

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	3
Balanço Patrimonial Passivo	5
Demonstração do Resultado	8
Demonstração do Resultado Abrangente	10
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	11

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015	13
DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014	14
DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013	15
Demonstração de Valor Adicionado	16

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	18
Balanço Patrimonial Passivo	21
Demonstração do Resultado	24
Demonstração do Resultado Abrangente	26
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	27

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015	30
DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014	31
DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013	32
Demonstração de Valor Adicionado	33

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho	35
Notas Explicativas	165

Pareceres e Declarações

Relatório do Auditor Independente - Com Ressalva	371
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	373
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	374

Índice

Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	375

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Último Exercício Social 31/12/2015
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

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Assembléia Geral Ordinária	30/04/2015	Juros sobre Capital Próprio	30/06/2015	Preferencial	Preferencial Classe A	0,10384
Assembléia Geral Ordinária	30/04/2015	Juros sobre Capital Próprio	30/06/2015	Preferencial	Preferencial Classe B	0,10384

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
1	Ativo Total	95.163.195	96.267.376	94.242.804
1.01	Ativo Circulante	14.359.157	12.812.789	13.892.037
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.339.152	1.831.719	2.183.037
1.01.01.01	Caixa	691.719	88.194	1.303.236
1.01.01.02	Caixa Restrito	647.433	1.743.525	879.801
1.01.02	Aplicações Financeiras	3.454.526	421.817	1.713.017
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	3.454.526	421.817	1.713.017
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	3.454.526	421.817	1.713.017
1.01.03	Contas a Receber	379.214	399.133	449.452
1.01.03.01	Clientes	379.214	399.133	449.452
1.01.04	Estoques	360	798	738
1.01.04.01	Almoxarifado	360	798	738
1.01.06	Tributos a Recuperar	373.962	591.217	554.725
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	373.962	591.217	554.725
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	8.811.943	9.568.105	8.991.068
1.01.08.03	Outros	8.811.943	9.568.105	8.991.068
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	6.820.948	5.228.931	4.961.171
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível	195.966	521.964	1.275.334
1.01.08.03.03	Remuneração de participações acionárias	255.468	677.544	379.943
1.01.08.03.04	Impostos e Contribuições sociais	928.743	374.504	1.545.376
1.01.08.03.05	Ativo financeiro-Concessão de serviço Público	371.007	2.387.622	759.433
1.01.08.03.07	Diversos	239.811	377.540	69.811
1.02	Ativo Não Circulante	80.804.038	83.454.587	80.350.767
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	39.842.705	34.717.863	29.892.346
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	191.763	204.665	188.650
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	191.763	204.665	188.650
1.02.01.03	Contas a Receber	125.383	174.324	211.800
1.02.01.03.01	Clientes	125.383	174.324	211.800

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
1.02.01.06	Tributos Diferidos	1.645.382	1.464.148	299.117
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.645.382	1.464.148	299.117
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	37.880.177	32.874.726	29.192.779
1.02.01.09.03	Ativo financeiro-Concessões de serviço público	3.078.559	2.948.729	2.659.432
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	30.277.797	27.327.950	24.635.663
1.02.01.09.05	Cauções e Depósitos vinculados	2.204.685	1.558.624	803.048
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	13.331	3.944	16.275
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	189.493	175.636	382.193
1.02.01.09.08	Diversos	2.116.312	859.843	696.168
1.02.02	Investimentos	40.813.087	48.599.387	50.329.250
1.02.02.01	Participações Societárias	40.813.087	48.599.387	50.329.250
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	3.031.057	3.978.775	3.717.266
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	35.400.349	43.408.470	45.702.129
1.02.02.01.03	Participações em Controladas em Conjunto	1.363.538	0	0
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.018.143	1.212.142	909.855
1.02.03	Imobilizado	148.246	127.623	129.171
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	148.246	127.623	129.171
1.02.04	Intangível	0	9.714	0
1.02.04.01	Intangíveis	0	9.714	0
1.02.04.01.02	Outros	0	9.714	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2	Passivo Total	95.163.195	96.267.376	94.242.804
2.01	Passivo Circulante	5.688.269	5.134.471	4.384.084
2.01.02	Fornecedores	416.126	548.589	342.778
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	416.126	548.589	342.778
2.01.03	Obrigações Fiscais	280.637	58.736	49.187
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	280.637	58.736	49.187
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	280.637	58.736	49.187
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	2.572.745	2.759.514	1.199.102
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	2.572.745	2.759.514	1.199.102
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	1.404.496	841.716	349.405
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	1.168.249	1.917.798	849.697
2.01.05	Outras Obrigações	1.463.191	1.767.632	2.793.017
2.01.05.02	Outros	1.463.191	1.767.632	2.793.017
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	42.478	61.995	525.464
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	57.630	50.215	7.935
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	593.404	448.759	462.672
2.01.05.02.06	Conta de consumo de combustível	0	301.471	941.285
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	299.632	655.158	583.046
2.01.05.02.08	Benefício Pós- emprego	22.557	10.856	13.079
2.01.05.02.10	Crédito do Tesouro Nacional	0	0	39.494
2.01.05.02.11	Imposto de renda e contribuição social	196.000	0	0
2.01.05.02.12	Obrigações estimadas	109.497	96.107	47.325
2.01.05.02.13	Diversos	123.133	118.365	135.869
2.01.05.02.14	Instrumentos financeiros derivativos	18.860	24.706	36.848
2.01.06	Provisões	543.345	0	0
2.01.06.02	Outras Provisões	543.345	0	0
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	543.345	0	0
2.01.07	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	412.225	0	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2.01.07.01	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda	412.225	0	0
2.01.07.01.01	Passivos associados a ativos mantidos para venda	412.225	0	0
2.02	Passivo Não Circulante	47.382.912	34.593.354	28.476.622
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	27.463.707	23.260.512	20.623.906
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	27.463.707	23.260.512	20.623.906
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	13.835.354	13.671.796	10.651.683
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	13.628.353	9.588.716	9.972.223
2.02.02	Outras Obrigações	2.308.227	2.316.848	1.623.365
2.02.02.02	Outros	2.308.227	2.316.848	1.623.365
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	219.294	193.606	174.570
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	466.005	469.459	358.905
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustive I- CCC	452.948	474.770	455.455
2.02.02.02.06	Benefício Pós-Emprego	252.966	448.407	67.553
2.02.02.02.10	Diversos	917.014	730.606	566.882
2.02.03	Tributos Diferidos	915.280	291.878	342.236
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	915.280	291.878	342.236
2.02.03.01.01	Tributos a recolher	181.991	0	0
2.02.03.01.02	Imposto de renda e Contribuição Social	733.289	0	0
2.02.04	Provisões	16.695.698	8.724.116	5.887.115
2.02.04.02	Outras Provisões	16.695.698	8.724.116	5.887.115
2.02.04.02.04	Provisões para contingências	8.901.900	4.829.381	2.496.739
2.02.04.02.05	Provisões para passivo a descoberto em controladas	7.793.798	2.794.236	2.328.886
2.02.04.02.06	Provisões Operacionais	0	1.100.499	1.061.490
2.03	Patrimônio Líquido	42.092.014	56.539.551	61.382.098
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331	31.305.331
2.03.02	Reservas de Capital	26.048.342	26.048.342	26.048.342
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	19.258.527	19.258.527	19.258.527

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2.03.02.08	Outras reservas de capital	3.405.505	3.405.505	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	0	2.259.039	5.656.915
2.03.04.01	Reserva Legal	0	2.233.017	2.233.017
2.03.04.02	Reserva Estatutária	0	26.022	2.989.936
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	0	433.962
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	-12.181.172	0	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	39.452	42.947	68.368
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-3.119.939	-3.116.108	-1.696.858
2.03.08.01	Outros Resultados Abrangentes	-3.113.481	0	0
2.03.08.02	Valores reconhecidos em ORA classificados como mantidos para venda	-6.458	0	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	2.497.392	2.708.903	2.840.238
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-2.869.832	-3.007.183	-2.875.951
3.02.01	Energia comprada para revenda	-2.869.832	-3.007.183	-2.875.951
3.03	Resultado Bruto	-372.440	-298.280	-35.713
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-17.344.041	-4.932.761	-6.955.882
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-11.464.697	-4.883.494	-6.168.001
3.04.02.01	Pessoal, material e serviços	-520.505	-496.823	-593.774
3.04.02.04	Depreciação e amortização - imobilizado e intangível	-5.368	-6.271	-6.547
3.04.02.05	Provisões operacionais	-10.232.634	-3.836.562	-4.912.114
3.04.02.06	Doações e contribuições	-167.659	-198.220	-278.839
3.04.02.07	Plano de readequação do quadro de pessoal	0	0	-12.674
3.04.02.08	Outras	-538.531	-345.618	-364.053
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	-5.879.344	-49.267	-787.881
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	-17.716.481	-5.231.041	-6.991.595
3.06	Resultado Financeiro	3.924.190	2.436.051	2.117.768
3.06.01	Receitas Financeiras	15.428.522	4.125.664	3.799.447
3.06.01.01	Receitas de juros, comissões e taxas	3.007.812	2.410.701	2.033.155
3.06.01.02	Receitas de aplicações financeiras	591.799	428.512	284.660
3.06.01.03	Acréscimo moratório sobre energia elétrica	425.158	90.755	44.771
3.06.01.04	Atualizações monetárias ativas	1.265.430	658.363	705.920
3.06.01.05	Variações cambiais ativas	10.019.982	438.794	585.350
3.06.01.06	Outras receitas financeiras	118.341	98.539	145.591
3.06.02	Despesas Financeiras	-11.504.332	-1.689.613	-1.681.679
3.06.02.01	Encargos de dívidas	-2.448.285	-1.510.250	-1.048.004
3.06.02.02	Encargos sobre recursos de acionistas	-27.250	-55.090	-180.301
3.06.02.03	Atualizações monetárias passivas	-14.887	0	0
3.06.02.04	Variações cambiais passivas	-8.724.960	0	0
3.06.02.05	Outras despesas financeiras	-288.950	-124.273	-453.374

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-13.792.291	-2.794.990	-4.873.827
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-649.316	-236.065	-1.313.121
3.08.01	Corrente	-169.455	0	0
3.08.02	Diferido	-479.861	-236.065	-1.313.121
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-14.441.607	-3.031.055	-6.186.948
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	-14.441.607	-3.031.055	-6.186.948
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	-10,67665	-2,24085	-4,574
3.99.01.02	PNA	-10,67665	-2,24085	-4,574
3.99.01.03	PNB	-10,67665	-2,24085	-4,574

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
4.01	Lucro Líquido do Período	-14.441.607	-3.031.055	-6.186.948
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-3.831	-1.419.250	576.729
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	67.482	-58.137	38.889
4.02.03	Ajuste ganhos e perdas atuariais	247.803	-407.875	609.151
4.02.04	IR/CSSL diferidos	0	0	-207.111
4.02.05	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	-468	-11.412	-12.190
4.02.06	IR/CSSL diferidos	0	0	4.145
4.02.07	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	-113.241	77.888	-180.080
4.02.08	IR/CSSL diferidos	38.502	-26.482	61.227
4.02.09	Participação no resultado abrangente das coligadas e entidades com controle compartilhado	-243.909	-993.232	398.027
4.02.10	IR/CSSL diferidos	0	0	-135.329
4.03	Resultado Abrangente do Período	-14.445.438	-4.450.305	-5.610.219

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	-335.897	289.235	2.204.366
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	471.189	-617.709	-759.483
6.01.01.01	Resultado antes do IR e da CSSL	-13.792.291	-2.794.990	-4.873.828
6.01.01.02	Depreciação e amortização	5.368	6.271	6.547
6.01.01.03	Variação Monetária Líquidas	-1.250.543	-658.363	-705.920
6.01.01.04	Variação Cambial Líquidas	-402.289	-172.286	-307.090
6.01.01.05	Encargos financeiros	-812.876	-1.208.618	-1.340.907
6.01.01.06	Resultado de equivalência patrimonial	5.879.344	49.267	787.881
6.01.01.07	Provisão para passivo a descoberto	5.392.577	831.851	2.742.014
6.01.01.08	Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	15.755	-269.051	335.610
6.01.01.09	Provisão para Contingências	5.698.790	3.389.682	1.585.772
6.01.01.10	Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-1.852	0	0
6.01.01.11	Provisão para perda com investimentos	-1.001.986	-411.122	142.622
6.01.01.12	Provisão para plano de readequação do quadro de pessoal	0	0	12.674
6.01.01.13	Encargos de reserva global de reversão	253.348	308.167	347.949
6.01.01.14	Ajuste a valor presente	78.107	86.621	53.371
6.01.01.15	Encargos sobre recursos de acionistas	27.250	55.090	180.301
6.01.01.16	Outras	382.487	169.772	273.521
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	302.102	1.602.207	2.823.866
6.01.02.02	Títulos e valores mobiliários	-2.823.260	1.291.683	2.812.303
6.01.02.03	Almoxarifado	438	-60	198
6.01.02.04	Ativo financeiro - Concessões de Serviço Público	1.886.785	136.864	36.229
6.01.02.05	Fornecedores	21.022	74	-6.924
6.01.02.06	Obrigações estimadas	13.390	48.782	37.553
6.01.02.07	Passivos associados a ativos mantidos para venda	412.225	0	0
6.01.02.08	Outros ativos e passivos operacionais	791.502	124.864	-55.493
6.01.03	Outros	-1.109.188	-695.263	139.983
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-1.824.581	-891.036	-570.721

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
6.01.03.02	Pagto.Enc.da Reserva Global de Reversão	-952.355	-216.209	-228.144
6.01.03.03	Recebimentos de encargos financeiros	2.015.719	1.837.714	1.897.351
6.01.03.04	Pagamento de IR e CSSL	-270.922	-275.748	-471.641
6.01.03.05	Recebimento de remuneração de investimento em participações societárias	708.614	614.250	329.867
6.01.03.06	Pagamentos de previdência complementar	-9.023	-10.626	0
6.01.03.07	Pagamentos de Contingências cíveis	-663.071	-1.057.040	-596.544
6.01.03.08	Depósitos judiciais	-113.569	-696.568	-220.185
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	1.945.373	-3.204.683	864.124
6.02.01	Concessão de empréstimo e financiamento	-1.440.381	-6.356.002	-2.474.881
6.02.02	Rec.de empréstimos e financiamentos concedidos	3.735.678	3.537.458	3.778.105
6.02.03	Aquisição de ativo imobilizado	-24.094	-1.998	-16.509
6.02.04	Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-312.310	-370.347	-257.278
6.02.05	Outros	-13.520	-13.794	-165.313
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-1.005.951	1.700.406	-2.700.881
6.03.01	Empréstimos e financiamentos obtidos a Longo Prazo	2.179.371	4.598.969	2.719.621
6.03.02	Pagamento de emprestimo e financiamentos principal	-3.165.385	-2.086.613	-1.721.019
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-19.937	-811.950	-4.185.077
6.03.04	Empréstimo Compulsório e Reserva Global de Reversão	0	0	485.594
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	603.525	-1.215.042	367.609
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	88.194	1.303.236	935.627
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	691.719	88.194	1.303.236

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-26.022	0	0	-26.022
5.04.06	Dividendos	0	0	-26.022	0	0	-26.022
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-3.495	-14.435.697	-3.831	-14.443.023
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-14.441.607	0	-14.441.607
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-3.495	5.910	-3.831	-1.416
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-468	-468
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	67.482	67.482
5.05.02.06	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	2.415	-243.909	-241.494
5.05.02.07	IR/CS Diferido s/ Outros result. Abrangentes	0	0	0	0	38.502	38.502
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	-113.241	-113.241
5.05.02.09	Ajuste de Benefício Pós Emprego	0	0	0	0	247.803	247.803
5.05.02.10	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-3.495	3.495	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.233.017	2.254.525	0	21.508
5.06.04	Absorção de Prejuízo	0	0	-2.233.017	2.233.017	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	21.508	0	21.508
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-433.962	0	0	-433.962
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	-433.962	0	0	-433.962
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-25.421	-3.005.634	-1.419.250	-4.450.305
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-3.031.055	0	-3.031.055
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-25.421	25.421	-1.419.250	-1.419.250
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-11.412	-11.412
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-58.137	-58.137
5.05.02.06	IR/CS Diferido s/outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-26.482	-26.482
5.05.02.07	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-25.421	25.421	0	0
5.05.02.08	Ajuste de Benefício pós Emprego	0	0	0	0	-407.875	-407.875
5.05.02.09	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	77.888	77.888
5.05.02.10	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	0	-993.232	-993.232
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.963.914	3.005.634	0	41.720
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	67.141	-67.141	0	0
5.06.04	Absorção de Prejuízo	0	0	-3.031.055	3.031.055	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	41.720	0	41.720
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013**(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	12.792.533	0	-2.273.587	67.872.619
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	12.792.533	0	-2.273.587	67.872.619
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	-867.924	0	-867.924
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-433.962	0	-433.962
5.04.08	Dividendos adicionais	0	0	-433.962	0	0	-433.962
5.04.09	Proposta dividendos adicionais pela AGO	0	0	433.962	-433.962	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-140.304	-6.059.022	576.729	-5.622.597
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-6.186.949	0	-6.186.949
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-140.304	127.927	576.729	564.352
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-12.190	-12.190
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	38.889	38.889
5.05.02.07	IR/CS diferido s/ Outros resut. Abrangentes	0	0	0	0	-277.069	-277.069
5.05.02.10	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	0	0	0	0	-180.080	-180.080
5.05.02.11	Ajuste de benefício pós emprego	0	0	0	0	609.151	609.151
5.05.02.12	Ajuste de Controladas/ Coligadas	0	0	0	0	398.028	398.028
5.05.02.13	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-140.304	127.927	0	-12.377
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-6.926.946	6.926.946	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-739.997	739.997	0	0
5.06.05	Absorção de prejuízo	0	0	-6.186.949	6.186.949	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
7.01	Receitas	3.003.060	2.907.125	2.970.726
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	3.003.060	2.907.125	2.970.726
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-13.762.672	-7.409.415	-8.276.139
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-660.206	-458.623	-488.074
7.02.04	Outros	-13.102.466	-6.950.792	-7.788.065
7.02.04.01	Energia Comprada para revenda	-2.869.832	-3.007.183	-2.875.951
7.02.04.02	Provisões Operacionais	-10.232.634	-3.943.609	-4.912.114
7.03	Valor Adicionado Bruto	-10.759.612	-4.502.290	-5.305.413
7.04	Retenções	-5.368	-6.271	-6.547
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-5.368	-6.271	-6.547
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-10.764.980	-4.508.561	-5.311.960
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	9.549.178	4.076.397	3.011.566
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	-5.879.344	-49.267	-787.881
7.06.02	Receitas Financeiras	15.428.522	4.125.664	3.799.447
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	-1.215.802	-432.164	-2.300.394
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	-1.215.802	-432.164	-2.300.394
7.08.01	Pessoal	398.830	383.818	482.427
7.08.01.04	Outros	398.830	383.818	482.427
7.08.01.04.01	Pessoal, encargos e honorários	367.137	349.395	444.239
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	31.693	34.423	38.188
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.154.984	327.240	1.443.609
7.08.02.01	Federais	1.154.984	327.240	1.443.609
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	11.671.991	1.887.833	1.960.518
7.08.03.01	Juros	11.504.332	1.689.613	1.681.679
7.08.03.03	Outras	167.659	198.220	278.839
7.08.03.03.01	Doações e contrtribuições	167.659	198.220	278.839
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-14.441.607	-3.031.055	-6.186.948
7.08.04.02	Dividendos	0	0	433.962

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-14.441.607	-3.031.055	-6.620.910

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
1	Ativo Total	149.645.408	144.631.697	138.594.389
1.01	Ativo Circulante	29.437.396	30.551.193	39.079.833
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	2.041.406	3.150.603	4.477.384
1.01.01.01	Caixa	1.393.973	1.407.078	3.597.583
1.01.01.02	Caixa restrito	647.433	1.743.525	879.801
1.01.02	Aplicações Financeiras	6.842.774	3.730.345	6.095.908
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	6.842.774	3.730.345	6.095.908
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	6.842.774	3.730.345	6.095.908
1.01.03	Contas a Receber	4.137.501	4.427.216	3.587.282
1.01.03.01	Clientes	4.137.501	4.427.216	3.587.282
1.01.04	Estoques	1.034.122	852.933	958.337
1.01.04.01	Almoxarifado	631.669	512.614	614.607
1.01.04.02	Estoque	402.453	340.319	343.730
1.01.06	Tributos a Recuperar	716.651	900.431	839.767
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	716.651	900.431	839.767
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	14.664.942	17.489.665	23.121.155
1.01.08.03	Outros	14.664.942	17.489.665	23.121.155
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	3.187.226	2.696.021	2.838.503
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível - CCC	195.966	521.964	1.275.334
1.01.08.03.03	Remuneração de participações monetárias	309.360	289.574	268.060
1.01.08.03.04	Direito de Ressarcimento	2.265.242	3.673.639	10.910.073
1.01.08.03.05	Impostos e Contribuições Sociais	1.475.598	762.726	1.940.005
1.01.08.03.06	Indenizações - Lei 12.783/2013	0	3.738.295	3.476.495
1.01.08.03.07	Ativo financeiro - Concessão de Serviços Públicos	965.212	3.437.521	1.168.002
1.01.08.03.08	Instrumentos financeiros	21.307	124.635	108.339
1.01.08.03.09	Risco Hidrológico	195.830	0	0
1.01.08.03.10	Ativos mantidos para venda	4.623.785	0	0
1.01.08.03.11	Diversos	1.425.416	2.245.290	1.136.344

