-	-	12.635	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	117.446	-	-	117.446	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	198.500	-	-	109.495
		2.549.213	-	198.500	2.122.062	-	109.495
Amazonas Energia - GT	Empréstimos e financiamentos	1.812.435	-	-	1.767.488	-	-
	Outros ativos	539.967	-	-	531.198	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	104.945	-	-	127.585
		2.352.402	-	104.945	2.298.686	-	127.585
ED RONDÔNIA	Empréstimos e financiamentos	1.054.728	-	-	965.389	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	148.757	-	-	56.227
		1.054.728	-	148.757	965.389	-	56.227
ELETROPAR	Dividendo a receber	-	-	-	-	-	-
	Outras Receitas Financeiras	-	-	214	-	-	70
		-	-	214	-	-	70
ELETROACRE	Empréstimos e financiamentos	419.524	-	-	370.511	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	69.462	-	-	69.462	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	18.700	-	-	23.312
		488.986	-	18.700	439.973	-	23.312
ED RORAIMA	Empréstimos e financiamentos	180.594	-	-	115.692	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	80.089	-	-	80.089	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	5.118	-	-	4.442
		260.683	-	5.118	195.781	-	4.442

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		30/06/2017			31/12/2016		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ITAIPU	Empréstimos e financiamentos	10.090.168	-	-	10.770.787	-	-
	Dividendo a receber	4.203	-	-	4.314	-	-
	Receitas (Despesas) de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	534.385	-	-	(1.982.972)
		10.094.371	-	534.385	10.775.100	-	(1.982.972)
PODER PÚBLICO FEDERAL	Obrigações de Ressarcimento (RBNl)	-	729.594	-	-	700.582	-
	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	13.782.670	-	-	14.609.211	-
		-	14.512.263	-	-	15.309.792	-
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	2.822.052	-	-	2.705.947	-
		-	2.822.052	-	-	2.705.947	-
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	17.289	-	-	31.059	-
	Provisões	-	397.845	-	-	394.035	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(17.277)	-	-	(20.812)
	Taxas	-	-	(1.567)	-	-	(1.626)
		-	415.133	(18.844)	-	425.094	(22.438)
CEEE-GT	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	15.685	-	-	15.039	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	85
		15.685	-	-	15.039	-	85
ENERGISA MT	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	264.723	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	396	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	10.333	-	-	14.895
		-	-	10.333	265.119	-	14.895
EMAE	Dividendo a receber	6.213	-	-	6.213	-	-
		6.213	-	-	6.213	-	-
CTEEP	Empréstimos e financiamentos	133	-	-	154	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	40.562	-	-	39.114	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	6	-	-	7
		40.695	-	6	39.268	-	7
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	142.348	-	-	217.676	-	-
	Dividendo a receber	67.820	-	-	25.506	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	1.531	-	-	13.461
		210.168	-	1.531	243.182	-	13.461
LAJEADO ENERGIA	Dividendo a receber	45.625	-	-	50.009	-	-
		45.625	-	-	50.009	-	-
CEB LAJEADO	Dividendo a receber	16.326	-	-	16.326	-	-
		16.326	-	-	16.326	-	-
PAULISTA LAJEADO	Dividendo a receber	2.646	-	-	3.028	-	-
		2.646	-	-	3.028	-	-
CEEE-D	Empréstimos e financiamentos	22.295	-	-	24.368	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	796	-	-	987
		22.295	-	796	24.368	-	987

*Controlada vendida em fevereiro de 2017 (Vide Nota 43)