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
1.02	Ativo Não Circulante	120.208.012	114.080.504	99.514.556
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	67.771.686	61.476.384	51.063.476
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	194.990	224.734	192.580
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	194.990	224.734	192.580
1.02.01.03	Contas a Receber	1.833.457	1.743.504	1.522.621
1.02.01.03.01	Clientes	1.833.457	1.743.504	1.522.621
1.02.01.04	Estoques	578.425	661.489	507.488
1.02.01.04.02	Estoque de Combustível Nuclear	578.425	661.489	507.488
1.02.01.06	Tributos Diferidos	5.690.777	5.005.762	5.001.101
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	2.623.186	2.538.131	1.990.527
1.02.01.06.02	Imposto de renda e contribuição social	3.067.591	2.467.631	3.010.574
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	59.474.037	53.840.895	43.839.686
1.02.01.09.03	Ativo financeiro - Concessão de Serviço Público	28.416.433	28.969.262	23.704.037
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	14.400.394	11.988.543	12.335.838
1.02.01.09.05	Cauções e depósitos vinculados	5.079.707	3.808.155	2.877.516
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	13.331	3.944	16.275
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.215.532	1.140.633	490.429
1.02.01.09.08	Instrumentos financeiros derivativos	25.004	135.276	107.816
1.02.01.09.09	Direito de Ressarcimento	8.238.140	6.129.423	1.669.583
1.02.01.09.10	Indenizações - Lei 12.783/2013	0	0	2.019.684
1.02.01.09.11	Reembolso FUNAC	0	595.445	0
1.02.01.09.12	Risco Hidrológico	598.161	0	0
1.02.01.09.13	Diversos	1.487.335	1.070.214	618.508
1.02.02	Investimentos	21.954.530	20.070.517	17.414.993
1.02.02.01	Participações Societárias	21.954.530	20.070.517	17.414.993
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	20.777.270	18.700.146	16.316.568
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.177.260	1.370.371	1.098.425
1.02.03	Imobilizado	29.546.645	31.168.232	30.247.505

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	26.219.627	26.282.047	22.508.586
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	3.327.018	4.886.185	7.738.919
1.02.04	Intangível	935.151	1.365.371	788.582
1.02.04.01	Intangíveis	935.151	1.365.371	788.582
1.02.04.01.02	Outros	935.151	1.365.371	788.582

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2	Passivo Total	149.645.408	144.631.697	138.594.389
2.01	Passivo Circulante	28.099.643	19.284.008	25.620.305
2.01.02	Fornecedores	10.128.507	7.489.134	7.740.578
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	9.896.869	7.470.482	7.740.578
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	231.638	18.652	0
2.01.03	Obrigações Fiscais	2.137.922	1.186.306	854.688
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	2.137.922	1.186.306	854.688
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	1.556.578	1.168.168	839.426
2.01.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	581.344	18.138	15.262
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	4.714.646	5.331.770	2.049.734
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	4.224.448	4.931.531	1.969.765
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	3.026.467	2.987.773	1.117.366
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	1.197.981	1.943.758	852.399
2.01.04.02	Debêntures	357.226	325.732	12.804
2.01.04.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	132.972	74.507	67.165
2.01.05	Outras Obrigações	4.952.834	5.244.716	14.951.651
2.01.05.02	Outros	4.952.834	5.244.716	14.951.651
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	84.076	64.402	528.204
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	57.630	50.215	7.935
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	648.236	501.572	511.582
2.01.05.02.06	Conta de consumo de combustível	0	301.471	941.285
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	396.208	702.728	8.377.400
2.01.05.02.08	Previdência complementar	114.861	258.898	265.082
2.01.05.02.09	Encargos Setoriais	695.400	930.297	714.862
2.01.05.02.10	Concessões a pagar UPB	3.920	3.645	3.567
2.01.05.02.11	Instrumentos financeiros derivativos	20.608	26.573	262.271
2.01.05.02.13	Créditos do Tesouro Nacional	0	0	39.494
2.01.05.02.14	Obrigações estimadas	1.018.788	1.174.679	1.288.713

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2.01.05.02.15	Diversos	1.913.107	1.230.236	2.011.256
2.01.06	Provisões	590.725	32.082	23.654
2.01.06.02	Outras Provisões	590.725	32.082	23.654
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	590.725	32.082	23.654
2.01.07	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	5.575.009	0	0
2.01.07.01	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda	5.575.009	0	0
2.01.07.01.01	Passivos associados a ativos mantidos para venda	5.575.009	0	0
2.02	Passivo Não Circulante	79.806.543	68.499.189	51.396.788
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	43.498.243	36.293.939	32.039.062
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	42.173.812	34.607.594	30.506.522
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	28.088.446	24.673.394	20.278.508
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	14.085.366	9.934.200	10.228.014
2.02.01.02	Debêntures	205.248	434.191	205.878
2.02.01.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	1.119.183	1.252.154	1.326.662
2.02.02	Outras Obrigações	20.590.159	20.650.007	11.174.469
2.02.02.02	Outros	20.590.159	20.650.007	11.174.469
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	219.294	193.606	174.570
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	466.005	469.459	358.905
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustível - CCC	452.948	474.770	455.455
2.02.02.02.06	Benefício Pós Emprego	1.858.824	2.001.268	1.218.688
2.02.02.02.07	Adiantamento de clientes	659.082	718.451	776.252
2.02.02.02.08	Concessões a pagar - Uso do Bem Público	59.644	59.815	60.904
2.02.02.02.09	Instrumentos financeiros derivativos	78.521	70.336	195.378
2.02.02.02.11	Fornecedor	9.449.421	10.047.367	791.293
2.02.02.02.12	Obrigações de ressarcimento	2.483.378	2.529.893	2.317.708
2.02.02.02.13	Encargos Setoriais	462.195	609.721	375.982
2.02.02.02.14	Contratos onerosos	1.489.292	1.130.201	3.244.335
2.02.02.02.15	Obrigações para desmobilização de ativos	1.201.186	1.314.480	1.136.342

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2.02.02.02.17	Outros	1.710.369	1.030.640	68.657
2.02.03	Tributos Diferidos	1.904.105	1.406.931	1.426.663
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.904.105	1.406.931	1.426.663
2.02.03.01.01	Tributos a recolher	900.309	837.551	892.950
2.02.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	1.003.796	569.380	533.713
2.02.04	Provisões	13.814.036	10.148.312	6.756.594
2.02.04.02	Outras Provisões	13.814.036	10.148.312	6.756.594
2.02.04.02.04	Provisões contingências	13.556.129	8.950.364	5.695.104
2.02.04.02.05	Provisões operacionais	0	1.100.499	1.061.490
2.02.04.02.06	Provisões para passivos a descoberto em controladas	257.907	97.449	0
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	41.739.222	56.848.500	61.577.296
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331	31.305.331
2.03.02	Reservas de Capital	26.048.342	26.048.342	26.048.342
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	19.258.527	19.258.527	19.258.527
2.03.02.08	Outras reservas	3.405.505	3.405.505	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	0	2.259.039	5.656.915
2.03.04.01	Reserva Legal	0	2.233.017	2.233.017
2.03.04.02	Reserva Estatutária	0	26.022	2.989.936
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	0	433.962
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	-12.181.172	0	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	39.452	42.947	68.368
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-3.119.939	-3.116.108	-1.696.858
2.03.08.01	Outros Resultados Abrangentes	-3.113.481	0	0
2.03.08.02	Valores Reconhecidos em ORA Classificados como Mantidos para Venda	-6.458	0	0
2.03.09	Participação dos Acionistas Não Controladores	-352.792	308.949	195.198

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	32.588.838	30.137.807	23.835.644
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-16.991.559	-16.327.359	-12.110.694
3.02.01	Energia comprada para revenda	-10.766.227	-10.424.699	-5.515.206
3.02.02	Encargos sobre uso da rede elétrica	-1.737.959	-1.523.379	-1.555.257
3.02.03	Combustível para produção de energia elétrica	-1.249.836	-1.479.633	-1.492.368
3.02.04	Construção	-3.237.537	-2.899.648	-3.547.863
3.03	Resultado Bruto	15.597.279	13.810.448	11.724.950
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-28.141.800	-15.767.057	-16.926.617
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-28.673.246	-14.550.217	-17.104.385
3.04.02.01	Pessoal, Material, Serviço	-9.495.417	-8.485.373	-9.244.586
3.04.02.06	Remuneração e Ressarcimento	-348.874	-386.824	-405.809
3.04.02.08	Depreciação e amortização-Imobilizado e Intangível	-1.842.600	-1.777.296	-1.512.330
3.04.02.09	Provisões operacionais	-14.639.285	-1.754.660	-3.258.205
3.04.02.10	Doações e contribuições	-215.116	-251.415	-332.031
3.04.02.11	Plano de readequação do quadro de pessoal	0	-219.299	-256.860
3.04.02.13	Outros	-2.131.954	-1.675.350	-2.094.564
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	531.446	-1.216.840	177.768
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	-12.544.521	-1.956.609	-5.201.667
3.06	Resultado Financeiro	-1.699.025	694.625	376.685
3.06.01	Receitas Financeiras	17.952.241	8.699.821	3.712.311
3.06.01.01	Receitas de juros, comissões e taxas	1.128.406	1.071.107	1.146.055
3.06.01.02	Receitas de aplicações financeiras	1.122.643	1.020.654	556.469
3.06.01.03	Acréscimo moratório sobre energia elétrica	709.404	323.300	305.404
3.06.01.04	Atualizações monetárias ativas	3.765.236	841.821	454.634
3.06.01.05	Variações cambiais ativas	10.251.948	3.293.940	539.059
3.06.01.06	Remuneração das Indenizações - Lei 12.783/13	115.407	1.018.952	441.024
3.06.01.07	Atualização de Ativo regulatório	229.608	0	0
3.06.01.08	Ganhos com Derivativos	0	382.614	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
3.06.01.09	Outras receitas financeiras	629.589	747.433	269.666
3.06.02	Despesas Financeiras	-19.651.266	-8.005.196	-3.335.626
3.06.02.01	Encargos de dívidas	-6.340.459	-3.448.734	-2.031.402
3.06.02.02	Encargos de arrendamento mercantil	-273.391	-279.716	-269.032
3.06.02.03	Encargos sobre recursos de acionistas	-40.511	-87.047	-189.967
3.06.02.04	Atualizações monetárias passivas	-1.362.380	-495.680	0
3.06.02.05	Variações cambiais passivas	-10.219.318	-2.998.387	-238.938
3.06.02.06	Atualização de passivo regulatório	-130.502	0	0
3.06.02.07	Perdas com derivativos	-221.666	0	0
3.06.02.08	Outras despesas financeiras	-1.063.039	-695.632	-606.287
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-14.243.546	-1.261.984	-4.824.982
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-710.112	-1.700.518	-1.366.678
3.08.01	Corrente	-546.812	-82.483	-60.424
3.08.02	Diferido	-163.300	-1.618.035	-1.306.254
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-14.953.658	-2.962.502	-6.191.660
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	-14.953.658	-2.962.502	-6.191.660
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	-14.441.607	-3.031.055	-6.186.948
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	-512.051	68.553	-4.712
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	-10,67665	-2,24085	-4,574
3.99.01.02	PNA	-10,67665	-2,24085	-4,574
3.99.01.03	PNB	-10,67665	-2,24085	-4,574

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	-14.953.658	-2.962.502	-6.191.660
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-153.521	-1.417.304	576.729
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	121.353	-42.279	38.909
4.02.03	Ajustes ganhos e perdas atuariais	-236.798	-971.565	1.362.551
4.02.04	IR/CSSL diferidos	0	-404.332	-463.267
4.02.05	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	-468	-12.320	-11.987
4.02.06	IR/CSSL diferidos	0	309	4.076
4.02.07	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	-109.493	99.820	-244.465
4.02.08	IR/CSSL diferidos	37.228	-33.939	83.118
4.02.09	Participação no resultado abrangente das coligadas e entidades com controle compartilhado	33.383	-464.478	-291.211
4.02.10	IR/CSSL diferidos	1.274	411.480	99.005
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	-15.107.179	-4.379.806	-5.614.931
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	-14.445.438	-4.448.359	-5.610.219
4.03.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	-661.741	68.553	-4.712

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	6.980.475	5.192.461	9.329.354
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	3.744.393	1.789.217	-1.145.951
6.01.01.01	Resultado antes do IR e daCSSL	-14.243.546	-1.261.984	-4.824.983
6.01.01.02	Depreciação e amortização	1.842.600	1.777.296	1.511.564
6.01.01.03	Variações monetárias líquidas	-914.656	-1.329.742	-1.249.587
6.01.01.04	Variações cambiais líquidas	863.808	291.510	-424.537
6.01.01.05	Encargos financeiros	2.001.687	-109.124	496.700
6.01.01.06	Receita de ativo financeiro	-838.087	-714.409	-552.106
6.01.01.07	Resultado de equivalência patrimonial	-531.446	1.216.839	-177.768
6.01.01.08	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	658.679	-122.662	-457.261
6.01.01.09	Provisão para contingências	7.073.623	3.655.627	1.399.321
6.01.01.10	Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	5.842.473	149.346	2.428.649
6.01.01.11	Provisão para contrato oneroso	366.477	-1.800.401	-1.924.657
6.01.01.12	Provisão para plano de readequação do quadro de pessoal	0	219.299	256.860
6.01.01.13	Provisão para perda com investimentos	-610.746	-313.672	142.622
6.01.01.14	Provisão risco hidrológico - GSF	451.340	0	0
6.01.01.15	Encargos da reserva global de reversão	253.348	308.167	347.949
6.01.01.16	Ajuste a valor presente/ valor de mercado	157.066	170.509	94.000
6.01.01.17	Participação Minoritária no resultado	775.835	-103.868	7.139
6.01.01.18	Encargos sobre recursos de acionistas	40.511	87.047	189.967
6.01.01.19	Instrumentos financeiros - derivativos	221.666	-392.354	238.938
6.01.01.20	Outras	333.761	61.793	1.351.239
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	2.868.405	4.225.498	1.972.915
6.01.02.01	Contas a receber	130.905	-441.152	413.625
6.01.02.02	Títulos e valores mobiliários	-2.886.138	2.366.099	404.758
6.01.02.03	Direito de Ressarcimento	-700.320	2.991.052	-4.376.467
6.01.02.04	Almoxarifado	-119.055	133.229	-168.450
6.01.02.05	Estoque de combustível nuclear	20.930	-150.590	-8.972

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
6.01.02.06	Ativo financeiro - Concessões de serviço público	1.886.785	136.864	36.229
6.01.02.07	Ativos mantidos para venda	-4.623.785	0	0
6.01.02.08	Risco Hidrológico	-342.651	0	0
6.01.02.09	Fornecedores	3.094.034	7.669.536	2.686.542
6.01.02.10	Adiantamento de clientes	-57.349	-53.898	-50.655
6.01.02.11	Arrendamento mercantil	-74.506	-67.166	50.191
6.01.02.12	Obrigações estimadas	-165.866	-153.105	115.035
6.01.02.13	Obrigações de ressarcimento	2.491	-7.534.600	2.744.474
6.01.02.14	Encargos setoriais	-382.423	29.997	8.231
6.01.02.15	Passivos associados a ativos mantidos para venda	5.575.009	0	0
6.01.02.16	Outros ativos e passivos operacionais	1.510.344	-700.768	118.374
6.01.03	Outros	367.677	-822.254	8.502.390
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-2.805.404	-1.222.341	-1.305.876
6.01.03.02	Pagto.de encargos da Reserva Global de Reversão	-952.355	-216.209	-228.144
6.01.03.03	Recebimento de Receita Anual Permitida	965.764	703.266	674.102
6.01.03.04	Recebimento de Indenizações do ativo financeiro	4.027.661	2.773.092	9.819.946
6.01.03.05	Recebimento de encargos financeiros	1.113.278	172.000	1.141.486
6.01.03.06	Pagato. IR e CSSL	-610.223	-667.150	-650.161
6.01.03.07	Recebto. de remuneração de investimento em part.societárias	412.874	106.232	513.607
6.01.03.08	Pagamento de previdência complementar	-201.469	-387.296	-488.016
6.01.03.09	Pagamento de contingências judiciais	-904.505	-1.177.462	-920.002
6.01.03.10	Depósitos judiciais	-677.944	-906.386	-54.552
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-9.012.552	-10.637.002	-8.155.408
6.02.01	Concessão de empréstimo e financiamentos	-751.524	-255.379	-598.577
6.02.02	Recebimento de empréstimo e financiamentos	2.539.101	506.264	1.999.115
6.02.04	Aquisição de ativo imobilizado	-4.139.891	-2.801.858	-2.141.137
6.02.05	Aquisição de ativo intangível	-384.307	-117.046	-157.209
6.02.06	Aquisição de ativos de concessão	-3.153.701	-3.262.535	-3.413.719

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
6.02.07	Aquisição/aporte de capital em participações societárias	-2.433.066	-3.903.911	-3.555.414
6.02.08	Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-737.631	-906.024	-396.467
6.02.09	Fluxo de caixa líquido na aquisição de controlada	0	159.703	0
6.02.10	Outros	48.467	-56.216	108.000
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	2.018.972	3.254.036	-77.878
6.03.01	Empréstimo e financiamento obtido a Longo prazo	7.543.513	7.410.882	6.050.558
6.03.02	Pagamento de empréstimo e financiamento principal	-5.381.995	-3.238.117	-2.480.439
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-23.056	-814.993	-4.189.708
6.03.04	Pagamento de refin.de imp.e cont. principal	-117.058	-103.785	-98.522
6.03.05	Empréstimo compulsório e Reserva global de reversão	0	0	485.594
6.03.06	Outros	-2.432	49	154.639
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-13.105	-2.190.505	1.096.068
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	1.407.078	3.597.583	2.501.515
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	1.393.973	1.407.078	3.597.583

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551	308.949	56.848.500
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	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551	308.949	56.848.500
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-26.022	0	0	-26.022	0	-26.022
5.04.06	Dividendos	0	0	-26.022	0	0	-26.022	0	-26.022
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-3.495	-14.435.697	-3.831	-14.443.023	-661.741	-15.104.764
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-14.441.607	0	-14.441.607	-512.051	-14.953.658
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-3.495	5.910	-3.831	-1.416	-149.690	-151.106
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-468	-468	0	-468
5.05.02.05	Tributos s/ Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	67.482	67.482	0	67.482
5.05.02.06	Ajuste Controladas / Coligadas	0	0	0	2.415	-243.909	-241.494	-149.690	-391.184
5.05.02.07	IR/CS Diferido s/ Outros result. Abrangentes	0	0	0	0	38.502	38.502	0	38.502
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	-113.241	-113.241	0	-113.241
5.05.02.09	Ajuste de Benefício Pós Emprego	0	0	0	0	247.803	247.803	0	247.803
5.05.02.10	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-3.495	3.495	0	0	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.233.017	2.254.525	0	21.508	0	21.508
5.06.04	Absorção de Prejuízo	0	0	-2.233.017	2.233.017	0	0	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	21.508	0	21.508	0	21.508
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014	-352.792	41.739.222