Notas Explicativas



		CONSOLIDADO					
		30/06/2017			31/12/2016		30/06/2016
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Cliente	25.129	-	-	2.245	-	-
	Outros Ativos	2.510	-	-	1.991	-	-
	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	31.425.474	-	-	31.483.757	-
	Fornecedores (BR Distribuidora)	-	3.721.415	-	-	5.437.476	-
	Obrigações de Ressarcimento (RBNl)	-	729.594	-	-	700.582	-
	Outras receitas	-	-	20.508	-	-	26.901
		27.639	35.876.483	20.508	4.236	37.621.815	26.901
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	2.822.052	-	-	2.705.947	-
		-	2.822.052	-	-	2.705.947	-
NORTE BRASIL TRANSMISSORA	Clientes	-	-	-	203	-	-
	Outros ativos	120	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	1.522	-	-	1.538	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	543	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7.257)	-	-	(2.647)
		120	1.522	(6.714)	203	1.538	(2.647)
ETAU	Outras contas a receber	11	-	-	10	-	-
	JCP / Dividendos a receber	11.480	-	-	5.616	-	-
	Fornecedores	-	4	-	-	4	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	493	-	-	430
	Outras receitas	-	-	5	-	-	5
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(22)	-	-	(20)
		11.491	4	476	5.626	4	415
ESBR	Clientes	9.325	-	-	9.487	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	581.200	-	-	535.200	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-
	Energia comprada para revenda	-	28.126	-	-	34.836	-
	Despesa Energia comprada	-	-	(169.729)	-	-	(199.325)
	Receita de uso de Energia Elétrica	-	-	27.440	-	-	22.229
		590.525	28.126	(142.289)	544.687	34.836	(177.096)
COSTA OESTE	Dividendos / JCP a receber	300	-	-	300	-	-
	Fornecedores	-	1	-	-	1	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(6)	-	-	(6)
		300	1	(6)	300	1	(6)
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Outras contas a receber	7	-	-	8	-	-
	Fornecedores	-	7	-	-	7	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.748	-	-	794
	Outras receitas	-	-	45	-	-	41
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(43)	-	-	(41)
		7	7	1.750	8	7	794
LIVRAMENTO	Clientes	252	-	-	153	-	-
	Outras contas a receber	545	-	-	213	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	221.466	-	-	220.027	-	-
	Outros Ativos	64.310	-	-	64.310	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	332	-	-	12
	Receita de Uso da Rede Elétrica	-	-	127	-	-	-
		286.573	-	459	284.703	-	12
SANTA VITÓRIA	Clientes	54	-	-	51	-	-
	Outras contas a receber	1.015	-	-	581	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	37.946	-	-	37.946	-	-
	Outros Ativos	29.400	-	-	29.400	-	-
	Receitas de Prestação de Serviços	-	-	435	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	312	-	-	-
		-	-	57	-	-	87
		68.415	-	804	67.978	-	87
MARUMBI	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	880	-	-
	Dividendos / JCP a receber	261	-	-	961	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	2	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(13)	-	-	(11)
		261	2	(13)	1.841	2	(11)
CHUI	Clientes	27	-	-	28	-	-
	Outras contas a receber	634	-	-	288	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	431.913	-	-	431.913	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	346	-	-	515
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	175	-	-	181
		432.574	-	521	432.229	-	696
TDG	Contas a receber	225	-	-	225	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	101.000	-	-	101.000	-	-
	Fornecedores	-	102	-	-	115	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.349	-	-	1.392
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(680)	-	-	(720)
		101.225	102	669	101.225	115	672
MANAUS TRANSMISSÃO	Dividendos / JCP a receber	4.208	-	-	3.934	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	415	-	-
	Outros ativos	1.482	-	-	1.067	-	-
	Fornecedores	-	1.110	-	-	1.994	-
	Outros passivos	-	868	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(9.255)	-	-	(4.592)
		5.690	1.978	(9.255)	5.416	1.994	(4.592)
MADEIRA ENERGIA	Outras contas a receber	352.940	-	-	359.959	-	-
	Despesas Financeiras	-	-	(7.019)	-	-	-
		352.940	-	(7.019)	359.959	-	-

Notas Explicativas



		CONSOLIDADO					
		30/06/2017			31/12/2016		30/06/2016
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
IE MADEIRA	Dividendos / JCP a receber	15.190	-	-	30.630	-	-
	Fornecedores	-	4.006	-	-	1.547	-
	Contas a pagar	-	56	-	-	335	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	75	-	-	69
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(22.381)	-	-	(24.159)
		15.190	4.062	(22.306)	30.630	1.882	(24.090)
MANAUS CONSTRUÇÃO	Dividendos / JCP a receber	9.178	-	-	9.178	-	-
		9.178	-	-	9.178	-	-
STN	Contas a receber	309	-	-	304	-	-
	Dividendos / JCP a receber	14.235	-	-	8.974	-	-
	Fornecedores	-	843	-	-	842	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.834	-	-	1.681
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(4.992)	-	-	(4.684)
		14.544	843	(3.158)	9.278	842	(3.003)
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	Dividendos / JCP a receber	1.272	-	-	1.172	-	-
	Cientes	-	-	-	548	-	-
	Outros ativos	708	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	662	-	-	1.577	-
	Outros passivos	-	688	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.071	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7.310)	-	-	(3.620)
		1.980	1.350	(5.239)	1.720	1.577	(3.620)
EAPSA - Energética Águas da Pedra S.A.	Cientes	191	-	-	190	-	-
	Dividendos / JCP a receber	10.781	-	-	4.743	-	-
	Outros ativos	45	-	-	-	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	756	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
		11.017	-	756	4.933	-	-
SETE GAMELEIRAS	Cientes	9	-	-	9	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	293	-	-
		9	-	-	302	-	-
S. PEDRO DO LAGO	Cientes	9	-	-	9	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	31	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	341	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	66	-	-	155
		9	-	66	381	-	155
PEDRA BRANCA	Cientes	9	-	-	9	-	-
	Outras contas a receber	33	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.166	-	-	757	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	99	-	-	-
		1.208	-	99	766	-	-
BRASVENTOS MIASSABA	Cientes	87	-	-	89	-	-
	Dividendos / JCP a receber	17	-	-	-	-	-
	Outros ativos	10	-	-	75	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	7	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	680	-	-	378
		114	-	687	164	-	378
BRASVENTOS EOLO	Cientes	74	-	-	76	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	316	-	-
	Outros ativos	8	-	-	64	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	6	-	-	1
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	581	-	-	322
		-	-	8	-	-	-
		82	-	595	456	-	323
ENERPEIXE	Cientes	278	-	-	285	-	-
	Dividendos / JCP a receber	13.246	-	-	26.446	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	10	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2	-	-	75
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1.275	-	-	1.187
		13.524	-	1.277	26.731	10	1.262
TRANSLESTE	Dividendos / JCP a receber	1.496	-	-	282	-	-
	Fornecedores	-	175	-	-	179	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(811)	-	-	(712)
		1.496	175	(811)	282	179	(712)
TRANSUDESTE	Cientes	16	-	-	15	-	-
	Outras Contas a receber	14	-	-	14	-	-
	Dividendos / JCP a receber	222	-	-	1.256	-	-
	Fornecedores	-	109	-	-	111	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	89	-	-	80
	Outras Receitas	-	-	96	-	-	90
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(504)	-	-	(461)
		252	109	(319)	1.285	111	(291)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/06/2017			31/12/2016		30/06/2016
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TRANSIRAPE	Dividendos / JCP a receber	678	-	-	678	-	-
	Fornecedores	-	110	-	-	111	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(506)	-	-	(395)
		678	110	(506)	678	111	(395)
CENTROESTE	Cientes	9	-	-	8	-	-
	Outras Contas a Receber	66	-	-	62	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.293	-	-	59	-	-
	Fornecedores	-	57	-	-	58	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	471	-	-	439
	Outras receitas	-	-	51	-	-	47
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(346)	-	-	(317)
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(1)
		1.368	57	176	129	58	168
BAGUARI	Cientes	18	-	-	23	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	315	-	-	316	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	109	-	-	102
		333	-	109	339	-	102
RETIRO BAIXO	Dividendos / JCP a receber	2.107	-	-	2.107	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.225	-	-	1.225	-	-
		3.332	-	-	3.332	-	-
SERRA FACÃO ENERGIA	Cientes	2.901	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	80	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	89	-	-	62
	Outras despesas	-	-	(20)	-	-	(20)
		2.901	-	69	80	-	42
CHAPECOENSE	Outras Contas a receber	740	-	-	740	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	24.625	-	-
		740	-	-	25.365	-	-
INAMBARI	Outras receitas (despesas)	-	-	19	-	-	22
		-	-	19	-	-	22
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	Dividendos / JCP a receber	10.948	-	-	14.762	-	-
	Fornecedores	-	62	-	-	64	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(378)	-	-	(335)
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(1)
		10.948	62	(378)	14.762	64	(336)
MGE TRANSMISSÃO	Cientes	16	-	-	16	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	161	-	-
	Dividendos / JCP a receber	7.237	-	-	6.547	-	-
	Fornecedores	-	111	-	-	113	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	(161)	-	-	888
	Outras receitas	-	-	96	-	-	88
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(670)	-	-	(706)
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(6)
		7.253	111	(735)	6.724	113	264
GOIAS TRANSMISSÃO	Outras contas a receber	-	-	-	254	-	-
	Dividendos / JCP a receber	19.215	-	-	17.936	-	-
	Fornecedores	-	189	-	-	192	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	35	-	-	1.305
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.139)	-	-	(1.184)
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(4)
		19.215	189	(1.104)	18.190	192	117
TRANS. SÃO PAULO	Cientes	7	-	-	7	-	-
	Dividendos / JCP a receber	2.160	-	-	2.557	-	-
	Fornecedores	-	27	-	-	39	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	506
	Outras receitas	-	-	40	-	-	38
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(163)	-	-	(259)
		2.167	27	(123)	2.564	39	285
CALDAS NOVAS	Cientes	15	-	-	15	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.203	-	-	1.038	-	-
	Fornecedores	-	3	-	-	3	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	451	-	-	396
	Outras receitas	-	-	92	-	-	85
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(17)	-	-	(18)
		1.218	3	526	1.053	3	463
IE GARANHUNS	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	9.891	-	-
	Fornecedores	-	529	-	-	529	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	120	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(3.199)	-	-	-
		-	529	(3.079)	9.891	529	-
LUZIÂNIA NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA	Cientes	7	-	-	7	-	-
	Fornecedores	-	15	-	-	16	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	179	-	-	164
	Outras receitas	-	-	42	-	-	38
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(92)	-	-	(93)
		7	15	129	7	16	109