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098	195.198	61.577.296
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	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098	195.198	61.577.296
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-433.962	0	0	-433.962	0	-433.962
5.04.06	Dividendos	0	0	-433.962	0	0	-433.962	0	-433.962
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-25.421	-3.005.634	-1.419.250	-4.450.305	113.751	-4.336.554
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-3.031.055	0	-3.031.055	68.553	-2.962.502
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-25.421	25.421	-1.419.250	-1.419.250	45.198	-1.374.052
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-11.412	-11.412	0	-11.412
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-58.137	-58.137	0	-58.137
5.05.02.06	IR / CS Diferido s/ Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-26.482	-26.482	0	-26.482
5.05.02.07	Ajuste de Benefício pós Emprego	0	0	0	0	-407.875	-407.875	0	-407.875
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros para Venda	0	0	0	0	77.888	77.888	0	77.888
5.05.02.09	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	0	-993.232	-993.232	1.946	-991.286
5.05.02.10	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-25.421	25.421	0	0	0	0
5.05.02.11	Aquisição de Investimentos	0	0	0	0	0	0	43.252	43.252
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.963.914	3.005.634	0	41.720	0	41.720
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	67.141	-67.141	0	0	0	0
5.06.04	Absorção de Prejuízo	0	0	-3.031.055	3.031.055	0	0	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	41.720	0	41.720	0	41.720
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551	308.949	56.848.500

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013**(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	12.792.533	0	-2.273.587	67.872.619	196.648	68.069.267
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	12.792.533	0	-2.273.587	67.872.619	196.648	68.069.267
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	-867.924	0	-867.924	0	-867.924
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-433.962	0	-433.962	0	-433.962
5.04.08	Dividendos adicionais	0	0	-433.962	0	0	-433.962	0	-433.962
5.04.09	Proposta dividendos adicionais - AGO	0	0	433.962	-433.962	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-140.304	-6.059.022	576.729	-5.622.597	-1.450	-5.624.047
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-6.186.949	0	-6.186.949	-4.712	-6.191.661
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-140.304	127.927	576.729	564.352	3.262	567.614
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-12.190	-12.190	0	-12.190
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	38.889	38.889	0	38.889
5.05.02.07	IR/CS diferido s/ outros result. Abrangentes	0	0	0	0	-277.069	-277.069	0	-277.069
5.05.02.10	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	0	0	0	0	-180.080	-180.080	0	-180.080
5.05.02.11	Ajuste de benefício pós emprego	0	0	0	0	609.151	609.151	0	609.151
5.05.02.12	Ajuste de Controladas/ Coligadas	0	0	0	0	398.028	398.028	3.262	401.290
5.05.02.13	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-140.304	127.927	0	-12.377	0	-12.377
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-6.926.946	6.926.946	0	0	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-739.997	739.997	0	0	0	0
5.06.04	Absorção de prejuízo	0	0	-6.186.949	6.186.949	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098	195.198	61.577.296

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
7.01	Receitas	43.225.876	35.626.308	28.186.399
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	43.225.876	35.626.308	28.186.399
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-39.915.904	-24.351.606	-21.591.054
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-10.946.896	-9.580.553	-10.454.785
7.02.04	Outros	-28.969.008	-14.771.053	-11.136.269
7.02.04.01	Encargos setoriais	-2.313.660	-1.005.014	-870.490
7.02.04.02	Energia comprada para revenda	-10.766.227	-10.424.699	-5.515.206
7.02.04.03	Combustível para produção de energia elétrica	-1.249.836	-1.479.633	-1.492.368
7.02.04.04	Provisões Operacionais	-14.639.285	-1.861.707	-3.258.205
7.03	Valor Adicionado Bruto	3.309.972	11.274.702	6.595.345
7.04	Retenções	-1.842.600	-1.777.296	-1.512.330
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-1.842.600	-1.777.296	-1.512.330
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.467.372	9.497.406	5.083.015
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	18.483.687	3.988.914	3.890.079
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	531.446	-1.216.840	177.768
7.06.02	Receitas Financeiras	17.952.241	5.205.754	3.712.311
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	19.951.059	13.486.320	8.973.094
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	19.951.059	13.486.320	8.973.094
7.08.01	Pessoal	6.004.845	5.609.320	6.650.154
7.08.01.01	Remuneração Direta	5.756.728	5.353.573	6.404.531
7.08.01.04	Outros	248.117	255.747	245.623
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	248.117	255.747	245.623
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	9.033.490	6.076.958	4.846.943
7.08.02.01	Federais	9.033.490	6.076.958	4.846.943
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	19.866.382	4.762.544	3.667.657
7.08.03.01	Juros	19.651.266	4.511.129	3.335.626
7.08.03.03	Outras	215.116	251.415	332.031
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	215.116	251.415	332.031

DFs Consolidadas / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-14.953.658	-2.962.502	-6.191.660
7.08.04.01	Juros sobre o Capital Próprio	0	0	433.962
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-14.441.607	-3.031.055	-6.620.910
7.08.04.04	Part. Não Controladores nos Lucros Retidos	-512.051	68.553	-4.712

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho



RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2015

Acesse, no site de RI, o Relatório de Administração e as Demonstrações Financeiras 2015 da Eletrobras:



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO	4
1. PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS EM 2015	7
2. PERFIL CORPORATIVO	8
2.1. Planejamento Estratégico	9
2.2. Estrutura Societária	13
3. PANORAMA ECONÔMICO-SETORIAL E REGULATÓRIO	14
3.1. Panorama Econômico-Setorial	14
3.2. Panorama Regulatório	15
4. GOVERNANÇA CORPORATIVA	23
4.1. Assembleias Gerais de Acionistas	24
4.2. Direito dos Acionistas	25
4.3. Conselho de Administração	28
4.4. Conselho Fiscal	30
4.5. Diretoria Executiva	31
4.6. Responsabilidade e Remuneração dos Administradores e Conselheiros Fiscais	31
4.7. Gestão Integrada de Riscos Corporativos	32
4.8. Política de Hedge Financeiro	36
4.9. Compliance e Práticas Anticorrupção	37
4.10. Processo de Investigação Independente	38
4.11. Auditoria Interna	40
4.12. Ouvidoria	41
5. GERAÇÃO	45
5.1. Operação e Comercialização	45
5.2. Expansão e Investimentos Geração	50
6. TRANSMISSÃO	52
6.1. Operação e Comercialização	52
6.2. Expansão e Investimentos Transmissão	55
7. DISTRIBUIÇÃO	58
7.1. Operação e Comercialização	59
7.2. Qualidade nos Serviços e Inadimplência	63
7.3. Expansão e Investimentos	67
8. OPERAÇÕES INTERNACIONAIS	71
8.1. Presença no Mundo	71
8.2. Interligações Fronteiriças	73
9. PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO	74
9.1. Cepel e Investimentos em P&D+I	74
9.2. Gestão da Inovação e Melhoria de Processos	76
9.3. Governança de Tecnologia de Informação	78
9.4. Eficiência Energética	79

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

10. SUSTENTABILIDADE EMPRESARIAL	81
10.1. Desempenho Empresarial.....	81
10.2. Responsabilidade Social	82
10.3. Gestão de Pessoas	87
10.4. Gestão Ambiental.....	98
10.5. Gestão da Marca, Reputação e Imagem	101
10.6. Compromissos Voluntários e Participação em Entidades Estratégicas	102
10.7. Prêmios e Reconhecimentos	104
11. FUNÇÕES DE GOVERNO: GESTÃO DE FUNDOS E PROGRAMAS SETORIAIS.....	105
11.1. Gestão de Fundos Setoriais	105
11.2. Gestão de Programas de Governo	109
12. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO	111
12.1. Destaque do Resultado Consolidado	111
12.2. Resultado 2015 X 2014.....	112
12.3. Receita Operacional.....	113
12.4. Custos Gerenciáveis e Não Gerenciáveis	114
12.5. Resultado Financeiro	115
12.6. Participações Societárias.....	115
12.7. Resultado Consolidado.....	116
12.8. Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (Ebitda).....	116
12.9. Resultado por Segmento de Negócio	117
12.10. Demonstração de Valor Adicionado (DVA)	118
12.11. Análise do Resultado da Controladora	119
12.12. Estrutura de Capital e Endividamento Consolidado	121
12.13. Recursos Concedidos às Empresas Eletrobras	121
13. MERCADO DE CAPITAIS.....	121
13.1. Programa Nível 1 BM&FBOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo (ELET3 e ELET6) ...	123
13.2. Programa de ADR Nível II – Bolsa de Valores de Nova Iorque (EBR e EBR-B)	124
13.3. Programa Latibex – Bolsa de Valores de Madrid (XELTO e XELTB)	124
13.4. Remuneração aos Acionistas	125
13.5. Rating (Classificação de Risco).....	125
13.6. Empréstimo Compulsório	126
13.7. Principais Eventos Societários de 2015	126
13.8. Relacionamento com Acionistas e Investidores	128
13.9. Ombudsman de Relações com Investidores	129
14. AUDITORES INDEPENDENTES	130
14.1. Serviços de Auditoria Externa	130
14.2. Serviços Adicionais de Auditoria Forensic	130



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho**RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO 2015****Mensagem da Administração**

O ano de 2015 foi marcado por importantes avanços em relação à gestão empresarial e à governança corporativa. Além do trabalho contínuo de reestruturação das Empresas Eletrobras, com foco na sinergia dos recursos e na redução dos gastos com Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO), e de ações contínuas de aprimoramento da sustentabilidade empresarial, a Eletrobras avançou na transparência e prevenção a irregularidades.

No total de investimentos, a Eletrobras realizou R\$10,4 bilhões, sendo R\$ 6,1 bilhões em investimentos corporativos e R\$ 4,3 bilhões através de participações em Sociedades de Propósito Específico (SPEs). Em 2015, a Eletrobras, por meio de investimentos corporativos ou através de SPEs, investiu em geração R\$ 5,675 bilhões, 76% dos R\$ 7,461 bilhões aprovados para o orçamento de 2015. Em transmissão, foram, R\$ 3,414 bilhões, 80% dos R\$ 4,270 bilhões aprovados para o orçamento de 2015. As distribuidoras da Eletrobras investiram R\$ 1 bilhão em 2015, valor que representa 60% do planejado para o período. Além disso, foram investidos R\$ 301,33 milhões em pesquisa, infraestrutura e qualidade ambiental.

A Eletrobras e seus parceiros implementaram, no ano de 2015, 2.975 MW, cerca de 43% do crescimento da capacidade instalada brasileira. Em relação à capacidade instalada da empresa, 1.603 MW entraram em operação por meio de unidades hidrelétricas, eólicas e solar. De forma individual e por meio de SPEs, a empresa possui empreendimentos contratados em construção, a iniciar e em teste, que incorporarão 16,8 GW à matriz elétrica brasileira até 2019, em sua maioria oriundos de fontes de energia limpa e renovável. Deste total, a Eletrobras é responsável por 10,5 GW, dos quais 2,3 GW são em empreendimentos corporativos, enquanto 8,2 GW correspondem à parcela proporcional da participação da empresa em SPEs.

Na transmissão, a empresa possui, também de forma individual ou por meio de SPEs, empreendimentos contratados, em construção ou a iniciar, que vão incorporar ao Sistema Interligado Nacional (SIN), até 2019, cerca de 10,6 mil quilômetros de linhas de transmissão. Desse total, a Eletrobras é responsável por cerca de 7,3 mil quilômetros, dos quais 3,6 mil em empreendimentos corporativos e 3,7 mil correspondentes à parcela proporcional da participação da empresa em SPEs. Em 2015, os empreendimentos com atuação da Eletrobras agregaram 1.126 quilômetros ao SIN, sendo 503 quilômetros proporcionais à participação da Eletrobras nos empreendimentos.

Em distribuição, as distribuidoras obtiveram um acréscimo de 200.845 mil novos clientes. A Celg D representou o maior aumento com 85.306 novos clientes.

Para 2016, o orçamento para investimentos previsto é de R\$ 13,2 bilhões, sendo R\$ 10,5 de investimentos corporativos e R\$ 2,7 de investimentos de SPEs. Tal montante é coerente com uma Companhia que pretende, num horizonte até 2030, estar entre as três maiores empresas globais de energia limpa e entre as 10 maiores do mundo no setor de energia elétrica.

Não obstante tantos esforços, o resultado consolidado da Eletrobras foi negativo em R\$ 14.442 milhões. Tal resultado se deve, em grande parte, aos seguintes fatores atípicos: *impairment* em alguns investimentos, notadamente Usina Termonuclear de Angra 3 e provisão para pagamento de ações judiciais relativas a empréstimos compulsórios, além dos resultados negativos das empresas distribuidoras. Positivamente, podemos destacar

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

o aumento de 8,1% da receita operacional líquida consolidada e um Ebitda ajustado de R\$ 2.853 milhões.

Para 2016, as expectativas são positivas no tocante à reversão desse resultado, com o aprofundamento das medidas de redução de custos, regulamentação do recebimento da 2ª tranche das indenizações e dos novos investimentos feitos pela companhia, que começarão a gerar novas receitas.

Em 2015, um importante aspecto para a sustentabilidade econômica da Eletrobras teve andamento: a Aneel homologou os valores de indenização da Rede Básica dos Sistemas Existentes (RBSE) no montante de R\$ 9 bilhões para Furnas e R\$ 1 bilhão para a Eletrosul. As empresas Eletronorte e Chesf também apresentaram seus laudos de indenização e aguardam o pronunciamento da Aneel, reinvidicando R\$ 2,9 bilhões e 5,6 bilhões, respectivamente.

Outro destaque foi a adesão de subsidiárias de geração ao acordo do setor elétrico para mitigar os riscos hidrológicos que afetaram os resultados das operações nos últimos anos em vista da baixa hidraulicidade registrada.

Em dezembro, a 164ª Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras aprovou a prorrogação da concessão dos serviços de distribuição da Celg-D e a venda da participação societária da Eletrobras nesta distribuidora. Também foram discutidas as condições para prorrogação das concessões das demais distribuidoras da Eletrobras, porém, por solicitação do acionista majoritário, foi adiada a decisão a este respeito para até julho de 2016.

No período, houve ainda a ampliação da atuação internacional da Eletrobras. Além do avanço nas obras da Linha de Transmissão que ampliarão a capacidade de transmissão entre o Brasil e o Uruguai, a empresa fechou uma série de acordos internacionais na área de energia e concluiu a implantação do parque eólico Artilleros, no Uruguai, como integrante da SPE Rouar S.A., formada ainda pela UTE.

Em 2015, foi dado seguimento à implantação do Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras, um conjunto de ações que visa identificar, corrigir e prevenir, continuamente, fraudes e corrupção, garantindo o cumprimento das Leis Anticorrupção por parte das empresas, dos colaboradores, de representantes formalmente designados, sócios de *joint ventures* e outras afiliadas da Eletrobras.

Além da adaptação à *Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA), lei norte-americana contra práticas de corrupção, a Eletrobras deu seguimento à adequação à Lei 12.846, de 1º de agosto de 2013, conhecida como Lei Anticorrupção Brasileira. Cada uma de suas empresas subsidiárias conta com pelo menos um gerente de Compliance e um assistente. Ao longo de 2015, o escritório Hogan Lovells atuou de maneira independente, investigando eventual existência de irregularidades que violem a Lei norte-americana *Foreign Corrupt Practices Act* de 1977, a Lei Anticorrupção Brasileira e o Código de Ética das Empresas Eletrobras, em empreendimentos nos quais as Empresas Eletrobras participam corporativamente ou através de Sociedades de Propósito Específico. As investigações continuam em 2016 e são acompanhadas por uma comissão externa formada por pessoas de grande saber jurídico e técnico. Isso mostra o firme compromisso da Eletrobras com a transparência, sendo o avanço desses trabalhos um dos principais objetivos da Companhia no ano de 2016.

A presença na nova carteira do ISE e na do Dow Jones reflete o empenho das empresas Eletrobras e dos seus profissionais em promover continuamente o aprimoramento de suas práticas empresariais, pautadas pela ética, pela transparência e pela responsabilidade social e ambiental. Elas reforçam que a Eletrobras está cumprindo sua missão de atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável,

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

seguindo à risca seus valores empresariais: foco em resultado; ética e transparência; empreendedorismo e inovação; sustentabilidade e valorização e comprometimento das pessoas, pois é graças ao talento e ao comprometimento de seus colaboradores e à parceria inestimável de seus públicos de relacionamento que a Eletrobras ocupa o posto de maior *holding* de energia elétrica da América Latina em valor de ativos.


José da Costa Carvalho Neto
Presidente Eletrobras

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

1. Principais Acontecimentos em 2015



Plano Diretor de Negócios e Gestão – PDNG 2015-2019

Estabelece as metas e projetos para alcance dos objetivos estabelecidos no Planejamento Estratégico 2015-2030. (Página 11)



Investigação Independente em curso e contratação da Comissão Independente de Gestão da Investigação

Contratado o escritório o Hogan Lovells para verificar eventual existência de violação à Lei FCPA, Lei brasileira 12.846/2013 e Código de Ética (Página 39)



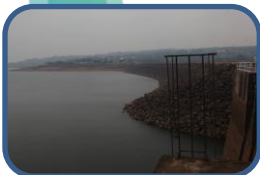
Homologação Indenização de RBSE

Até 2015 já foram homologados pela Aneel o valor de R\$ 10,07 bilhões relativos a RBSE de Furnas e Eletrosul, sendo o total pleiteado por todas as subsidiárias R\$ 20,313 milhões. (Página 20)



Aprovação da Venda da CELG-D

Através da 164ª AGE, os acionistas da Eletrobras aprovaram a alienação dos controle acionário da CELG-D (Página 127)



Repactuação Risco Hidrológico – GSF (Generation Scaling Factor)

Subsidiárias de geração assinaram acordo para mitigar risco do GSF nos termos da Lei 13.203/2015 e Resolução Normativa Aneel 684/2015. (Página 18)



Desempenho Operacional

Aumento da Receita Operacional Líquida consolidada em R\$ 32.589 milhões. (Página 114)



Destaque Econômico-Financeiro

EBITDA Ajustado = R\$ 2.853 milhões. (Página 117)



Regulamentação das Condições para Prorrogação das Concessões de Distribuição

Decreto 8.461/2015 estabelece os critérios para prorrogação das concessões de distribuição por mais 30 anos (Página 18)



Desverticalização da Amazonas Energia

A 162ª AGE aprovou a segregação dos ativos de geração e transmissão da Amazonas Energia. (Página 21)

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

2. Perfil Corporativo

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A (doravante denominada "Eletrobras" ou "Companhia") atua no Brasil, nos setores de geração, transmissão, e distribuição de energia elétrica, bem como se dedica à realização de pesquisas e serviços voltados para a eficiência energética e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. No exterior, a empresa estuda e desenvolve projetos de geração e transmissão, através de suas sucursais instaladas no Peru e Uruguai, dedicadas a atuação na América do Sul e, através da sucursal no Panamá, dedicada a atuação na América Central. Segundo a pesquisa da Forbes The World's Biggest Public Companies, realizada em 2015, a Eletrobras é a maior empresa de energia elétrica de capital aberto da América Latina, em valor de ativos.

A Visão 2030 da Eletrobras, contida em seu Plano Estratégico 2015-2030, prevê que a empresa estará entre as três maiores empresas globais geradoras de energia limpa, isto é, com baixos índices de emissão de gases de efeito estufa ("GEE"), e entre as dez maiores do mundo em energia elétrica, segundo os critérios de capacidade instalada e valor de ativos. Em dezembro de 2015, a Eletrobras atingiu a marca de 45.391 MW de capacidade instalada total de geração, mantendo-se assim como a maior empresa de geração de energia elétrica brasileira, com participação de 32% do total da capacidade instalada do país, o que demonstra que a Eletrobras está estrategicamente alinhada à sua missão.

No âmbito do setor de transmissão, em um país, como o Brasil, que possui dimensões continentais, onde os grandes parques geradores hidráulicos, principal componente da matriz energética nacional, encontram-se afastados dos grandes centros consumidores, as linhas de transmissão de energia têm importância estratégica para o escoamento e otimização energética desses blocos de energia, assegurando o atendimento à crescente demanda. Neste cenário, a Eletrobras possui papel fundamental no Sistema Interligado Nacional – SIN, detendo, no exercício de 2015, uma malha de linhas de transmissão, de abrangência nacional, com 68.085 km, sendo 60.997 km com tensão igual ou superior a 230 kV, equivalente a 47,1% do total da Rede Básica do Brasil.

No segmento de distribuição, a Eletrobras cobre uma área correspondente a 30,5% do território brasileiro distribuindo energia elétrica a mais de 6,9 milhões de consumidores, por meio de uma rede de distribuição de 471.475 km.

Além do papel empresarial estratégico, a Eletrobras, na condição de empresa de sociedade de economia mista federal, vem desempenhando o papel de agente oficial do Governo Federal Brasileiro na gestão dos fundos governamentais setoriais denominados Reserva Global de Reversão - RGR, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, bem como na administração de programas de governo voltados para o desenvolvimento do setor elétrico, como o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica ("Procel"), o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica ("Luz para Todos") e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica ("Proinfa"). Assim, neste papel, as operações da Eletrobras são impactadas pelas políticas de desenvolvimento comercial, industrial e social promovidas pelo acionista União.