Notas Explicativas



		CONSOLIDADO					
		30/06/2017			31/12/2016		30/06/2016
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	Outras contas a receber	2	-	-	3	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	87.394	-	-
	Fornecedores	-	11	-	-	11	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	332	-	-	395
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	127	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	-	-	-	27
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(65)
		2	11	459	87.397	11	357
NORTE ENERGIA (Belo Monte)	Cientes	2.263	-	-	3.965	-	-
	Outros ativos	6.300	-	-	-	-	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	7.572	-	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	34.753	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
		8.563	-	42.325	3.965	-	-
AETE	Outros ativos	191	-	-	191	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	175	-
	Outros passivos	-	172	-	-	-	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	164	-	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	985	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.101)	-	-	(833)
		191	172	48	191	175	(833)
BRASNORTE	Outros ativos	13	-	-	855	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	99	-
	Outros passivos	-	94	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	80	-	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	(618)	-	-	(451)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(538)	-	-	(451)
		13	94	(538)	855	99	(451)
TME - TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA	Cientes	-	-	-	22	-	-
	Outros ativos	77	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	239	-
	Outros passivos	-	273	-	-	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	463	-	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	(1.278)	-	-	(560)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(815)	-	-	(560)
		77	273	(815)	22	239	(560)
TRANSNORTE	Cientes	-	-	-	66	-	-
	Outros ativos	57	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	36	-
	Outros passivos	-	32	-	-	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	340	-	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	(166)	-	-	(125)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(174)	-	-	(125)
		57	32	(174)	66	36	(125)
CTEEP	Empréstimos e financiamentos	133	-	-	154	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	1.630	-	-
	Outros ativos	-	-	-	641	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	40.562	-	-	39.114	-	7
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Ca	-	-	6	-	-	723
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(6)	-	-	(730)
		40.695	-	6	41.539	-	730
EMAE	Dividendos / JCP a receber	6.213	-	-	6.213	-	-
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	-	-	-	1
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1)	-	-	(1)
		6.213	-	-	6.213	-	1
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Outras contas a receber	11	-	-	11	-	-
	Fornecedores	-	132	-	-	-	-
	Outras contas a pagar	-	42	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	198
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	(904)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(904)	-	-	(198)
		11	174	(904)	11	-	198
CEPEL	Despesas Operacionais	-	-	(3.376)	-	-	(2.112)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(3.376)	-	-	(2.112)
		-	-	(3.376)	-	-	(2.112)
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Dividendos / JCP a receber	3.051	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	625	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	423
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	(1.590)	-	-	(240)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.590)	-	-	(183)
		3.051	625	(1.590)	-	-	183
FRONTEIRA OESTE (FOTE)	Outras Contas a Receber	1.189	-	-	1.822	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	24.480	-	-	16.144	-	-
	Receitas de prestação de serviço	-	-	139	-	-	411
	Outras Receitas	-	-	22	-	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	(1)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1)	-	-	-
		25.669	-	160	17.966	-	411
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Cientes	56	-	-	12	-	-
	Outras contas a receber	47	-	-	389	-	-
	Fornecedores	-	44	-	-	7	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	720	-	-	209
	Outras receitas	-	-	117	-	-	420
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	(99)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(99)	-	-	-
		103	44	738	401	7	629
SINOP	Receita de uso da rede elétrica	-	-	10	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	10	-	-	-