Os papéis empresarial e estatal são exercidos de forma estratégica, preservando os valores empresariais que são voltados para o foco em resultado, ética e transparência, empreendedorismo e inovação, sustentabilidade e valorização e comprometimento das pessoas, estando a Companhia presente nos principais projetos estruturantes do país, o que torna a presença da Eletrobras de suma importância para o setor elétrico brasileiro, exercendo assim o interesse público que justificou sua criação pela Lei 3.890-A, de 25 de abril de 1961.

Como signatária do Pacto Global da ONU, do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça da Secretaria de Políticas para as Mulheres da Presidência da República – SPM/PR e dos

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Princípios de Empoderamento das Mulheres – iniciativa conjunta da ONU Mulheres e Pacto Global - a Eletrobras vem incorporando o desafio da promoção da igualdade de oportunidades para todas as pessoas, através de ações práticas nas suas atividades internas, tais como treinamentos que visam o esclarecimento de conceitos relacionados ao tema, promoção da equidade de gênero e raça nas campanhas publicitárias organizacionais e a criação do “Canal de Gênero”, instrumento que viabiliza denúncias e reclamações a respeito de questões de gênero. Este é um compromisso também expresso no Código de Ética das Empresas Eletrobras e na Política de Responsabilidade Social das Empresas Eletrobras.

Além dos compromissos voluntários citados acima, a Eletrobras, como ente integrante da estrutura de governo, endossou a adesão do Brasil aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (“ODS”) – aprovados, em 2015, na Cúpula das Nações Unidas sobre o Desenvolvimento Sustentável. Demanda resultante da Rio+20, os ODS deverão orientar as políticas nacionais e as atividades de cooperação internacional nos próximos quinze anos, sucedendo e atualizando os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (“ODM”). A Eletrobras se compromete a utilizar como orientadores de suas atividades os 17 objetivos para desenvolvimento sustentável estabelecidos no documento “Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável”. Ainda, em 2015, os ODS foram uma das referências para a revisão da Política de Responsabilidade Social das Empresas Eletrobras.

Dedicada a atuar de forma sustentável e a contribuir para a solução de questões globais, a Eletrobras integra o GSEP - Global Sustainable Electricity Partnership, fórum onde as maiores empresas mundiais de energia discutem as questões do setor elétrico global e contribuem com suas experiências para o desenvolvimento sustentável em todo o mundo.

Em 2015, esta entidade publicou o relatório “Powering Innovation for a Sustainable Future”, com o objetivo de influenciar os formadores de opinião e os responsáveis pela formulação do acordo do clima discutido na COP 21, em dezembro, em Paris. A Eletrobras teve participação ativa na elaboração do documento, que foi, em sua maior parte, produzido durante o período em que a Companhia exerceu a presidência do GSEP (2014-2015). Em sua primeira atuação como presidente deste fórum, a Eletrobras indicou como tema a ser discutido durante o período – “O Engajamento com Stakeholders” – tema muito relevante no desenvolvimento de novos projetos de infraestrutura e cujas melhores práticas devem ser conhecidas.

2.1. Planejamento Estratégico

Missão: Atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável;

Visão 2030: Estar entre as 3 maiores empresas globais de energia limpa e entre as 10 maiores do mundo em energia elétrica, com rentabilidade comparável às melhores do setor e sendo reconhecida por todos os seus públicos de interesse;

Valores: Foco em resultados; ética e transparência; valorização e comprometimento das pessoas; empreendimento e inovação e sustentabilidade.

Os desafios impostos pelo contexto atual do setor elétrico brasileiro fez com que a Eletrobras, ao longo do ano de 2015, focasse em uma redução ainda maior de seus custos em relação às suas receitas, na reestruturação de seus processos empresariais e na otimização dos esforços entre as Empresas Eletrobras, tomando como base o Plano Estratégico das Empresas Eletrobras 2015-2030, que orienta a atuação das empresas através de 5 diretrizes estratégicas descritas a seguir:

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Diretriz	Descrição
Desempenho Econômico-Financeiro Superior	Aprimoramento da gestão técnica e econômico-financeira dos empreendimentos e a adequação da estrutura financeira ao novo modelo de gestão empresarial do Sistema Eletrobras.
Expansão Sustentável	Manutenção da liderança do Sistema Eletrobras no setor elétrico brasileiro e uma atuação mais expressiva no exterior, além do desenvolvimento de um portfólio de experimentos de modo a sustentar a sua competitividade.
Eficiência Operacional	Desenvolvimento de planos de revitalização e efficientização de ativos para atendimento aos parâmetros regulatórios e a adoção das melhores práticas.
Excelência em Pessoas e Cultura da Excelência	Aperfeiçoamento do modelo de Gestão de Pessoas no Sistema Eletrobras.
Readequação do Modelo de Negócios, Governança e Gestão	Mudanças no Sistema Eletrobras face ao novo contexto regulatório no setor elétrico brasileiro. Elas englobam temas como a revisão da lógica societária, o fortalecimento de estatutos, a adequação da estrutura organizacional da holding e das empresas Eletrobras, readequação de processos e sistemas e gestão sustentável dos recursos financeiros.

Este Plano contempla 14 objetivos estratégicos a serem alcançados. Cada um deles está associado a uma das 5 diretrizes estratégicas apresentadas, conforme figura a seguir:

Desempenho Econômico-Financeiro Superior	Garantir o retorno adequado nos investimentos e atividades			Garantir a sustentabilidade financeira do Sistema Eletrobras		
Expansão Sustentável	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável	Expandir seletivamente a atuação internacional em GT, alinhada com os negócios da companhia	Intensificar a atuação integrada em PDI e mensurar sua contribuição para os resultados do Sistema Eletrobras	Eficiência Operacional	Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável	Minimizar as amarras institucionais internas e externas para assegurar a atuação em condições competitivas
Excelência em Pessoas e Cultura da Excelência	Atrair, desenvolver e reter talentos para o Sistema Eletrobras			Adequar os processos de gestão de pessoas ao novo modelo de gestão empresarial e organizacional do Sistema Eletrobras		
Readequação do Modelo de Negócios, Governança e Gestão	Implantar novo modelo de gestão empresarial e organizacional que garanta uma atuação integrada, rentável e competitiva	Aprimorar a governança corporativa, baseada nas melhores práticas do mercado		Aprimorar a gestão dos negócios, participações e parcerias	Garantir que os empreendimentos sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas áreas de entorno	Potencializar a reputação, a credibilidade e a confiança do Sistema Eletrobras perante os seus empregados, o mercado e a sociedade

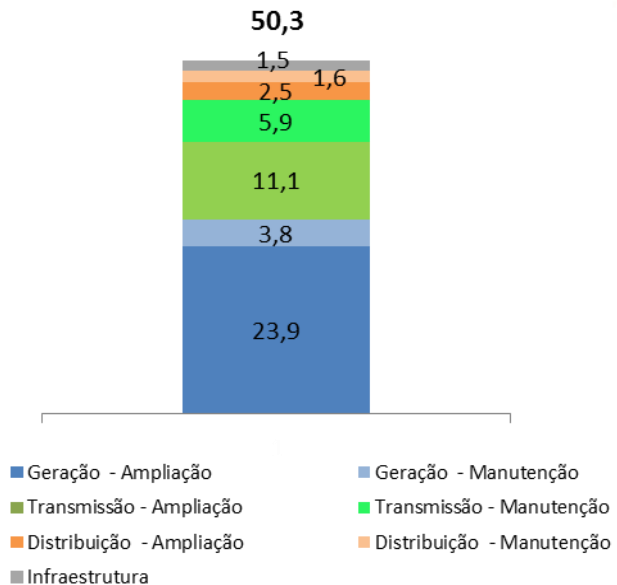
O Plano Diretor de Negócios e Gestão das Empresas Eletrobras (PDNG) para o quinquênio 2015-2019, aprovado pelo Conselho de Administração em 31 de julho de 2015, surge como o primeiro desdobramento do Plano Estratégico 2015-2030, contemplando metas e projetos para o alcance destes objetivos estratégicos apresentados e mantendo o alinhamento com a Identidade Empresarial da Eletrobras – Missão, Visão 2030 e Valores.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Ele se apresenta como uma evolução do PDNG anterior, referente ao quinquênio 2014-2018, pois considera um cenário mais aderente ao contexto atual do setor elétrico, com a manutenção dos investimentos para os empreendimentos já contratados, o acréscimo de novos projetos respeitando a capacidade de investimento e o limite de endividamento de cada uma das empresas Eletrobras, além de medidas de ajustes para adequação de despesas.

Para o período de 2015 a 2019 estão previstos, neste cenário, investimentos da ordem de R\$ 50,3 bilhões, uma redução de 17,3% em relação ao quinquênio 2014-2018. Este valor será revisto no PDNG 2016-2020 conforme condições macroeconômicas e setoriais adversas. A figura ao lado mostra os investimentos por negócio para o período:

Investimentos por Negócio - PDNG 2015 - 2019
(R\$ bilhões correntes)



Observa-se que, deste total, cerca de R\$ 35 bilhões (69,2%) estão previstos para a expansão do parque de usinas e linhas de transmissão, e R\$ 2,5 bilhões (5,0%) para a expansão na distribuição de energia. Para a modernização e manutenção dos ativos de geração, transmissão e distribuição serão investidos R\$ 11,3 bilhões, dos quais 85,8% referem-se à geração e transmissão, e para infra-estrutura serão investidos R\$ 1,5 bilhão.

No que diz respeito às ações que integram o PDNG, conforme será abordado mais detalhadamente nos capítulos a seguir, foram destaques em 2015:

- A ampliação dos negócios de geração e transmissão de energia elétrica da Eletrobras, conforme demonstrado nos Capítulos 5 e 6. Com este crescimento físico, o market share da Eletrobras manteve-se relevante.
- A apresentação à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração da Eletrobras de proposta para um novo modelo de negócios, governança e gestão das empresas Eletrobras, contemplando uma readequação de suas estruturas societária e organizacional, sendo que no que diz respeito à reestruturação do negócio de distribuição de energia elétrica, foi aprovada, na 164ª AGE, de 28 de dezembro de 2015, a venda da participação acionária da Eletrobras na Celg D - Celg Distribuição S.A;
- Redução acumulada do PMSO (Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros), obtida especialmente a partir da implantação do Plano de Incentivo ao Desligamento (PID) nas Empresas Eletrobras, conforme abordado no Capítulo 10;
- A entrega à ANEEL das avaliações realizadas pelas Empresas Eletrobras de geração e transmissão para identificação dos complementos às indenizações referentes aos ativos cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/13, conforme abordado no Capítulo 3 seguir;
- A reestruturação do Comitê de Investimentos do Sistema Eletrobras (CISE), através da alteração dos seus participantes e refinamento de seus processos de trabalho, visando o fortalecimento da gestão de investimentos nos negócios de geração, transmissão e distribuição, subsidiando a tomada de decisão da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração da Eletrobras;
- A presença da Eletrobras, pelo nono ano consecutivo, no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da Bolsa de Valores de São Paulo

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

(BM&FBovespa), refletindo o empenho das Empresas Eletrobras e dos seus profissionais em promover continuamente o aprimoramento de suas práticas empresariais, pautadas pela ética, pela transparência e pela responsabilidade social e ambiental.

- Instituição do Programa de Implantação do Padrão de ERP nas empresas Eletrobras – ProERP, visando padronizar seus sistemas de informação corporativos com objetivo de apoiar a implantação de um novo modelo de gestão empresarial que garanta uma atuação uniforme, integrada, rentável e competitiva ao Sistema Eletrobras, bem como contribua para o aprimoramento da governança corporativa, baseada nas melhores práticas de mercado, conforme abordado no Capítulo 9.
- Fortalecimento da gestão de investimentos, através da reestruturação do Comitê de Investimentos do Sistema Eletrobras – CISE com a responsabilidade de fornecer avaliações prévias em relação aos investimentos em projetos corporativos e em parcerias, em concessões prorrogadas, assim como a aquisição de participações acionárias e desinvestimentos, referentes aos negócios de geração, transmissão e distribuição das Empresas Eletrobras, subsidiando a tomada de decisão da Administração. O CISE é secretariado pela Secretaria de Controle de Informações de Participações Societárias da Eletrobras holding, responsável pela gestão de informações e documentos relativos à participação em sociedades.
- Aprovação de Manual de SPEs, que colaborará com o aprimoramento dos modelos de governança e gestão das Empresas Eletrobras que possuem participação em SPEs, por meio da proposição de práticas que fortalecem o desenvolvimento de novos negócios e a gestão dessas participações.
- Aprovação da “Política de Representantes em Sociedades de Propósito Específico”, em consonância com as melhores práticas do mercado, estabelecendo as diretrizes necessárias ao processo de seleção, indicação, avaliação de desempenho e capacitação dos representantes das Empresas Eletrobras na Administração e Conselho Fiscal das SPEs.

❖ Programa de Investimentos:

A Companhia realizou, em 2015, R\$ 10.393,79 milhões em termos de investimentos, equivalente a 73,48% do total orçado para o período, sendo que os investimentos não realizados na implantação da Usina Termonuclear de Angra III, cujo início de operação foi transferido para dezembro de 2020, não inversões financeiras em Teles Pires e menor investimento em obras de reforços e melhorias no Sistema de Transmissão de Energia Elétrica na Região Nordeste contribuíram para tal realização.

Natureza dos Investimentos (R\$ Milhões)	Orçado 2016	Orçado 2015	Realizado Total 2015	(%)	2014	2013	2012
Subtotal Investimentos Próprios	10.477,98	8.915,35	6.059,52	67,97%	6.264,54	7.259,06	5.924,11
Geração	4.500,97	3.007,14	2.162,98	71,93%	2.182,88	2.630,91	1.770,95
Transmissão	1.314,61	2.495,03	1.855,35	74,36%	2.111,04	2.281,84	1.638,74
Distribuição	1.343,25	1.402,11	791,20	56,43%	577,46	741,17	837,22
Manutenção - Geração	442,36	497,49	330,97	66,53%	393,75	427,40	511,56
Manutenção - Transmissão	1.402,57	502,23	405,51	80,74%	477,95	472,21	401,18
Manutenção - Distribuição	897,55	271,38	212,19	78,19%	151,35	204,38	218,78
Outros (Pesquisa, Infraestrutura e Qualidade ambiental)	576,67	739,97	301,33	40,72%	370,10	501,16	545,68
Subtotal Inversões Financeiras	2.683,00	5.229,51	4.334,26	82,88%	5.140,80	3.964,71	3.103,69
Geração	1.609,40	3.956,66	3.181,30	80,40%	3.703,65	3.219,39	2.109,14
Transmissão	1.073,60	1.272,85	1.152,96	90,58%	1.437,14	745,32	994,56
Total	13.160,98	14.144,86	10.393,79	73,48%	11.405,33	11.223,77	9.027,80

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

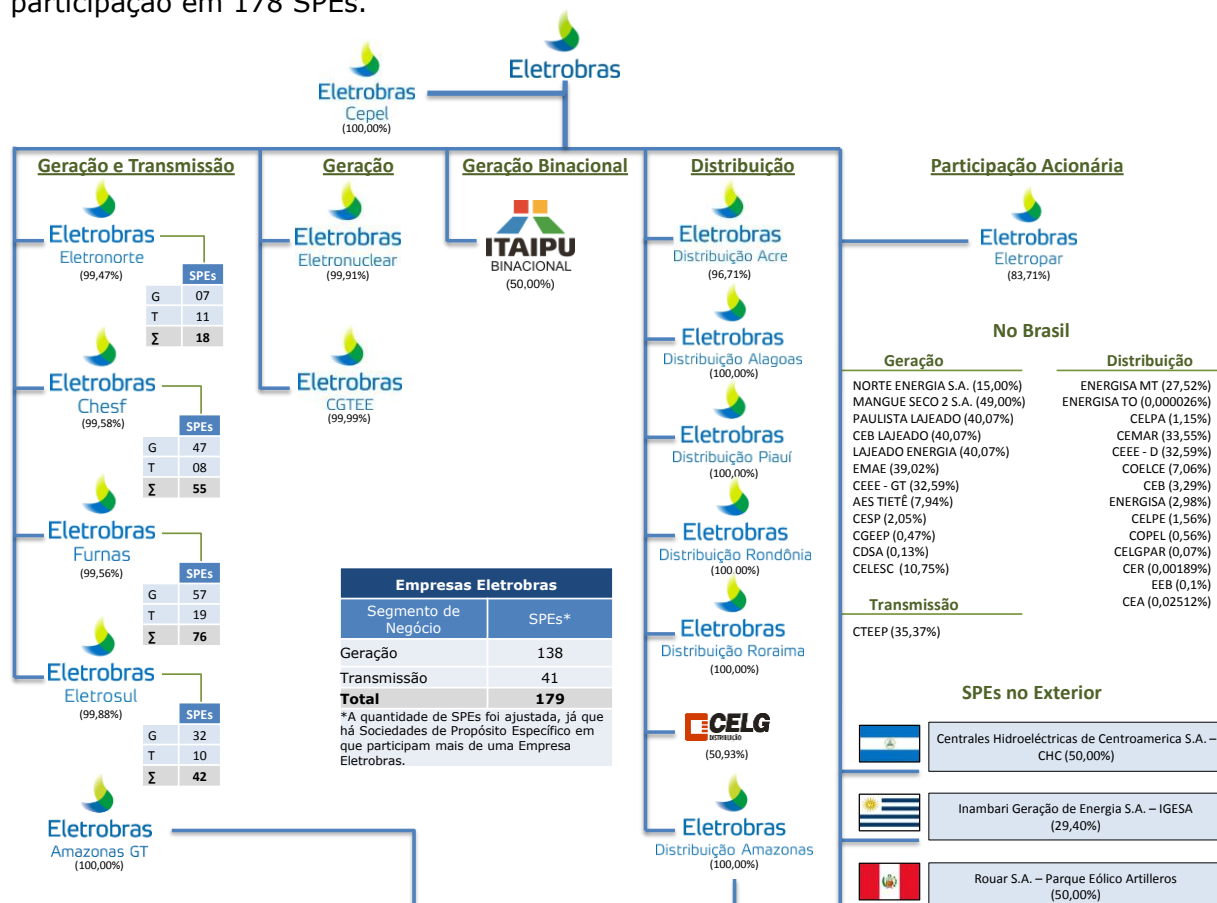
2.2. Estrutura Societária

A Eletrobras é uma sociedade anônima de economia mista federal, de capital aberto, e possui o controle acionário de 7 (sete) empresas de geração e transmissão de energia elétrica, 7 (sete) empresas de distribuição de energia elétrica, 1 (um) centro de pesquisas e de 1 (uma) empresa de participações. As Empresas Eletrobras possuem uma plataforma de marca integrada, a exceção da Celg D. Todas essas empresas em conjunto são denominadas "Empresas Eletrobras".

Destaca-se que com o avanço do processo de interligação de Manaus ao Sistema Interligado Nacional ("SIN"), foi criada a subsidiária Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A ("Amazonas GT"), dedicada a conduzir as atividades de geração e transmissão de energia elétrica do norte do país, como uma primeira etapa da desverticalização da subsidiária Amazonas Distribuidora de Energia S.A ("Amazonas Energia"). A Amazonas Energia se manterá exclusivamente dedicada a distribuição.

Merece ser destacado ainda que o controle acionário da Celg-Distribuição S.A ("Celg D") foi adquirido pela Eletrobras em 2015, sendo esta Companhia consolidada contabilmente desde setembro de 2014. Em 28 de dezembro de 2015, através da 164ª Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Eletrobras deliberaram pela venda da totalidade das ações da Celg D, pertencentes à Eletrobras, observando-se a legislação aplicável ao PND – Plano Nacional de Desestização.

A Companhia ainda possui 50% do capital social da Itaipu Binacional, 140 parcerias diretas para desenvolvimento, implantação e exploração de novos empreendimentos por meio de Sociedades de Propósito Específico ("SPEs") no Brasil, em sua maioria com participação de até 49% do capital social, e mais 3 parcerias em SPEs no exterior, além de participações minoritárias em 25 empresas de energia elétrica. Considerando participações diretas e indiretas, no Brasil e exterior, as Empresas Eletrobras possuem participação em 178 SPEs.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

3. Panorama Econômico-Setorial e Regulatório

3.1. Panorama Econômico-Setorial

De acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, em 2015, o Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil sofreu contração de 3,8% em relação ao ano anterior, resultado da queda de 3,3% do valor adicionado a preços básicos e da redução de 7,3% nos impostos sobre produtos.

O resultado do valor adicionado refere-se ao desempenho das três atividades que o compõem: agropecuária (1,8%), indústria (-6,2%) e serviços (-2,7%). Por sua vez, a redução dos impostos é decorrente, principalmente, do desempenho negativo da indústria de transformação e das importações de bens e serviços no ano.

Na análise da despesa, destaca-se a contração de 14,1% da formação bruta de capital fixo. Este recuo é justificado, em grande parte, pela queda da produção interna e da importação de bens de capital, sendo influenciado ainda pelo desempenho negativo da construção neste período. Em relação a 2014, a despesa de consumo das famílias caiu 4,0% e a despesa de consumo do governo caiu 1,0%.

No setor externo, as exportações de bens e serviços cresceram 6,1%, enquanto as importações de bens e serviços tiveram queda de 14,3%.

O processo de ajuste do mercado de trabalho intensificou-se nos meses recentes, quando houve aumento da taxa de desemprego e reduções de postos formais e dos rendimentos do trabalho. De acordo com a Pesquisa Mensal do Emprego (PME) do IBGE, que abrange seis regiões metropolitanas, a taxa de desocupação, em dezembro de 2015, foi estimada em 6,9%, registrando queda de 0,6 p.p. frente a novembro do mesmo ano. Em relação a dezembro de 2014 (4,3%), a taxa subiu 2,6 p.p. Em 2015, a média anual da população desocupada foi estimada em 1,7 milhão, contingente 42,5% superior à média de 2014 (1,2 milhão pessoas). Além de ser o maior crescimento anual da série, a elevação em 2015 interrompeu a trajetória de redução dessa população, iniciada em 2010. Ademais, a média anual do rendimento real da população ocupada (R\$ 2.265,09) registrou perda de 3,7% em relação a 2014, tendo sido a primeira queda registrada desde 2004.

A inflação medida pela variação do IPCA alcançou 10,67% em 2015 (contra 6,41% em 2014), permanecendo acima do limite superior da meta estabelecida pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) no âmbito do regime de metas para a inflação. O consumidor passou a pagar mais caro por todos os grupos de produtos e serviços que compõem o custo de vida, especialmente pelas despesas relativas à habitação. O IGP-DI, que se caracteriza pela maior volatilidade quando comparado ao IPCA, alcançou 10,53% em 2015 (6,87% em 2014).

O déficit em transações correntes somou US\$58,9 bilhões em 2015 (déficit de US\$104,2 bilhões em 2014). A balança comercial registrou superávit de US\$19,7 bilhões em 2015, ante déficit de US\$4,0 bilhões em 2014. As exportações atingiram US\$191,1 bilhões e as importações, US\$171,5 bilhões (reduções respectivas de 15% e de 25% em relação ao resultado de 2014). No ano, a conta financeira acumulou captações líquidas de US\$56,7 bilhões. Os fluxos líquidos de investimentos diretos no país alcançaram US\$75,1 bilhões, uma redução de US\$21,8 bilhões em comparação ao resultado de 2014.

De acordo com o BCB, os resultados do balanço de pagamentos seguem confirmando a perspectiva de redução significativa no déficit em transações correntes, consistente com o cenário de depreciação da taxa de câmbio, que fechou o ano de 2015 em R\$3,90/US\$. O estoque de reservas internacionais, ao final de 2015, atingiu US\$356 bilhões no conceito caixa e US\$368,7 bilhões no conceito liquidez, diminuições respectivas de US\$7,1 bilhões e US\$5,3 bilhões em relação ao resultado de 2014. A posição da dívida externa bruta

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

estimada para o ano totalizou US\$337,7 bilhões. A dívida externa estimada de longo prazo atingiu US\$281,6 bilhões, enquanto o endividamento de curto prazo somou US\$56,1 bilhões.

Em relação ao consumo de energia elétrica, o cenário de menor nível da atividade econômica alinhado ao aumento das tarifas implicou na redução da demanda de energia no país. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica, nº 100, janeiro de 2016), o consumo total de energia no Brasil em 2015 foi de 464.683 GWh, uma retração de 2,1% em relação a 2014, conforme tabela a seguir. Os principais responsáveis por essa queda foram os setores industrial e residencial.

Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)			
Classe	2015	2014	(%)
Brasil	464.683	474.823	-2,14%
Residencial	131.315	132.302	-0,75%
Industrial	169.574	179.106	-5,32%
Comercial	90.383	89.840	0,60%
Outros	73.411	73.575	-0,22%

Fonte: Comissão Permanente de Análise e Acompanhamento do Mercado de Energia Elétrica – COPAM/EPE.

A maior queda foi observada no setor industrial, 5,3% em relação ao acumulado de 2014. Ao longo de 2015, o consumo da classe apresentou quedas mensais, intensificadas no segundo semestre (redução de 7,7% no último trimestre, a maior do ano). Ademais, em 2015, 12 dos 13 maiores consumidores de eletricidade do ramo industrial tiveram resultados negativos. A metalurgia, ramo industrial que mais demanda energia no Brasil, liderou este quadro (-12,5%), seguido pelo segmento automotivo (-10,9%). Por sua vez, o segmento de extração de minerais metálicos, mesmo com o desastre ambiental em Mariana-MG, em novembro, foi o único segmento do setor industrial que apresentou aumento (10,0%), em virtude da extração do minério de ferro no Pará e em Minas Gerais.

O setor residencial apresentou redução de 0,7% em relação a 2014. Segundo a EPE, tal desempenho se deve à combinação de alguns fatores, por exemplo, o quadro econômico adverso e o aumento da tarifa média de eletricidade ao consumidor. Ademais, em 2015, a expansão de unidades consumidoras residenciais (2,5% em relação a 2014) ficou aquém da média histórica registrada desde 2004 (cerca de 3,5%).

Os estabelecimentos de comércio e de serviços apresentaram um aumento de 0,6% em relação a 2014. No entanto, o crescimento anotado em 2015 ficou longe da expansão registrada nos últimos cinco anos (superior a 6%, em média). O quadro econômico de baixa atividade e de incertezas no cenário de curto prazo, o enfraquecimento da atividade comercial e o recuo de investimentos no setor podem ter influenciado de modo significativo o desempenho do consumo de eletricidade da classe comercial.

A desaceleração econômica e a contração do PIB, conforme dados oficiais divulgados acima, afetaram as condições operacionais e financeiras que serão apresentadas neste Relatório.

3.2. Panorama Regulatório

No que diz respeito às concessões de geração, transmissão e distribuição das Empresas Eletrobras, conforme estabelecido pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica ("Aneel") celebrar e gerir os referidos contratos, bem como fiscalizar as concessões de serviços públicos de energia elétrica.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Ao longo do ano de 2015 ocorreram acontecimentos importantes no ambiente regulatório do Brasil, dentre as quais se podem destacar:

- ❖ O Sistema de Bandeiras Tarifárias aplicado, a partir de 2015, nas contas de energia dos consumidores: A cada mês, as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda e quais térmicas deverão ser acionadas. A depender do custo variável da térmica mais cara, define-se a bandeira a ser aplicada no mês subsequente. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. Assim, a partir deste cenário, quando a Aneel aprova o reajuste tarifário das distribuidoras, as tarifas não consideram um cenário mais caro para geração de energia, pois os custos das distribuidoras são estimados considerando um cenário favorável de geração, ou seja, um cenário em que a bandeira é verde. Desta forma, se o cenário for realmente favorável, a bandeira será verde e o consumidor não precisa pagar nada a mais pela energia. Entretanto, se os custos de geração forem maiores e for necessário acionar as bandeiras amarela ou vermelha, o consumidor paga as variações do custo de geração por meio das bandeiras aplicadas mensalmente, não precisando as Distribuidoras aguardarem o reajuste tarifário. O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN e maiores informações podem ser obtidas no website da Aneel (www.aneel.gov.br).

	Bandeira Verde Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
	Bandeira Amarela Condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.
	Bandeira Vermelha Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,045 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

- ❖ A Regulamentação pelo Decreto no 8.461/2015 das condições para prorrogação das concessões de distribuição, por mais 30 (trinta) anos, desde que observados os critérios da (i) Eficiência da qualidade do serviço, a ser apurada por meio dos indicadores “Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora” – DEC e “Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora” – FEC ; (ii) Eficiência econômico-financeira, a ser apurada por meio do Ebitda e do nível de endividamento, conforme gráfico ao lado; (iii) Da modicidade tarifária; (iv) Transparência e Governança. Os contratos de concessão das Distribuidoras da Eletrobras venceram no dia 07 de julho de 2015, entretanto, continuam vigentes de forma temporária, por força do artigo 42 da Lei 8.987/1995. Por ocasião da 164ª Assembleia Geral de Extraordinária de Acionistas da Eletrobras, realizada em 28 de dezembro de 2015, o Conselho de Administração da Companhia propôs, através da respectiva Proposta de Administração www.eletrobras.com/elb/ri/assembleiasacionistas, que as renovações das concessões das distribuidoras da Eletrobras, a exceção da Celg D, estivessem condicionadas ao seguinte: (i) que o aporte de capital necessário para atender as metas exigidas pela Aneel fossem realizados diretamente pela União nas Distribuidoras; e (ii) que fossem adotadas as providências imediatas para venda das referidas distribuidoras até o final de 2016. Por solicitação do representante da União Federal, que pretendia estudar melhor o assunto e o



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

modelo a ser adotado no caso de decisão pela prorrogação das concessões de distribuição, foram retiradas de pauta as matérias concernentes à prorrogação dos contratos de concessão das subsidiárias Cepisa, Ceal, Eletroacre, Ceron, Boa Vista, Amazonas Energia, razão pela qual as referidas concessionárias solicitaram, em 28 de dezembro de 2015, a prorrogação do prazo para assinatura do respectivo termo aditivo, nos termos da Medida Provisória 706, de 28 de dezembro de 2015, que concedeu o prazo de 210 dias, contados daquela data, para que as referidas Distribuidoras assinem os termos aditivos. No prazo de 210 dias acima referido, as referidas distribuidoras da Eletrobras providenciarão novos estudos para submissão à nova Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras. No caso da CELG D, a prorrogação da concessão de serviços de distribuição foi aprovada, por mais 30 (trinta anos), por decisão da 164ª Assembleia Geral de Extraordinária, assim como a venda do controle acionário da referida Distribuidora, conforme será abordado no Capítulo 13 a seguir.

- ❖ **A Repactuação do Risco Hidrológico, conforme Medida Provisória nº 688/2015**, convertida na Lei nº 13.203/2015, e Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015: O Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE") é um arranjo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores quando se busca a melhor utilização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado. A redução do nível de contratação das geradoras sobre sua garantia física gera menor exposição ao curto prazo. No entanto, por outro lado, quanto maior o hedge feito pelas geradoras, maior a redução de receita. Esta ponderação, portanto, foi feita por cada gerador quando da estruturação de seus negócios. O GSF, que representa a expressão, em inglês, *Generation Scalling Factor*, significa o Fator de Ajuste da garantia física e representa o percentual de energia hidráulica que todos os participantes do MRE geram em relação ao total da garantia física hidráulica do MRE. Assim, quando o GSF é inferior a 100%, significa que as usinas estão gerando menos energia que o montante total de sua garantia física. Ocorre que, a partir de janeiro de 2014, ocorreu uma sensível redução da geração do MRE quando comparado com a garantia física total do MRE, retratando a situação hidrológica atípica dos últimos anos. Devido às condições estruturais do sistema terem sofrido fortes alterações, tendo como consequência a alteração substancial dos valores considerados pelos geradores hidrelétrico quando da estruturação de seus negócios, houve um amplo debate setorial sobre o GSF ao longo de 2015, seja no âmbito administrativo, regulatório, empresarial, judicial e legislativo. Neste cenário, a Lei nº 13.203/2015 e a Resolução Normativa da ANEEL 684/2015 foram editadas visando mitigar os efeitos financeiros adversos do GSF para os geradores, estabelecendo novos critérios para repactuação do risco hidrológico. Cabe ressaltar que, antes da publicação da Lei 13.203/2015, conforme mencionado acima, todo o risco hidrológico porventura existente era assumido exclusivamente pelos agentes de geração hidráulica participantes do MRE de forma que, quando o GSF apresentava valor inferior a 1,0, ou seja, a geração hidráulica total verificada ficava abaixo da garantia física total, a diferença era rateada entre todos os geradores hidráulicos do MRE, nas proporções de suas garantias físicas, ocasionando, dependendo da situação de contratação de cada um, uma necessidade de comprar energia no mercado de curto prazo. Em razão do ano de 2015 ter apresentado um elevado GSF, os efeitos financeiros para as geradoras foram relevantes. Entretanto, a partir da publicação da lei citada, os geradores que optaram pela repactuação de seus respectivos riscos, passaram a compartilhar o risco com os consumidores, mediante o pagamento de um determinado "prêmio de risco". As Empresas Eletrobras atuaram amplamente no debate do GSF junto à Aneel, ABRAGE e ao Ministério de Minas e Energia. Além desta atuação institucional, as Empresas Eletrobras, tal como outras geradoras hidráulicas, judicializaram a matéria visando obtenção de liminares judiciais para restringir o limite do GSF e o efeito do rateio da inadimplência dos demais agentes na CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Isto porque a judicialização por associações e algumas geradoras gerou uma "reação defensiva" dos demais

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

agentes, haja vista os elevados custos de rateio da conta de terceiros. A celebração do acordo previsto na Lei 13.203/2015 e a Resolução Normativa 684/2015 pressupõe a desistência desses processos judiciais. As Empresas Eletrobras optaram pela repactuação do risco, conforme tabela a seguir, e na avaliação dos produtos disponíveis levaram em conta os seguintes aspectos: perfil de comercialização da usina para os ambientes ACR - Ambiente de Contratação Regulada e ACL - Ambiente de Contratação Livre; estratégia de hedge; previsões de descontração; simulações energéticas, estudos de viabilidade econômico-financeira (VPL por tipo de produto), análise do impacto contábil; duração dos contratos de concessão, custo do prêmio de risco, análise jurídica, riscos adicionais de contratação de energia de reserva, projeções do PLD e destinação da energia secundária, dentre outros. A repactuação do risco hidrológico reduzirá os efeitos financeiros negativos para as companhias nos cenários de baixa hidraulicidade, como os verificados em 2014 e 2015, na medida em que parte do risco será transferida para os consumidores mediante o pagamento do prêmio de risco pela companhia para cada faixa de proteção escolhida. Além disso, a retroatividade da repactuação para janeiro de 2015 constituiu um fator importante para a tomada de decisão das empresas controladas pela Eletrobras. Para maiores detalhes dos efeitos do GSF em 2015 verificar Capítulo 12.

Repactuações GSF Empresas Eletrobras - Ambiente de Contratação Regulado - ACR ⁽¹⁾						
Empresa ⁽⁴⁾	Usina	Montante a Repactuar (MWmédio)	Produto da Repactuação ⁽³⁾	Prêmio de Risco Unitário (R\$/MWh)	Resultado a ser ressarcido referente aos efeitos da repactuação no ano 2015 (R\$/MWh)	Prazo de Postergação do Pagamento do Prêmio a partir de janeiro de 2016 para ressarcimento de 2015
Eletronorte	UHE Tucuruí ⁽²⁾	1.063 (2016)	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
		280 (2017-2019)				
Furnas	UHE Serra da Mesa	644	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
	UHE Mascarenhas de Moraes	269	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
	UHE Itumbiara	230	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
	UHE Manso	90	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
	UHE Simplício	187	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
	UHE Batalha	47	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
Eletrosul	UHE Passo São João	37	SP92	2,5	18,26	13 anos e 3 meses
	UHE São Domingos	36	SP92	2,5	18,26	13 anos e 3 meses
Amazonas GT	UHE Balbina	132	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses

⁽¹⁾ No que tange ao Ambiente de Contratação Livre - ACL, as equipes técnicas das empresas Eletrobras, após o exame dos termos de anuência da Resolução Normativa 684/2015, da Lei 13.203/2015 e das especificidades de cada uma das suas usinas, e considerando ainda o nível de incertezas envolvidas, como por exemplo, as condições em que se realizarão os leilões de energia de reserva previstos, resolveram não repactuar o risco hidrológico de suas usinas relativos aos montantes comercializados no ACL. Ressalta-se que esta decisão está alinhada com o que foi praticado pelos demais agentes geradores do mercado no âmbito do ACL;

⁽²⁾ Haverá descontração no ACR a partir de 2017;

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

⁽³⁾ Os produtos SP são aqueles em que o gerador abre mão da possibilidade de comercialização de energia secundária. O índice, que varia de “100” a “89” significa o nível de proteção pelo qual o gerador quer pagar. O produto “SP100” protege o gerador para qualquer valor de GSF, ou seja, “a partir de 100%” (para menor), o gerador não corre risco. Por esta característica – proteção total contra os efeitos do GSF – é um dos produtos mais caros da cesta oferecida pela ANEEL. O produto “SP92”, por sua vez, protege o gerador a partir de um GSF de 0,92 ou menores, ou seja, o gerador aceita arcar com até 8% de GSF. Assim, é um produto relativamente mais barato que o “SP100”. Outra diferença entre ambos é que o valor a ser ressarcido pela exposição referente aos efeitos da repactuação no ano de 2015 (R\$/MWh) é maior no produto SP100, como pode ser visto na tabela acima;

⁽⁴⁾ A não adesão da subsidiária Chesf está relacionada às especificidades de alocação e repasse de grande parte do risco hidrológico da UHE Sobradinho para os consumidores eletrointensivos em função da Lei 13.182/2015.

Repactuação GSF Sociedades de Propósito Específico					
SPE	Empresas Eletrobras	Usina	Repactuação ACR	Repactuação ACL	Produto repactuado ACR
Energética Águas de Pedra	Eletronorte/Chesf	UHE Dardanelos	Sim	Não	SP90
ESBR*	Chesf/ Eletrosul	UHE Jirau	n/d	n/d	SP90
Baguari Energia	Furnas	UHE Baguari	Sim	Não	SP97
Teles Pires Participações S/A	Furnas/Eletrosul	UHE Teles Pires	Não	Não	Não Aplicável
Enerpeixe S/A	Furnas	UHE Peixe Angical	Sim	Não	Aneel não aprovou
Chapecoense	Furnas	UHE Foz do Chapecó	Sim	Não	SP100
Retiro Baixo	Furnas	UHE Retiro Baixo	Sim	Não	SP97
Santo Antônio Energia**	Furnas	UHE Santo Antônio	Sim	Não	SP93
Serra do Facão Energia	Furnas	UHE Serra do Facão	Sim	Não	SP100
Cia Energética Cruzeiro do Sul	Eletrosul	UHE Mauá	Sim	Não	SP92

* UHE Jirau: A tabela acima refere-se à parcela do Leilão 002/2011 (A-3). A repactuação da parcela referente ao Leilão 05/2008 foi pelo produto SP92.

** UHE Santo Antônio: Solicitou repactuação condicionada ao aceite da Aneel em relação ao parcelamento das liquidações na CCEE, sendo que a Aneel ainda não se posicionou.

- ❖ **A Prorrogação, por 30 (trinta) anos, das concessões da UHE Sobradinho e UHE Itumbiara**, pertencentes à Chesf e à Furnas respectivamente, conforme autorizada pela Lei nº 13.182/2015, em condições diversas daquelas estabelecidas pela Lei 12.783/2013, assegurando a continuidade do fornecimento de energia a custos competitivos para os consumidores eletrointensivos do Nordeste, no caso da UHE Sobradinho, estendendo o mesmo procedimento para os consumidores assemelhados do Sudeste/Centro-Oeste, no caso da UHE Itumbiara. Com a prorrogação destes contratos de fornecimento de energia com industriais e a consequente prorrogação das concessões em referência, as empresas da Eletrobras garantiram uma importante fonte de recursos financeiros para investimento. Esta Lei também criou o Fundo de Energia do Nordeste – FEN e o Fundo de Energia do Sudeste e do Centro-Oeste – FESC, que proverão recursos para execução de empreendimentos de energia elétrica e serão abastecidos por Chesf e Furnas com os recursos resultantes da diferença entre a receita dos contratos celebrados com os consumidores e o valor que exceder à aplicação da tarifa calculada pela ANEEL, nos termos da Lei nº 12.783/2013, deduzidos de impostos e encargos. Esta diferença será aportada nos fundos de forma progressiva. Os empreendimentos de energia elétrica financiados por tais fundos deverão ser organizados na forma de SPE, nas quais a participação acionária permitida à Chesf e Furnas é de até 49%, e ter rentabilidade estimada que atenda, no mínimo, ao custo de capital próprio da Eletrobras. Para maiores informações acerca dessas concessões, ver comunicados ao mercado disponíveis no website da Eletrobras no endereço www.eletrobras.com/elb/ri/comunicadosefatosrelevantes.