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/06/2017			31/12/2016		30/06/2016
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
MATA DE SANTA GENEBRA	Outras contas a receber	1	-	-	1	-	-
	Outras Receitas	-	-	4	-	-	-
		1	-	4	1	-	-
LAGOA AZUL TRANSMISSORA	Outras contas a receber	-	-	-	8	-	-
	Dividendos / JCP a receber	249	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	20	-	-	27	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	24	-	-	219
	Outras receitas	-	-	-	-	-	106
	Encargos de Uso da Rede	-	-	(92)	-	-	-
		249	20	(68)	8	27	325
EÓLICA ITAGUAÇU DA BAHIA SPE S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	70.560	-	-	-	-	-
	Outras provisões	-	-	(37.893)	-	-	-
		70.560	-	(37.893)	-	-	-
ITAGUAÇU DA BAHIA ENERGIAS RENOVÁVEIS	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	67.130	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	1
		-	-	-	67.130	-	1
BELO MONTE TRANSMISSORA SPE S.A.	Outras Contas a Receber	770	-	-	553	-	-
	Dividendos / JCP a receber	413	-	-	-	-	-
	Outros Ativos	475	-	-	584	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.914	-	-	-
	Despesas Financeiras	-	-	(885)	-	-	(600)
		1.658	-	1.029	1.137	-	(600)
ITAIPU	Empréstimos e financiamentos	10.090.168	-	-	10.770.787	-	-
	Dividendos / JCP a receber	4.203	-	-	4.314	-	-
	Receita (Despesas) Despesas de Juros, Comissões,	-	-	534.385	-	-	(1.982.972)
		10.094.371	-	534.385	10.775.100	-	(1.982.972)
SANTO ANTONIO ENERGIA	Clientes	18.969	-	-	12.289	-	-
	Outras contas a receber	699	-	-	748	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	17	-	-	1.978
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	38.028	-	-	26.883
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	26.747
	Receita Venda de Energia Elétrica	-	-	34.438	-	-	36.688
	Outras Despesas	-	-	(211)	-	-	-
		19.668	-	72.272	13.037	-	92.296
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	17.289	-	-	31.059	-
	Provisões	-	397.845	-	-	394.035	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(17.277)	-	-	(20.812)
	Taxas	-	-	(1.567)	-	-	(1.626)
		-	415.133	(18.844)	-	425.094	(22.438)
CEEE- GT	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	15.685	-	-	15.039	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	85
		15.685	-	-	15.039	-	85
ENERGISA MT	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	264.723	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	396	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	10.333	-	-	14.895
		-	-	10.333	265.119	-	14.895
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	142.348	-	-	217.676	-	-
	Dividendos / JCP a receber	67.820	-	-	25.506	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	1.531	-	-	13.461
		210.168	-	1.531	243.182	-	13.461
LAJEADO ENERGIA	Dividendos / JCP a receber	45.625	-	-	50.009	-	-
		45.625	-	-	50.009	-	-
CEB Lajeado	Dividendos / JCP a receber	16.326	-	-	16.326	-	-
		16.326	-	-	-	-	-
Paulista Lajeado	Dividendos / JCP a receber	2.646	-	-	3.028	-	-
		2.646	-	-	1.210	-	-
CEEE- D	Empréstimos e financiamentos	22.295	-	-	24.368	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	796	-	-	987
		22.295	-	796	24.368	-	987
CELG Geração e Transmissão - CELG GT	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	7	-	-	6.809	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	1.828	-	-	-
		7	-	1.828	6.809	-	-
FOZ DO CHAPECÓ	Clientes	438	-	-	456	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	123	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	27	-	-	33
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2.682	-	-	2.499
		438	-	2.709	579	-	2.532
TIJOA PARTICIPAÇÕES E INVESTIMENTOS S.A.	Clientes	371	-	-	385	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	92	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.223	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2.268	-	-	2.027
		463	-	3.491	385	-	2.027