- ❖ **2ª Tranche das Indenizações da Lei 12.783/2013**, conforme previsto nas Resoluções Normativas 596/2013 (geração) e 589/2013 (transmissão), que não

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

foram consideradas inicialmente na 1ª tranche das indenizações que fora reconhecida quando da publicação da Lei 12.783/2013 no valor de R\$ 14,437 bilhões, data base dezembro de 2012. Conforme pode ser observado na tabela a seguir, o valor total pleiteado, a título de 2ª Tranche, supera R\$ 26,0 bilhões, na data base de dezembro de 2012. De acordo a legislação, a remuneração que vier a ser definida incidirá desde a referida data base até a data do efetivo pagamento. Até dezembro de 2015, estavam homologados pela Aneel, as indenizações pleiteadas por Eletrosul e Furnas, correspondentes à parcela dos 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, ainda não depreciados e não amortizados, conforme previsto no parágrafo segundo do artigo 15 da Lei nº 12.783/13, que totalizam R\$ 10,007 bilhões. A Eletrobras tem participado de discussões no âmbito das associações de classe, Aneel e Ministério de Minas e Energia para viabilizar o início desses pagamentos a partir 2016, com rentabilidade adequada ao custo de capital próprio e líquida de impostos, uma vez que será uma importante fonte de recursos para os investimentos da Eletrobras. Entretanto, até dezembro de 2015, não houve regulamentação acerca das condições de pagamento das referidas indenizações e, por esta razão, ainda não foram contabilizadas nas Demonstrações Financeiras da Eletrobras.

2a Tranche: Valor Pleiteado R\$ 26.427 milhões						
Empresas Eletrobras	Valor Contabilizado (R\$ milhões)		Valor Pleiteado (R\$ milhões)		Valor Homologado (R\$ milhões) ⁽¹⁾	
	Geração ⁽²⁾	Transmissão	Geração	Transmissão	Geração	Transmissão
Eletronorte	-	1.733	-	2.926	-	-
Chesf	697	1.589	4.802	5.627	-	-
Furnas	996	4.530	1.312	10.699	-	9.000
Eletrosul	-	514	-	1.061	-	1.007
Total	1.693	8.366	6.114	20.313	-	10.007

Valores com data base de Dezembro de 2012.

⁽¹⁾ Os valores homologados somente serão reconhecidos no Resultado da Companhia após definição final do valor e regulamentação das condições de pagamento pelo Poder Concedente.

⁽²⁾ Os ativos de geração termoeletrica não foram contemplados pela ReN ANEEL 596/2014. Contabilizados são mais R\$ 557 milhões em Furnas e R\$ 357 milhões na CGTEE.

- ❖ **Iniciado o processo de desverticalização da Amazonas Energia que, atualmente, ainda é titular de concessão para a exploração dos serviços públicos de:** (i) distribuição de energia elétrica, nos termos do Contrato de Concessão nº 20/2001, celebrado em 21 de março de 2001; e (ii) geração e transmissão de energia elétrica, nos termos do Contrato de Concessão nº 001/2010, celebrado em 22 de junho de 2010. Entretanto, tendo em vista a interligação do Sistema Isolado da Região Norte, operado pela Amazonas Distribuidora, ao Sistema Interligado Nacional ("SIN"), a Amazonas Distribuidora passou a estar submetida às restrições previstas no parágrafo quinto do Artigo 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, segundo a qual as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN não podem desenvolver atividades de geração ou transmissão de energia elétrica ou deter participações societárias, de forma direta ou indireta, em empresas que desenvolvam tais atividades. Além disso, de acordo com o parágrafo sétimo do mesmo artigo 4º da Lei nº 9.074, as concessionárias ou autorizadas de geração também não podem ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN. Dessa forma, visando segregar as atividades de geração e transmissão de energia elétrica que vem sendo exercidas pela Amazonas Energia ("Atividades GT") de sua atividade de distribuição de energia elétrica, em observância às exigências legais acima citadas, iniciou-se processo junto à ANEEL para a implementação da desverticalização da Amazonas Energia por meio do destaque de parcela do seu acervo relacionada às atividades

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

GT, a qual seria então vertida e registrada em nova sociedade, a Amazonas Geração e Transmissão S.A, o que foi autorizado por meio das Resoluções Autorizativas nº 4.244, de 16 de julho de 2013, e nº 4.836, de 16 de setembro de 2014. Nesse contexto, em 22 de junho de 2015, através da 162ª Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Eletrobras aprovaram o processo de desverticalização, conforme modelagem aprovada pela ANEEL, o que está em andamento. Para maiores informações a respeito da modelagem da desverticalização, verificar a Proposta de Administração da 162ª AGE disponível no endereço www.eletrobras.com/elb/ri/assembleiasacionistas.

- ❖ **Edição de diversas regulamentações que visaram melhorar as condições para a expansão da geração distribuída:** Geração distribuída, como o próprio nome sugere, é um conceito que nasceu em oposição à ideia de “geração centralizada ou concentrada”, que é o modelo predominante hoje, ou seja, a energia é gerada em grandes empreendimentos e em quantidades maciças, que atendem entre milhares e milhões de consumidores. Na geração distribuída, parte dos atuais consumidores (residências, condomínios, shopping centers, por exemplo) passaria a gerar energia em suas instalações, por meio de instalações fotovoltaicas ou eólicas, por exemplo. Esta energia seria utilizada para consumo próprio e para o fornecimento ao sistema (distribuição ou transmissão) no caso da produção de excedentes. A incerteza da disponibilidade e quantidade da energia proveniente de geração distribuída gera dificuldade para o controle da distribuição e do despacho das grandes fontes, mas, por outro lado, tem potencial para reduzir a necessidade de investimentos em grandes obras, normalmente associadas a impactos sociais e ambientais. Através da Resolução Normativa nº 687/2015, foi criado o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, permitindo que o consumidor instale pequenos geradores (tais como painéis solares fotovoltaicos e microturbinas eólicas, entre outros) em sua unidade consumidora e troque energia com a distribuidora local com objetivo de reduzir o valor da sua fatura de energia elétrica. Estes aprimoramentos criaram uma série de facilidades e estímulos para a este tipo de geração, como a geração compartilhada ou em condomínio, que possibilitará que diversos interessados instalem uma central de micro ou mini geração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das suas faturas. Em dezembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia editou a Portaria Nº 538/2015-MME que instituiu o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia – ProGD Elétrica, criando linhas de financiamento que desonera a importação de equipamentos e melhora o retorno financeiro dos investimentos neste tipo de geração.

Além dos destaques acima, durante o ano de 2015, a Eletrobras participou de diversas Audiências Públicas instauradas pela Aneel, dentre as quais destacamos, a Audiência Pública nº 32/2015, que tratou do Generation Scaling Factor – GSF, conforme acima abordado, e a Audiência Pública nº 57/2015, que possibilitou mitigar, em especial para as transmissoras, as variações de custos e faturamento decorrentes da menor arrecadação da CDE, em razão de decisão liminar obtida pela Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE que desobrigou seus associados do pagamento de parcela da CDE, tendo como consequência o repasse desses custos para os demais consumidores de energia elétrica não associados da ABRACE.

Outro ponto de extrema importância foi a atuação da Eletrobras para incentivar o aprimoramento da Resolução Normativa Aneel nº 063/2004, que trata dos procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, tendo como resultado positivo que, em dezembro de 2015, a Diretoria da Aneel decidiu pela

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

reabertura da Audiência Pública nº 77/2011 para tratar do aprimoramento da referida resolução.

No decorrer do exercício de 2015, ocorreram também os Reajustes Tarifários Anuais das Distribuidoras da Eletrobras ("EDE"), com as seguintes datas base: Alagoas e Piauí em 28 de agosto; Amazonas e Boa Vista em 01 de novembro; Acre e Rondônia em 30 de novembro e Celg-D em 12 de setembro, tendo sido os resultados homologados pela Aneel, conforme quadro a seguir.

Índice de Reajuste Tarifário - IRT 2015	Eletroacre	Ceal	Amazonas Energia	Cepisa	Ceron	Boa Vista	Celg-D
IRT Econômico	26,16%	13,48%	35,76%	10,85%	48,08%	38,83%	35,43%
Parcela A	22,03%	12,24%	34,64%	9,81%	45,50%	36,62%	33,69%
Parcela B	4,13%	1,24%	1,12%	1,04%	2,58%	2,21%	1,74%
Componentes Financeiros	11,00%	9,13%	-8,48%	7,19%	-9,67%	-7,13%	7,26%
IRT Total	37,16%	22,61%	27,28%	18,04%	38,41%	31,70%	42,69%
Diferimento	0	0	0	0	0	0	0
Efeito Médio Consumidor Cativo (Final)	9,49%	6,48%	40,54%	5,53%	13,41%	41,52%	6,89%

Parcela A: custos não-gerenciáveis, pois independem de controle da concessionária, tais como encargos e tributos legalmente fixados; Parcela B: custos gerenciáveis pela concessionária, tais como: despesas de operação e manutenção (pessoal, material, serviços de terceiros, despesas gerais), quotas de depreciação e remuneração de capital, investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética e especificamente os tributos Pis e Cofins.

O *ranking* a seguir apresenta o posicionamento das Empresas de Distribuição da Eletrobras em relação às tarifas residenciais ("B1"), homologadas pela ANEEL para o período de vigência de 2015 a 2016, expressas na unidade R\$/kWh (reais por quilowatt-hora), não contemplando tributos e outros elementos que fazem parte de sua conta de luz como Taxa de Iluminação Pública e Encargo de Capacidade Emergencial. Os valores relativos à cobrança dos tributos passaram a ser considerados em destaque na conta de luz.

Tarifa B1 - Residencial		
Ranking	Concessionária	Tarifa (R\$/MWh)
1	Concorrente com maior tarifa	589,08
23	Ceron	492,35
31	Celg-D	466,6
36	Eletroacre	463,27
42	Amazonas Energia	443,51
44	Cepisa	439,87
52	Ceal	414,02
53	Boa Vista Energia	406,64
56	Concorrente com menor tarifa	375,90

No caso da Amazonas Energia, o reajuste tarifário anual ocorreu nos termos da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.980/2015, porém, o Ministério Público do Estado do Amazonas juntamente com outros órgãos de defesa do consumidor, em novembro de 2015, obtiveram liminar no âmbito de ação civil pública ajuizada em desfavor da Amazonas Distribuidora de Energia e da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para não aplicar o reajuste tarifário 2015, liminar esta que foi suspensa em janeiro de 2016. No caso da Boa Vista, o reajuste tarifário médio homologado foi de 41,52%, com aplicação a partir de novembro de 2015, entretanto, tal reajuste ainda não pôde ser aplicado nas tarifas da referida concessionária, devido a liminar concedida pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região que impede o reajuste, atendendo ao pedido do Procon da

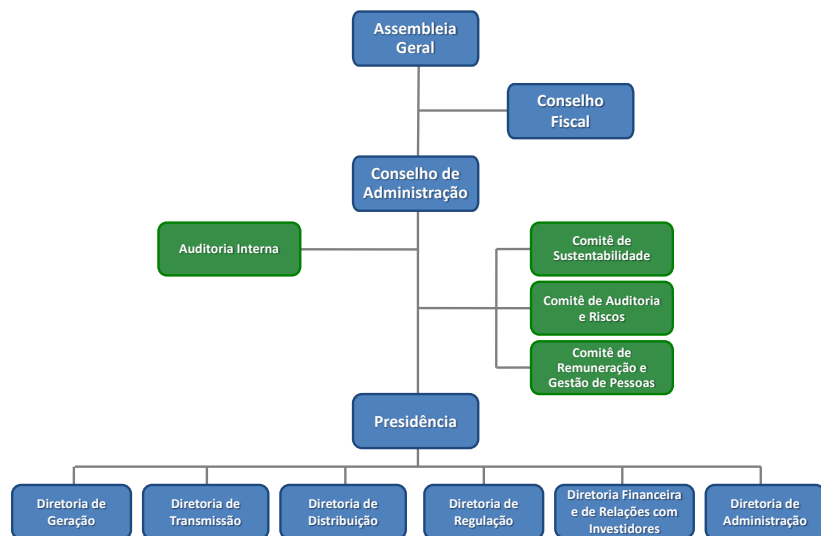
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Assembleia Legislativa de Roraima. Assim, a tarifa da Boa Vista (Roraima) atualmente praticada é a mesma de 2014, da ordem de R\$ 289, 78/MWh, e não aquela indicada no ranking acima.

4. Governança Corporativa

"(...) Boas práticas de governança corporativa repercutem na redução do seu custo de capital, o que aumenta a viabilidade do mercado de capitais como alternativa de capitalização." (Recomendações da CVM sobre Governança Corporativa, junho/2002)

O modelo de governança corporativa da Eletrobras conta com Assembleia Geral de Acionistas, Conselho de Administração (CAE), Conselho Fiscal (CF) e Diretoria Executiva (DEE). Ligados ao Conselho de Administração da Eletrobras estão a Auditoria Interna e três comitês de apoio ao referido Conselho: (i) Sustentabilidade, (ii) Auditoria e Riscos e (iii) Remuneração e Gestão de Pessoas, Materiais, Serviços e outros. A Auditoria Interna tem a finalidade de verificar a adequação, eficiência e eficácia dos sistemas de controles internos, a observância à legislação e aos atos normativos internos e externos, bem como o cumprimento dos planos, metas, objetivos e políticas definidos pela empresa. Todos os requisitos e funções dos órgãos de governança estão estabelecidos no Estatuto Social da Companhia e nos respectivos Regimentos Internos, além da necessidade de observância da legislação em vigor.



Os Manuais dos Conselheiros de Administração e Fiscais Representantes das Empresas Eletrobras, o Guia de Orientação dos Conselheiros de Administração e a Política de Representantes em Sociedade de Propósito Específicos - SPE são alguns dos principais documentos que estabelecem diretrizes para atuação, seleção, indicação, avaliação e capacitação de representantes das Empresas Eletrobras em órgãos de governança. Estes e outros instrumentos de gestão e governança corporativa, desenvolvidos pela Eletrobras, de acordo com as melhores práticas, estão disponibilizados no website da Companhia no endereço www.eletrobras.com/instrumentosgestaoepoliticas.

Conforme disposto no Estatuto Social, o Conselho de Administração da Eletrobras se reunirá pelo menos 2 (duas) vezes ao ano com a presença dos auditores externos. Os membros do Conselho Fiscal assistirão às reuniões do Conselho de Administração ou da Diretoria Executiva em que se deliberar sobre assuntos em que devam opinar.

Em 2015, foram realizadas 3 (três) reuniões conjuntas do Conselho de Administração e Conselho Fiscal.

O Regimento Interno do Conselho de Administração dispõe que, por proposta do Presidente ou de qualquer conselheiro, será facultada a participação de membros da diretoria às reuniões do Conselho de Administração, visando instruir e esclarecer as matérias submetidas à deliberação, devendo suas manifestações constar da ata dos trabalhos quando os membros do Conselho entenderem necessário.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

A Eletrobras desenvolve e atualiza continuamente instrumentos para o fortalecimento da governança corporativa, os quais estão disponíveis em seu website, tendo como principal gestor destes instrumentos a área de Governança Corporativa.

Instrumentos de Gestão e Governança Corporativa

- Estatuto Social
- Regimento Interno do Conselho de Administração
- Regimento Interno do Conselho Fiscal
- Regimento Interno dos Comitês
- Código das Práticas de Governança Corporativa da Eletrobras
- Código de Ética
- Diretrizes Antitruste
- Política de Transação entre Partes Relacionadas
- Política de Representantes em Sociedades de Propósito Específico (SPE)
- Guia de Orientação dos Conselheiros de Administração
- Manual de Divulgação e Uso de Informações Relevantes e Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Eletrobras
- Manual de Orientação do Conselheiro de Administração Representante das Empresas Eletrobras
- Manual de Orientação do Conselheiro Fiscal Representante da Eletrobras
- Manual para Participação em Assembleias de Acionistas da Eletrobras
- Manual do Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras
- Plano Estratégico das Empresas Eletrobras

www.eletrobras.com > Sustentabilidade > Governança Corporativa > Instrumentos de Gestão e Políticas

❖ Papel dos Empregados na Governança Corporativa:

Desde 2012, a Eletrobras realiza, anualmente, através de uma Comissão Eleitoral composta por 6 (seis) membros, sendo 3 (três) representantes das entidades sindicais, a eleição para a escolha direta do representante dos empregados junto ao Conselho de Administração. Essa eleição é regida pela Lei nº 6.404/76, pela Lei nº 12.353/10, pela Portaria nº 026/2011 do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG), pela Cláusula do Acordo Coletivo de Trabalho Nacional em vigor e pelo Estatuto Social Eletrobras..

São elegíveis os empregados ativos da empresa, estando impedidos aqueles que possuírem condenação criminal transitada em julgado, por crime de peculato, por crime contra a economia popular, crime contra a fé pública ou a propriedade ou que possuam, ainda que temporariamente, alguma vedação que impeça o acesso a cargos públicos ou empregos públicos. Não podem se candidatar os requisitados e os contratados na empresa para cargos de livre nomeação e exoneração.

O sistema de votação eletrônica utilizado é uma ferramenta de TI com rastreabilidade e confiabilidade asseguradas por uma série de mecanismos próprios, colocados sob análise durante todo o processo eleitoral. A empresa assegura acesso à votação, que é secreta, a todos os seus empregados ativos, colocando o sistema em funcionamento em sua intranet e na internet por meio de mecanismo reservado aos empregados (extranet).

O Conselheiro representante dos empregados é eleito para um mandato de um exercício social, a contar da data da posse, de acordo com o Estatuto Social da Companhia, e tem as mesmas funções dos demais Conselheiros de Administração, sendo-lhe legalmente vedado apenas participar de quaisquer discussões e/ou deliberações de natureza trabalhista, por configurar conflito de interesse.

4.1. Assembleias Gerais de Acionistas

De acordo com o Estatuto Social da Eletrobras, as deliberações da assembleia serão tomadas por maioria de votos, sendo o voto de cada representante de acionista proporcional à sua participação acionária no capital da Companhia. Há limitação ao

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

exercício do direito de voto para as ações preferenciais, conforme o disposto no art. 7º, inciso II, do Estatuto Social da Eletrobras.

Em 2015, realizou-se 01 (uma) Assembleia Geral Ordinária que aprovou as Demonstrações Financeiras Completas referentes ao exercício social de 2014, a destinação do resultado do exercício e distribuição de juros sobre o capital próprio referentes ao exercício de 2014, a eleição dos membros do Conselho de Administração, incluindo o seu Presidente, e de membros do Conselho Fiscal e respectivos suplentes, e a remuneração global dos Administradores e dos membros efetivos do Conselho Fiscal.

Ainda em 2015, foram realizadas 03 (três) Assembleias Gerais Extraordinárias que aprovaram, respectivamente os seguintes assuntos: (i) Desverticalização da Amazonas Distribuidora de Energia S.A, conforme abordado no Capítulo 3; (ii) Homologação e eleição de novos membro para o Conselho de Administração e Conselho Fiscal e respectivos suplentes, cujos mandatos encerrar-se-ão na primeira Assembleia Geral Ordinária de 2016; e (iii) Prorrogação da concessão da Celg Distribuição S.A.- CELG D e a alienação pela Eletrobras do controle acionário da referida Distribuidora, conforme abordado nos Capítulos 3 e 13.

4.2. Direito dos Acionistas

❖ Direito de Voto:

- **Ações Ordinárias:** As ações ordinárias, de emissão da Companhia, gozam de direito de voto, conferindo a seus titulares 01 (um) voto cada, observadas as exceções previstas em Lei.
- **Ações Preferenciais Classe A:** As ações preferenciais classe A, de emissão da Companhia, não gozam de direito a voto, observadas as exceções previstas em Lei.
- **Ações Preferenciais Classe B:** As ações preferenciais classe B de emissão da Companhia não gozam de direito a voto, observadas as exceções previstas em Lei.

Durante o exercício de 2015, em razão do disposto no parágrafo primeiro do artigo 111 da Lei 6.404/76, os acionistas titulares de ações preferenciais tiveram direito de voto nas Assembleias Gerais de Acionistas, observadas as disposições legais, e conservarão o supracitado direito até que a Companhia retorne o pagamento dos dividendos preferenciais previstos no Estatuto Social da Companhia.