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/06/2017			31/12/2016		30/06/2016
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EMPRESA DE ENERGIA SÃO MANOEL S.A.	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.518	-	-	-
		-	-	1.518	-	-	-
ENERGIA OLÍMPICA S.A.	Dividendos / JCP a receber	428	-	-	-	-	-
		428	-	-	-	-	-
	Cientes	14.884	-	-	4.560	-	-
	Fornecedores	-	6.261	-	-	531	-
	Contas a pagar	-	4.779	-	-	6.704	-
CIA HIDREL TELES PIRES	Energia Comprada para Revenda	-	11.726	-	-	-	-
	Receita de venda de energia elétrica	-	-	10.410	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	20.280	-	-	15.632
	Despesas de Energia Comprada para Revenda	-	-	(103.554)	-	7.685	(52.829)
		14.884	22.766	(72.864)	4.560	13.858	(37.197)
VAMCRUZ PARTICIPAÇÕES S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	43.099	-	-	43.099	-	-
		43.099	-	-	43.099	-	-
Rei dos Ventos	Outros ativos	8	-	-	-	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	6	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	249	-	-	-
		8	-	255	-	-	-
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Cientes	76	-	-	78	-	-
	Outras Receitas	-	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	350	-	-	332
		76	-	350	78	-	332
CHAPADA DO PIAUÍ I S.A.	Contas a receber	-	-	-	21	-	-
	Outros ativos	-	-	-	492	-	-
		-	-	-	513	-	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	9.554	-	-	9.442	-	-
		9.554	-	-	9.442	-	-
Chapada do Piauí II Holding S.A.	Cientes	-	-	-	29	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	35.213	-	-	35.213	-	-
		35.213	-	-	35.242	-	-
BARAÚNAS I	Cientes	6	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	26	-	-	26	-	-
		32	-	-	26	-	-
BARAÚNAS II	Cientes	5	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	657	-	-	-	-
	Energia comprada para revenda	-	-	(2.960)	-	-	-
		5	657	(2.960)	-	-	-
MUSSAMBÊ	Dividendos / JCP a receber	142	-	-	143	-	-
		142	-	-	143	-	-
MORRO BRANCO I	Dividendos / JCP a receber	62	-	-	62	-	-
		62	-	-	62	-	-
Centrais Eolica Famosa I S.A.	Outras Provisões	-	582	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	208	-	-	-
		-	582	208	-	-	-
Centrais Eolica Pau Brasil S.A.	Outras Provisões	-	388	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	77	-	-	-
		-	388	77	-	-	-
Centrais Eolica São Paulo S.A.	Outras Provisões	-	453	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	157	-	-	-
		-	453	157	-	-	-
Centrais Eolica Rosada S.A.	Outras Provisões	-	776	-	-	-	-
	Outras Receitas (Despesas)	-	-	(27)	-	-	-
		-	776	(27)	-	-	-
PUNAÚ I EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	679	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	36	-	-	-

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/06/2017			31/12/2016		30/06/2016
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CARNAÚBA I EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	622	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	104	-	-	-
		-	622	104	-	-	-
CARNAÚBA II EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	509	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	5	-	-	-
		-	509	5	-	-	-
CARNAÚBA III EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	452	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	18	-	-	-
		-	452	18	-	-	-
CARNAÚBA V EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	679	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	8	-	-	-
		-	679	8	-	-	-
CERVANTES I EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	452	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	56	-	-	-
		-	452	56	-	-	-
CERVANTES II EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	339	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	25	-	-	-
		-	339	25	-	-	-
BOM JESUS EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	509	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	240	-	-	-
		-	509	240	-	-	-
CACHOEIRA EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	340	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	183	-	-	-
		-	340	183	-	-	-
PITIMBU EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	509	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	259	-	-	-
		-	509	259	-	-	-
SÃO CAETANO EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	713	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	300	-	-	-
		-	713	300	-	-	-
SÃO CAETANO I EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	509	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	199	-	-	-
		-	509	199	-	-	-
SÃO GALVÃO EÓLICA S.A.	Outras Provisões	-	623	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	456	-	-	-
		-	623	456	-	-	-
BANDA DE COURO	Clientes	6	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	803	-	-	-	-
	Energia comprada para revenda	-	-	(3.620)	-	-	-
		6	803	(3.620)	-	-	-

Notas Explicativas

**NOTA 47 - REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE**

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	1.585	3.111	1.418	2.835	6.821	16.628	2.669	10.788
Salários e encargos sociais	443	871	403	836	1.553	3.518	1.370	2.665
Outros	120	244	72	213	533	1.809	340	787
	<u>2.148</u>	<u>4.226</u>	<u>1.893</u>	<u>3.884</u>	<u>8.908</u>	<u>21.954</u>	<u>4.380</u>	<u>14.240</u>

As rescisões decorrentes do Plano de demissão voluntária de empregados que ocupam cargo na Diretoria Executiva foram registradas em despesa de pessoal (Vide nota 40).

NOTA 48 - EVENTOS SUBSEQUENTES**48.1 Descontratação temporária de energia elétrica comercializada no ACR**

Em 7 de julho, a controlada Eletrosul solicitou à CCEE participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD de Energia Nova A-0 para o período de julho de 2017 a dezembro de 2017, por meio das Eólicas Coxilha Seca, Capão do Inglês e Galpões. O montante de energia mensal descontratada no período e vendida até então no ACR é de 13,2 MW médios. A partir de janeiro de 2018 a energia voltará a ser vendida conforme contratos no ACR.

48.2 Aprovação de participação acionária em investida

Em 11 de julho de 2017, a controlada Eletronorte aprovou novo valor de participação na investida Transmissora Matogrossense de Energia S.A., correspondente a R\$ 53.799, dos quais já foram aportados R\$ 41.919.

48.3 Recebimento de créditos de energia renegociados – Lei nº 8.727/03

Em 1º de agosto de 2017, o Tesouro Nacional efetuou a quitação da obrigação relativa à Lei 8.727/93. O montante atualizado e recebido pela Companhia foi de R\$ 1.388.762 (Vide Nota 7 b).

48.4 Fiscalização da ANEEL aos repasses do Fundo Setorial CCC

No âmbito do processo de fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, pagos à controlada Ceron dentre o período de agosto de 2009 e junho de 2016, em 14 de julho de 2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 110/2017 da ANEEL, na qual que demonstrou a metodologia e o resultado atinente à respectiva fiscalização. A apuração da Nota Técnica Nº 90/2017 apontou uma diferença de R\$ 733.257 a ser devolvida ao Fundo Setorial CCC.

A controlada Ceron, em discordância da Nota Técnica da ANEEL, apresentou sua manifestação requerendo a revisão das premissas e metodologias adotadas na Nota Técnica supracitada.

Adicionalmente, foi promulgada sentença pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, no qual julgou procedente o pedido da condenação da ANEEL determinando o reembolso integral referente aos custos de geração no sistema isolado.