❖ Direito a Reembolso de Capital:

Qualquer um dos acionistas da Companhia dissidentes de deliberações específicas previstas na Lei 6.404/76, tomadas em assembleia geral poderá retirar-se da Companhia, mediante o reembolso do valor de suas ações, com base no valor patrimonial. Entretanto, não é qualquer matéria que enseja o referido direito, mas tão somente hipóteses taxativas que se encontram previstas na Lei 6.404/76, mais especificadamente nos artigos 137, 221, 223, parágrafo quarto, 236, parágrafo único, 252, parágrafo primeiro; e 256, parágrafo segundo. Trata-se, portanto, de direito a ser exercido apenas em situações excepcionais, nos termos expressos da referida Lei, não se admitindo interpretação extensiva.

Neste sentido, é importante esclarecer que o não pagamento dos dividendos prioritários dos acionistas preferenciais, em razão de ausência de lucro líquido distribuível no exercício, por exemplo, não enseja direito de retirada, posto que não há, neste caso, alteração do estatuto social no que concerne às preferências, vantagens e condições de resgate ou amortização das ações preferenciais.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

De acordo com o Estatuto Social vigente, as ações preferenciais têm prioridade no reembolso do capital.

Além desses direitos, conforme disposto no artigo 11 do Estatuto Social da Eletrobras, os agrupamentos ou desdobramentos serão feitos a pedido do acionista, correndo por sua conta as despesas com a substituição dos títulos, que não poderão ser superiores ao custo. Os serviços de conversão, transferência e desdobramento de ações poderão ser transitoriamente suspensos, observadas as normas e limitações estabelecidas nas Leis números 6.404/76 e 11.638/07, com suas alterações.

❖ Destinação do Lucro Líquido:

A política de governança corporativa da Eletrobras, conforme expressa no parágrafo primeiro do artigo 45 do Estatuto Social, assegura a seus Acionistas o direito, em cada exercício, a dividendos e/ou juros de capital próprio não inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado, na forma da Lei 6.404/76.

Em conformidade com a Lei 6.404/76, os dividendos somente podem ser distribuídos, depois de efetuada a dedução, antes de qualquer participação, dos prejuízos acumulados e da provisão para o Imposto sobre a Renda. A referida Lei autoriza que a Companhia pague dividendos à conta do lucro líquido do exercício, de lucros acumulados ou de reserva de lucros (excluída a reserva legal). Entretanto, a utilização da reserva de lucros para pagamento de dividendos é uma faculdade da Companhia.

O Estatuto Social não estabelece que a reserva de capital possa ser usada para pagamentos de dividendos.

O Estatuto Social estabelece que sobre o lucro líquido do exercício: (i) 5% (cinco por cento) será destinado, antes de qualquer outra destinação, para a reserva legal, até o limite máximo previsto na Lei 6.404/76, que atualmente é de 20% do capital social; (ii) 1% (um por cento) será destinado à constituição de reserva para estudos e projetos de viabilidade técnica-econômica do setor de energia elétrica, cujo saldo acumulado não poderá exceder a 2% (dois por cento) do capital social integralizado; (iii) 50% (cinquenta por cento) será destinado à reserva de investimentos das empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica, cujo saldo acumulado não poderá exceder a 75% (setenta e cinco por cento) do capital social integralizado; e (iv) até 1% (um por cento) será destinado para atender a prestação de assistência social aos empregados da Companhia, observado o limite de 1% (um por cento) do capital social integralizado.

As ações preferenciais da classe "A" terão prioridade no recebimento dos dividendos distribuídos em cada exercício social, estes incidentes à razão de 8% (oito por cento) ao ano sobre o capital relativo a essa espécie e classe de ações, a serem entre elas rateados igualmente, em conformidade com o parágrafo primeiro do artigo 8º do Estatuto Social.

As ações preferenciais da classe "B", por sua vez, terão prioridade no recebimento dos dividendos distribuídos em cada exercício social, estes incidentes à razão de 6% (seis por cento) ao ano, sobre o capital relativo a essa espécie e classe de ações, a serem entre elas rateados igualmente, em conformidade com o parágrafo segundo do artigo 8º do Estatuto Social.

As ações preferenciais participarão, em igualdade de condições, com as ações ordinárias na distribuição dos dividendos distribuídos em cada exercício social, depois de assegurado às ações ordinárias um dividendo cujo valor seja o menor daqueles atribuído às classes preferenciais. É garantido às ações preferenciais o direito ao recebimento de dividendos distribuídos no exercício social, por cada ação, pelo menos 10% (dez por cento maior) do

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

que o atribuído a cada ação ordinária no respectivo exercício, conforme disposto nos parágrafos terceiro e quarto do artigo 8º do Estatuto Social.

❖ **Declaração de Dividendos ou Juros sobre Capital Próprio:**

O Estatuto Social determina a realização de uma Assembleia Geral Ordinária de Acionistas até o dia 30 de abril de cada ano, em dia e hora previamente fixados, para deliberar, dentre outros assuntos, sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos ou JCP.

• **A quem pertence os Dividendos:**

Nos termos da Lei 6.404/76, os dividendos são devidos aos acionistas registrados como proprietários ou usufrutuário da ação, na data da declaração dos dividendos.

• **Dividendos Intermediários e Juros Sobre Capital Próprio:**

O Conselho de Administração da Companhia poderá deliberar sobre a declaração de dividendos intermediários e sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio, por proposta da Diretoria Executiva, nos termos do inciso XXII do Artigo 25 do Estatuto Social.

Em conformidade com o parágrafo terceiro do artigo 45 do Estatuto Social, o valor dos juros, pagos ou creditados, a título de juros sobre o capital próprio, nos termos do parágrafo sétimo do artigo 9 da Lei no 9.249, de 26 de dezembro de 1995 e da legislação pertinente, poderá ser imputado aos titulares de ações ordinárias e ao dividendo anual mínimo das ações preferenciais, integrando tal valor ao montante dos dividendos distribuídos pela Eletrobras, no exercício em referência, para todos os efeitos legais.

• **Pagamento de Dividendos:**

Os dividendos deverão ser pagos no prazo de 60 (sessenta) dias, a contar da data em que forem declarados, salvo se houver deliberação em contrário da Assembleia Geral de Acionistas, sendo que, em qualquer caso, esse pagamento deverá ocorrer dentro do mesmo exercício social em que os dividendos tiverem sido deliberados pela Assembleia Geral Ordinária.

O parágrafo segundo do artigo 45 do Estatuto Social estabelece que os valores dos dividendos e dos juros sobre capital próprio, devidos aos acionistas, sofrerão incidência de encargos financeiros previstos na legislação específica vigente, a partir do encerramento do exercício social até o dia do efetivo recolhimento ou pagamento, sem prejuízo da incidência de juros moratórios, quando esse recolhimento não se verificar na data fixada pela Assembleia Geral de Acionistas.

Atualmente, encontra-se em vigor o parágrafo quarto do artigo 1º do Decreto número 2.673, de 16 de julho de 1998, que determina que sobre os valores dos dividendos e dos juros sobre capital próprio devidos aos acionistas aplicar-se-á a Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - Selic, divulgada pela Receita Federal do Brasil, a partir do encerramento do exercício social até o dia do efetivo recolhimento ou pagamento.

• **Prescrição:**

Os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contados da data em que tenham sido postos à disposição dos acionistas, reverterão em benefício da Companhia.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

4.3. Conselho de Administração

Cabe ao Conselho de Administração da Eletrobras ("CAE") a fixação das diretrizes estratégicas e suas competências estão estabelecidas no Estatuto Social da Companhia. As regras para o funcionamento do colegiado são definidas em Regimento Interno. Conforme disposto no Estatuto Social, o Presidente da Eletrobras será escolhido dentre os membros do Conselho de Administração, não podendo a mesma pessoa ocupar os cargos de Presidente da Companhia e Presidente do Conselho de Administração. O Conselho de Administração da Eletrobras possui dez membros, sete dos quais indicados pelo acionista majoritário; um pelos acionistas minoritários ordinários; um pelos minoritários preferenciais; e uma vaga pertencente ao representante dos empregados. No ano de 2015, o Conselho contou com uma participação feminina. Das nove vagas preenchidas, um conselheiro é independente, tendo em vista os critérios estabelecidos pela BM&FBOVESPA e pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC); oito são não executivos, ou seja, conselheiros que não participam da gestão da Companhia; e (um) membro executivo, qual seja o Presidente da Companhia. O mandato é de 01 ano, permitida a reeleição, ou até a primeira Assembleia Geral Ordinária do exercício seguinte ao da eleição. O Conselho de Administração realiza reuniões ordinárias, mensalmente, e extraordinárias, sempre que necessário. Em 2015, foram realizadas 28 (vinte e oito) reuniões. Todos os conselheiros têm os mesmos deveres e devem exercer suas funções no interesse da Companhia, não podendo, ainda que para a defesa dos interesses de quem os elegeu, faltar a esses deveres. O administrador deve abster-se de votar nas matérias em que tiver interesse particular (direto ou indireto) envolvido. O Guia de Orientação dos Conselheiros de Administração e o Manual de Orientação dos Conselheiros de Administração Representantes das Empresas Eletrobras, assim como os demais instrumentos de gestão e governança, informam, entre outros, os deveres e responsabilidades dos conselheiros, observando sempre as atribuições que lhe são conferidas em Lei, no Estatuto Social, no Regimento Interno do Conselho, e nas demais normas internas da Companhia.

Composição em 31/12/2015:

Wagner Bittencourt de Oliveira
(Presidente)

Eleito pelo controlador

Jailson José Medeiros Alves

Eleito pelos empregados

João Antônio Lian

(Conselheiro Independente)

Eleito pelos acionistas minoritários

José da Costa Carvalho Neto

Presidente da Eletrobras

Luiz Eduardo Barata Ferreira

Eleito pelo controlador

Maurício Muniz Barretto de Carvalho

Eleito pelo controlador

Pricilla Maria Santana

Eleita pelo controlador

Samuel Assayag Hanan

Eleito pelo controlador

Walter Malieni Júnior

Eleito pelo controlador

❖ Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração:

O Conselho de Administração da Eletrobras conta com três comitês de assessoramento para aprofundamento dos estudos de assuntos estratégicos, de forma a garantir que a decisão a ser tomada pelo Conselho seja tecnicamente bem fundamentada. Cada comitê possui três vagas para conselheiros de administração, portanto, a nomeação dos seus membros ocorre após a Assembleia Geral Ordinária que elegeu membros do Conselho de Administração e as atribuições destes comitês, bem como as regras para sua composição, são as seguintes:

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Comitês	Atribuições	Regras para Composição	Composição dos Comitês em 2015	Data de Criação
Sustentabilidade	Assessora o CAE na definição de políticas e planos de ação de sustentabilidade empresarial, bem como no monitoramento do desempenho por meio de indicadores que integram a plataforma de sustentabilidade da companhia.	3 membros do CAE; O Presidente da ELB pode participar.	Luiz Eduardo Barata Ferreira (Presidente do Comitê) José da Costa Carvalho Neto Jailson José Medeiros Alves 1 Reunião em 2015	14/12/2006
Auditoria e Riscos	Assessora o CAE em temas relacionados a práticas contábeis, riscos e controles internos, auditoria independente e, processos e pendências junto a órgãos de controle (Controladoria Geral da União e Tribunal de Contas da União).	3 membros do CAE; O Presidente da Eletrobras não deverá participar; 1 vaga destinada ao conselheiro representante dos acionistas minoritários.	João Antônio Lian (Presidente do Comitê) Pricilla Maria Santana Walter Malieni Samuel Assayag Hanan 2 Reuniões em 2015	16/12/2011
Remuneração e Gestão de Pessoas, Materiais, Serviços e Outros	Assessora o CAE nas deliberações relativas às políticas de remuneração, de gestão de pessoas e de desenvolvimento de competências dos profissionais da Eletrobras.	3 membros do CAE; Conselheiros com vínculo empregatício e o Presidente da Eletrobras não deverão participar.	Maurício Muniz Barretto de Carvalho (Presidente do Comitê) Pricilla Maria Santana João Antônio Lian 2 Reuniões em 2015	16/12/2011

Em 2015, os principais temas discutidos pelos Comitês foram:

- Comitê de Sustentabilidade: gestão dos indicadores de sustentabilidade e definição das diretrizes para a consolidação do Relatório Anual e de Sustentabilidade;
- Comitê de Remuneração e Gestão de Pessoas, Materiais, Serviços e outros: monitoramento das medidas e propostas visando a redução de custos de pessoas nas Empresas Eletrobras; e
- Comitê de Auditoria e Riscos: gestão de Sociedades de Propósito Específico; gestão de riscos corporativos e auditoria interna.

❖ **Conflito de Interesse e Impedimento de Voto:**

O Estatuto da Eletrobras dispõe sobre situações de conflito de interesse em que conselheiros devem abster-se da discussão e da votação quando este conflito for constatado. Assim que identificado conflito de interesse em relação a um tema específico, a pessoa envolvida deve afastar-se, inclusive fisicamente, das discussões e deliberações, sem descuidar dos seus deveres legais como administrador. O afastamento temporário deve ser registrado em ata, bem como a razão de sua abstenção.

Conforme artigo 156 da Lei nº 6.404, é vedado ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe científicá-

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

los do seu impedimento e, fazer consignar, em ata de reunião, a natureza e a extensão do seu interesse.

O conselheiro representante dos empregados não participa das discussões e deliberações sobre assuntos que envolvam relações sindicais, remuneração, benefícios e vantagens, inclusive matérias de previdência complementar e assistenciais, hipóteses em que fica configurado o conflito de interesse, conforme o art. 2º, § 3º, da Lei nº 12.353, de 28 de dezembro de 2010 e art. 8º da Portaria nº 26 do MPOG.

Além disso, para evitar possíveis conflitos e a utilização de informações confidenciais e estratégicas, é vedado ao presidente e aos diretores exercer funções de administração ou consultoria em empresas de economia privada, concessionárias de serviços públicos de energia elétrica ou em empresas de direito privado ligadas ao setor elétrico, que não sejam subsidiárias, controladas, Sociedades de Propósito Específico (SPE) e empresas concessionárias sob controle dos estados, em que a Eletrobras tenha participação acionária, onde poderão exercer cargos nos conselhos de administração e fiscal, observadas as disposições da Lei nº 9.292/1996 quanto ao recebimento da remuneração.

É dever dos conselheiros monitorar e administrar potenciais conflitos de interesses dos executivos, dos membros do Conselho e dos acionistas, de forma a evitar o mau uso dos ativos da organização e, especialmente, abusos em transações entre partes relacionadas.

Os diretores devem apresentar a Declaração Confidencial de Informação (DCI) à Comissão de Ética Pública, na qual são listados os bens dos diretores e presidente, bem como devem ser informadas situações ou participações acionárias que possam se configurar como conflito de interesse e descrever as medidas tomadas pelos Diretores e Presidente para mitigar tais situações.

A Lei nº 12.813/2013 estabelece ainda uma lista de informações que os agentes públicos estão obrigados a enviar a Comissão de Ética Pública, aplicando-se esta disposição inclusive para aqueles que estejam em gozo de licença ou período de afastamento.

4.4. Conselho Fiscal

Exerce a função de órgão fiscalizador dos atos dos administradores e da gestão orçamentária, financeira e patrimonial da Eletrobras, bem como tem a atribuição de opinar sobre as contas da Companhia, sendo suas competências estabelecidas no Estatuto Social e as regras para funcionamento definidas em Regimento Interno. Possui caráter permanente e está devidamente adequado às exigências da Securities and Exchange Commission (SEC) para atuar como Comitê de Auditoria desde 2006, tendo entre os membros um especialista financeiro, conforme as exigências da SEC, e como atribuições adicionais: manifestar-se previamente sobre o processo de contratação de auditores independentes; determinar a contratação de assessoria especializada, sempre que necessário, para o cumprimento de suas obrigações; administrar orçamento próprio, cabendo sua operacionalização à Eletrobras e receber, analisar e dar o adequado tratamento a denúncias e reclamações de terceiros ou de empregados, inclusive de forma anônima, sobre assuntos relacionados a procedimentos e controles internos contábeis. Cabe-lhe ainda opinar sobre as propostas dos órgãos de administração relativas à modificação do capital social, planos de investimento

Composição em 31/12/2015:

Eduardo Cesar Pasa
(Presidente)
Eleito pelo controlador

Bruno Nunes Sad
(Especialista financeiro)
Eleito pelo controlador

Agnes Maria de Aragão da Costa
Eleito pelo controlador

Robert Juenemann
Assumiu devido saída de Manoel Jeremias Leita Caldas, eleito pelos minoritários

Felipe Lückmann Fabro
Eleito pelos minoritários

ou orçamentos de capital,

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

distribuição de dividendos, transformação, incorporação, fusão ou cisão, bem como denunciar, por qualquer de seus membros, aos órgãos de administração e, se estes não tomarem as providências necessárias para a proteção dos interesses da companhia, à assembleia-geral, os erros, fraudes ou crimes que descobrir, e sugerir providências úteis à Companhia. É ainda responsável por apreciar e acompanhar a execução do Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna (PAINT) e solicitar ao órgão de Auditoria Interna a remessa dos relatórios produzidos sobre os atos e fatos da administração da Eletrobras, bem como a apuração de fatos específicos. Compõe-se de até cinco membros e respectivos suplentes, três dos quais indicados pelo acionista majoritário, cabendo aos acionistas minoritários ordinários e preferenciais o direito a indicar um representante cada. O mandato é de 01 ano, permitida a reeleição. O Conselho Fiscal realiza reuniões ordinárias, mensalmente, e extraordinárias, sempre que necessário. Em 2015, foram realizadas 16 reuniões.

4.5. Diretoria Executiva

À DEE compete à gestão dos negócios da Eletrobras, seguindo as diretrizes estratégicas estabelecidas pelo Conselho de Administração, com funções definidas em seu Estatuto Social. Entre estas atribuições estão: estabelecer normas administrativas, técnicas, financeiras e contábeis para a Eletrobras, elaborar os orçamentos da Eletrobras, elaborar, em cada exercício, o balanço patrimonial da Eletrobras, a demonstração do resultado do exercício, a demonstração dos lucros ou prejuízos acumulados, a demonstração das origens e aplicações de recursos, a proposta de distribuição dos dividendos e do pagamento de juros sobre capital próprio e de aplicação dos valores excedentes. Compõe-se de seis membros, incluindo o Presidente, eleitos pelo Conselho de Administração. O mandato dos diretores é de até 3 anos, permitida a reeleição. A Diretoria Executiva se reúne semanalmente, tendo sido realizadas 63 reuniões em 2015. Acesse www.eletrobras.com/diretoriaeconselhos para consultar os minicurrículos dos Diretores da Eletrobras.

Composição em 31/12/2015:

José da Costa Carvalho Neto
Presidente

Renato Soares Sacramento
Diretor de Geração (interino)

José Antonio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

Marcos Aurélio Madureira da Silva
Diretor de Distribuição

Josias Matos de Araujo
Diretor de Regulação

Armando Casado de Araujo
Diretor Financeiro e
de Relações com Investidores

Alexandre Vaghi de Arruda Aniz
Diretor de Administração

4.6. Responsabilidade e Remuneração dos Administradores e Conselheiros Fiscais

Os papéis e responsabilidades do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva encontram-se definidos no Estatuto Social da Companhia, observando o que dispõe a legislação vigente. Dentre as atribuições do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Eletrobras elencadas em seu estatuto, destacamos, respectivamente, o inciso IV do art. 25 e o inciso II do art. 33. Tais dispositivos estabelecem que a Diretoria Executiva somente tem competência para aprovar atos e contratos que envolvam recursos financeiros cuja valor seja igual ou inferior a 0,02% do patrimônio líquido da sociedade. Quando envolver valores superiores a este limite, a competência é do Conselho de Administração.

Ademais, a Eletrobras dispõe de normas internas que tratam da delegação de poderes para autorização de gastos e assinatura de atos e contratos na Eletrobras, estabelecendo limites e respeitando as competências acima mencionadas.

A Eletrobras identifica, anualmente, as necessidades de treinamento dos seus agentes de governança corporativa e implementa ações com foco na sua capacitação. Em 2015, foi realizado mais um Encontro Anual dos Conselheiros, tendo como objetivo promover o aperfeiçoamento das competências e da atuação dos conselheiros de administração e fiscal, representantes da Eletrobras em outras sociedades, conselheiros eleitos

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

representantes dos empregados e os indicados pelo acionista controlador nas Empresas Eletrobras. Os temas abordados nas palestras foram: Responsabilidade dos Conselheiros, Leis Anticorrupção – Programa de Compliance e Orientações de Governança Corporativa aos Conselheiros.

Na oportunidade, os participantes receberam kit composto pelo Código de Ética, Guia de Orientação dos Conselheiros de Administração, Manual de Orientação do Conselheiro Fiscal Representante da Eletrobras, Manual de Orientação do Conselheiro de Administração Representante da Eletrobras e o Guia do Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras para Administradores e Conselheiros Fiscais.