Notas Explicativas



Wilson Ferreira Junior
Presidente

Armando Casado de Araujo
*Diretor Financeiro e de Relações
com Investidores*

Carlos Eduardo Gonzalez Baldi
Diretor de Geração

Lucia Maria Martins Casasanta
Diretora de Conformidade

Alexandre Vaghi de Arruda Aniz
*Diretor Jurídico e de Gestão
Corporativa*

Luiz Henrique Hamann
Diretor de Distribuição

José Antônio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

Rodrigo Vilella Ruiz
Contador
CRC-DF 088488/9 O

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Aos Administradores e Acionistas da
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Brasília - Distrito Federal

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de junho de 2017, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente, para os períodos de três e seis meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis 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, consequentemente, 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 individuais e consolidadas 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.

Ênfases

(i) Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos - Lava Jato

Conforme descrito na Nota 4.1 às informações contábeis intermediárias, a Companhia é ré em duas ações judiciais coletivas iniciadas nos Estados Unidos da América, que alegam, entre outras coisas, que a Companhia e os réus individuais sabiam ou deveriam saber sobre a alegada fraude cometida contra a Companhia por um cartel de empreiteiras, bem como subornos e propinas supostamente solicitados e recebidos pelos empregados da Companhia; que a Companhia e os réus individuais apresentaram declarações errôneas e omissões em relação à alegada fraude; e que o preço das ações da Companhia declinou quando a suposta fraude foi divulgada. Embora nenhuma provisão tenha sido constituída nas informações contábeis intermediárias da Companhia, o resultado final desses processos judiciais pode ter um efeito adverso relevante sobre a posição financeira da Companhia, os resultados das operações e fluxos de caixa no futuro. O lucro líquido da Companhia foi diminuído em R\$ 158.630 mil no 3º trimestre de 2016, como resultado da baixa dos custos previamente capitalizados e de baixa em investimento avaliado pelo método de equivalência patrimonial, representando os valores estimados relacionados com as atividades ilícitas que as subsidiárias da Eletrobras e coligada capitalizaram em excesso na aquisição de imobilizado.

Nossa conclusão não está ressalvada em função desse assunto.

(ii) Continuidade operacional de empresas controladas e coligadas

Conforme mencionado nas Notas 15 e 35, as controladas de geração Eletrobras Termonuclear SA (Eletronuclear), Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) e Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. apresentam perdas contínuas em suas operações, capital de giro negativo e/ou passivo a descoberto, e as coligadas Belo Monte Transmissora de Energia S.A., Norte Energia S.A. e Madeira Energia S.A. apresentam capital de giro negativo relevante em 30 de junho de 2017.

Conforme descrito na Nota 2, a 165ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia deliberou, em 22 de julho de 2016, a não prorrogação das concessões das controladas distribuidoras de energia Companhia Energética do Piauí - CEPISA; Companhia Energética de Alagoas - CEAL; Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE; Centrais Elétricas de Rondônia S.A - CERON; Boa Vista Energia S.A; e Amazonas Distribuidora de Energia S.A, além da transferência do controle acionário dessas distribuidoras até 31 de dezembro de 2017 desde que, até a transferência dessas distribuidoras para o novo controlador elas recebam diretamente da União Federal, ou através de tarifa, todos os recursos e remuneração necessários para operar, manter e fazer investimentos que forem relacionados aos serviços públicos da respectiva distribuidora, mantendo o seu equilíbrio econômico e financeiro, sem qualquer aporte de recursos, a qualquer título, pela Eletrobras, caso contrário, que sejam adotadas as providências de sua liquidação.

A continuidade operacional das controladas e coligadas mencionadas acima depende da manutenção do suporte financeiro por parte de terceiros, da Companhia e/ou demais acionistas.

Nossa conclusão não está ressalvada em função desses assuntos.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas relativas às demonstrações do valor adicionado (DVA), referentes ao período de seis meses findo em 30 de junho 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 individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 10 de agosto de 2017

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Danilo Siman Simões
Contador CRC 1MG058180/O-2 T-SP