❖ Remuneração dos Administradores e Conselheiros Fiscais:

A remuneração dos conselheiros de administração e fiscal é composta apenas de uma parcela fixa, que corresponde a 10% (dez por cento) da remuneração média mensal dos diretores, conforme Lei nº

Remuneração (R\$)	2015	2014	2013
Conselho de Administração	578.115,34	514.241,12	519.968,38
Conselho Fiscal	351.339,38	366.314,12	338.990,88
Diretoria Executiva	6.960.579,57	6.478.832,31	6.240.558,65

Valores baseados na Proposta de Administração 56ª Ago de 2016.

9.292/96, excluídos os valores referentes aos benefícios diretos e indiretos concedidos aos diretores. Os membros da Diretoria Executiva possuem remuneração fixa mais a parcela variável, vinculada à participação nos resultados da Companhia. Os conselheiros de administração não recebem remuneração adicional por participação em Comitês e/ou Comissões de Assessoramento do Conselho. Demais esclarecimentos acerca da remuneração dos Administradores e conselheiros fiscais estão disponíveis na Proposta de Administração da 56ª AGO de 2016 e no Formulário de Referência 2015, ambos disponíveis no website da Companhia e arquivados na CVM.

4.7. Gestão Integrada de Riscos Corporativos

A Gestão Integrada de Riscos nas Empresas Eletrobras tem como principal objetivo evitar a materialização de eventos que possam vir a impactar negativamente seus objetivos estratégicos, em prol da preservação e geração de valor e do provimento de informações transparentes ao mercado e seus acionistas.

O processo de gestão de riscos das Empresas Eletrobras é regido por uma Política de Gestão de Riscos corporativa e única, aprovada por seu Conselho de Administração, e é coordenado pela Eletrobras holding, o que garante a visão sistêmica dos resultados e sua padronização entre todas as empresas.

De acordo com a Política acima citada, cabe ao Conselho de Administração da Eletrobras, assessorado pelo Comitê de Auditoria e Riscos, deliberar sobre as questões estratégicas concernentes ao processo de gestão de riscos, tais como o grau de apetite a riscos da empresa, suas faixas de tolerância, endereçamento dos riscos com impacto material para as empresas, o papel da Diretoria Executiva no gerenciamento dos riscos e aprovar a política que deve nortear todo o processo. À Diretoria Executiva da Eletrobras cabe patrocinar a implantação da gestão de riscos na empresa, alocar recursos necessários ao processo e definir a infraestrutura apropriada às atividades de gerenciamento de riscos e aprovar normas específicas.

Este processo é executado pelas gerências de riscos e controles internos e pelos comitês de riscos existentes em cada uma das Empresas Eletrobras, com posterior consolidação de resultados pela área correspondente na holding. As Empresas devem ainda buscar que os princípios e diretrizes da Política sejam observados nas empresas nas quais estas detiverem participação.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

A orientação geral do processo é dada pela Comissão de Riscos da holding e os resultados obtidos no processo são reportados, periodicamente, às administrações locais, bem como à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração da Eletrobras, através do seu Comitê de Auditoria e Riscos.

Em 2015, a Diretoria Executiva da Eletrobras aprovou a criação da Superintendência de Conformidade e Gestão de Riscos, vinculada à Presidência da holding, concentrando todas as atividades ligadas a gestão de riscos, controles internos e compliance. A medida vem sendo replicada nas demais Empresas Eletrobras.

A base metodológica do processo de gestão de riscos são a norma internacional ISO 31000:2009 (Gestão de Riscos: Princípios e Diretrizes) e os frameworks de controles internos COSO ERM (*Enterprise Risk Management Framework*) e COSO 2013 (*Internal Control - Integrated Framework*), tendo a adequação a este último ocorrido ao longo de 2015. Por essa metodologia, parte-se da identificação e consolidação, em matriz, dos riscos estratégicos, operacionais, financeiros e de conformidade aos quais as empresas se encontram expostas, para posterior análise, tratamento e acompanhamento dos mesmos através de processos específicos desenvolvidos por seus respectivos proprietários.

Dessa forma, o processo de gestão de riscos ocorre em 5 etapas:

- **Identificação:** Etapa onde se reconhece e descreve os riscos aos quais a empresa está exposta, seus fatos geradores, impactos e responsáveis. Esta fase é realizada com a participação dos gestores de processos e possui como resultado uma matriz corporativa de riscos da Companhia, que é revista bianualmente e é base para as atividades de priorização de riscos para análise e tratamento. As revisões envolvem todas as Empresas do Sistema, reunidas no Comitê Operacional de Riscos e Controles Internos, e buscam manter a matriz atualizada com as mudanças do ambiente legal, regulatório e de negócios.
- **Avaliação:** Etapa onde são realizadas análises qualitativas e quantitativas pelas gerências de riscos e controles internos visando a definição dos atributos de impacto e vulnerabilidade, utilizados na priorização dos riscos a serem tratados. Isto inclui o levantamento e a análise dos controles já existentes, apurando-se, assim, os riscos residuais.
- **Tratamento:** Etapa em que é definida qual posição a empresa assumirá diante da exposição atual e potencial de um determinado risco, dentro das alternativas clássicas de evitar, mitigar (através de planos de ação e controles internos), transferir (via seguro ou hedge) ou aceitar. Esta decisão depende principalmente do grau de apetite ao risco da empresa, previamente homologado por seu Conselho de Administração. Assim sendo, os riscos reconhecidos como mais relevantes no âmbito das Empresas Eletrobras são priorizados e tratados através da implementação de planos de ação elaborados com base nas recomendações técnicas da gerência de gestão de riscos e controles internos, em parceria com os gestores de negócios, sempre considerando o nível de exposição validado pela Administração.
- **Monitoramento:** Atividades gerenciais contínuas e/ou avaliações, que visam o acompanhamento de indicadores de risco relevantes (KRIs); a supervisão da implantação e manutenção dos planos de ação definidos; e a verificação do alcance das metas pactuadas com os gestores. A fiscalização independente dos planos de ação se dá através das auditorias internas, dentro de seus planos de trabalho regulares.
- **Comunicação:** A comunicação do andamento do processo é permanente e se dá ao mesmo tempo que as demais etapas, atingindo todas as partes interessadas, em particular a Administração da empresa, sendo realizada de maneira clara e objetiva, respeitando as boas práticas de governança exigidas pelo mercado e as exigências dos órgãos reguladores como CVM, SEC e TCU.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Parte importante das atividades de gestão de riscos diz respeito à necessária aderência das Empresas Eletrobras à Lei Sarbanes-Oxley (SOX), tendo em vista que a Eletrobras possui Programa de ADRs (American Depositary Receipts) registrados no Nível II da Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE). A Eletrobras está sujeita à regulamentação e fiscalização da SEC, devendo seu ambiente de controles ser certificado, anualmente, o que significa realizar uma análise dos controles internos existentes e submetê-la à avaliação independente de seus auditores externos. A área de controle internos apoia os gestores na construção dos controles e na elaboração e acompanhamento dos planos de remediação de deficiências.

Anualmente, é arquivado junto à SEC o Formulário 20-F, contendo a opinião da Administração e de seus auditores independentes a respeito do ambiente de controles internos das Empresas Eletrobras entendidas como materiais. Internamente, o monitoramento de todas as ações necessárias a este arquivamento, bem como da adequada execução dos planos de ação, é de responsabilidade do Conselho Fiscal da Eletrobras, o qual, conforme facultado pela legislação norte-americana, teve suas atribuições ampliadas para funcionar como comitê de auditoria, nos moldes da referida legislação. Mensalmente, são feitos relatos ao Conselho Fiscal pelos auditores independentes, pela Auditoria Interna e pela gerência de riscos e controles internos acerca do status dos trabalhos da Certificação SOX.

O Conselho Fiscal da Eletrobras é o principal responsável pela eficácia do Programa de Remediação de Deficiências (PRD) que, desde 2012, é conduzido pela Diretoria Executiva para a eliminação das deficiências em controles internos apontadas tanto pelos testes da Administração quanto pelos auditores independentes.

Adicionalmente, conforme abordado neste Capítulo 4, o Conselho de Administração da Eletrobras possui Comitê específico de apoio e assessoramento nos temas relacionados à gestão de riscos, controles internos, práticas contábeis e auditoria, denominado Comitê de Auditoria e Riscos.

Desta forma, a Administração da Eletrobras monitora permanentemente seu ambiente de negócios, procurando refletir suas preocupações, bem como as de investidores e do mercado em geral, em seu processo de gestão de riscos.

Os potenciais eventos de riscos considerados como mais relevantes, e como tal são objeto de avaliação regular da Administração, são aqueles relacionados ao marco regulatório e renovação de concessões; fraude, corrupção e conduta antiética; cenário político e macroeconômico; novos negócios e gestão de SPEs; gestão do passivo contencioso; revisão tarifária na transmissão, na geração e na distribuição; risco hidrológico; riscos ambientais, mudanças climáticas e licenciamento ambiental; demonstrações contábeis e financeiras; disponibilidade de suprimentos; fluxo de caixa, captação de recursos e riscos de mercado.

Para maiores detalhes acerca dos fatores de riscos da Companhia e seu tratamento, verificar o Formulário de Referência e Formulário 20-F, ambos disponíveis no endereço www.eletrobras.com/instrumentosgestaoepoliticas.

❖ Certificação SOX:

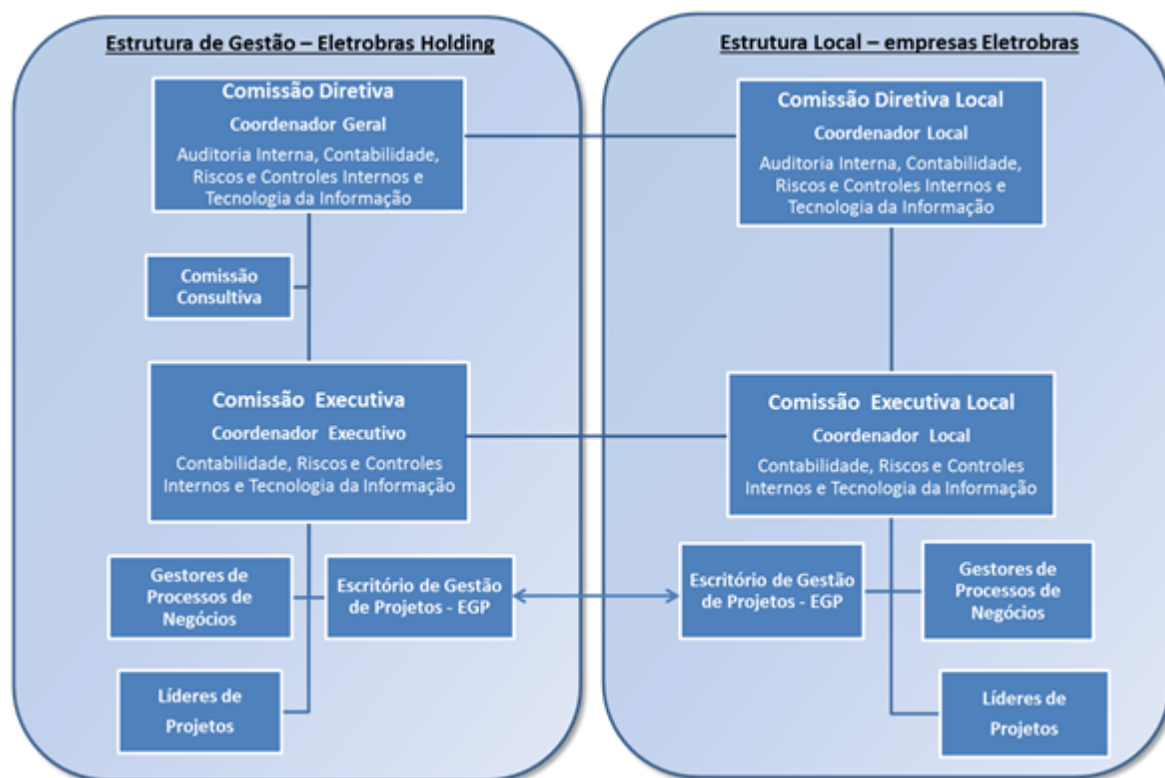
A Certificação SOX é o processo estabelecido pelas Empresas Eletrobras a fim de atender as exigências da Lei Sarbanes-Oxley e buscar a melhoria e adequação de sua estrutura de controles internos sobre as Demonstrações Financeiras. Este processo engloba:

- **Mapeamento de Processos:** atividade habitual e constante, que objetiva a identificação de riscos e de controles internos desenhados corretamente e que operem de acordo com a atividade executada pela área gestora;

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

- **Testes da Administração:** atividade periódica, que objetiva a avaliação da estrutura de controles internos, por meio da execução de testes que verifiquem a eficiência do desenho e a eficácia da operação dos controles internos. Os testes realizados são documentados. Este ciclo envolve também a auditoria pelo Auditor Independente dos controles internos sobre as demonstrações financeiras.
- **Programa de Remediação de Deficiências:** atividade habitual e constante, com o apoio da Administração da Eletrobras, que objetiva elaborar e implementar planos de ação capazes de remediar as deficiências identificadas pelos Testes da Administração ou pela avaliação da Auditoria Independente. No âmbito do Programa de Remediação ocorre a revisão ou elaboração de planos de ação para remediação das deficiências identificadas, monitoramento dos prazos e ações intermediárias para implementação do plano de ação, bem como no acompanhamento e orientação dos gestores responsáveis pelo controle deficiente e pela implementação de seu plano de ação. O intuito do Programa é garantir a execução tempestiva e correta das ações, inclusive após a implementação do plano, por meio, inclusive, da realização de testes que atestarão a eficácia e eficiência das ações implantadas para remediar as deficiências identificadas.

O patrocínio pela Administração é garantido pela formação de Comissões Diretivas e Executivas conforme estrutura a seguir:



Em 2015, a Eletrobras continuou investindo na manutenção de um robusto programa de controles internos em 11 empresas do grupo, buscando o aprimoramento contínuo do ambiente de controles internos e a eliminação das deficiências reportadas em seu Formulário 20-F/2013, último documento arquivado na SEC, entretanto, entende que o momento é propício para melhorar ainda mais seu ambiente de controles internos, bem como a sua governança e gestão de riscos.

O ambiente regulatório tornou-se mais complexo e, no Brasil, a Lei Anticorrupção nº 12.846/2013 aumentou a necessidade das empresas brasileiras em aprimorarem seus processos internos para identificação e avaliação de riscos e controles de anti-fraude e

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

anticorrupção. Esta Lei tem provocado uma nova tendência nas empresas brasileiras para implementar programas ainda mais robustos de compliance, cujo processo da Eletrobras encontra-se em andamento. Além disso, outras regulamentações aumentaram a complexidade das empresas listadas na NYSE e na BMF&Bovespa para lidar com aspectos relacionados a riscos e controles internos, tais como os comunicados técnicos divulgados pelo PCAOB (*Public Company Accounting Oversight Board*), a Instrução Normativa CVM nº 552, o COSO 2013 (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), entre outros.

Soma-se a este complexo ambiente regulatório, o momento atual da sociedade brasileira que clama por maior rigor no tratamento dos recentes escândalos de fraudes e corrupção, que se tornaram públicos em 2014. A Eletrobras, como empresa de economia mista e de capital aberto, entende ser imprescindível cada vez mais estruturar seus processos internos de tal forma a evitar que haja situações relacionadas à fraude ou corrupção e, ao mesmo tempo, esteja em conformidade com as principais exigências e marcos regulatórios relativos a riscos e controles internos, em especial a SOX.

4.8. Política de Hedge Financeiro

A Eletrobras apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis, bem como em seu fluxo de caixa. A Companhia possui descasamento entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente dos créditos que tem a receber do contratos de financiamento com Itaipu Binacional. Adicionalmente, existem exposições à taxa de juros Libor, relativas a contratos de captação externa. Como recurso para proteger-se dessas exposições, a administração da Empresa aprovou uma Política de Hedge Financeiro e um Programa de Operações com Instrumentos Derivativos.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o hedge dos descasamentos apresentados pela Eletrobras, a política aprovada elenca uma escala de prioridades, que privilegia soluções estruturais, contemplando o balanceamento natural das posições expostas. Posteriormente, também poderão ser analisadas operações com outros tipos de instrumentos financeiros e, finalmente, as operações com derivativos financeiros, as quais apenas serão realizadas de forma complementar e com o intuito exclusivo de proteger aqueles ativos e passivos indexados da Eletrobras e de suas controladas que apresentem algum descasamento, não podendo caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

De acordo com a Política, os desequilíbrios entre ativos e passivos que apresentem alguma forma de indexação deverão ser compensados, preferencialmente, com ações de cunho estrutural, que contemplem o balanceamento natural das posições expostas. Para exposições residuais poderão ser efetuadas operações com instrumentos financeiros derivativos, respeitadas determinadas diretrizes, com o intuito exclusivo de proteger aqueles ativos e passivos indexados da Eletrobras e de suas controladas que apresentem algum descasamento, não podendo caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

Neste contexto, estratégias de hedge cambial foram implementadas ao longo dos anos, priorizando as soluções estruturais, em linha com a Política de Hedge Financeiro. Dessa forma, foram captados, por exemplo, em 2009, US\$ 1 bilhão, por meio da emissão de bônus no mercado internacional, em 2010, um empréstimo sindicalizado de US\$ 500 milhões junto à CAF, em 2011, US\$ 495 milhões junto ao Banco Mundial e, em 2011, US\$ 1,75 bilhão, por meio de nova emissão de bônus no mercado internacional, reduzindo substancialmente a exposição cambial de balanço patrimonial da Companhia.

É importante notar que a Eletrobras tem realizado, em consonância com sua Política de Hedge Financeiro, permanentes avaliações dos riscos de taxas de juros existentes, com

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

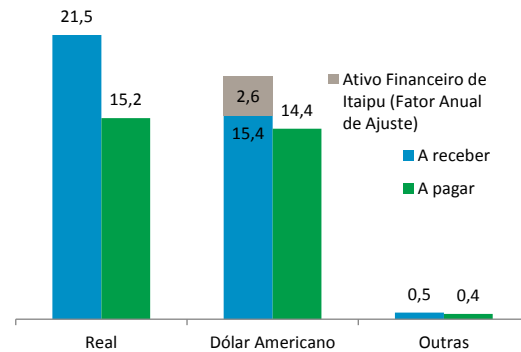
intuito de averiguar a necessidade de realização de novas operações de hedge para mitigar riscos que sejam considerados relevantes.

A Eletrobras gerencia seus riscos de mercado por meio do Comitê de Hedge Financeiro, que atua no âmbito da Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, e tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de hedge a serem apresentados à Diretoria Executiva da Eletrobras para apreciação. A Política de Hedge Financeiro é perfeitamente aderente à política de riscos corporativa.

O Comitê de Hedge Financeiro é um órgão não estatutário composto por 6 (seis) membros, sendo coordenado pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e com um representante de cada uma das seguintes áreas: (i) DFI – Departamento de Administração de Investimentos; (ii) DFO – Departamento de Planejamento Orçamentário; (iii) DFC – Departamento de Contabilidade; (iv) PGA – Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles; e (v) DFN – Departamento de Desenvolvimento de Negócios (este sem poder de voto).

As principais atividades do Comitê de Hedge Financeiro incluem (i) identificar e monitorar necessidades de hedge do Sistema Eletrobras; (ii) avaliar preliminarmente a adequação das estratégias e dos instrumentos de hedge aos padrões de risco definidos pela Eletrobras; (iii) aprovar instrumentos para fins de hedge financeiro; (iv) aprovar montantes e taxas de referência para contratação dos instrumentos; (v) aprovar o momento em que as operações sejam contratadas; e (vi) acompanhar resultados das operações, verificando sua aderência aos mandatos definidos pela Diretoria Executiva da Eletrobras.

Em 31 de dezembro de 2015, a Eletrobras possuía a estrutura de financiamento, apresentada ao lado, por moeda, em R\$ bilhões.



4.9. Compliance e Práticas Anticorrupção

Apesar da Eletrobras já vir conduzindo a implantação do Programa de Compliance (Integridade Corporativa) desde maio de 2014, a Diretoria Executiva criou, em 2015, a Superintendência de Conformidade e Gestão de Riscos subordinada diretamente ao Presidente da Holding. O Superintendente de Conformidade e Gestão de Riscos é indicado pelo Conselho de Administração e realiza reportes frequentes a este colegiado.

A nova estrutura é composta pelo Departamento de Conformidade direcionado ao desenvolvimento das práticas de integridade corporativa e pelo Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos, responsável pelo desenvolvimento da gestão integrada de riscos e do aprimoramento da carteira de controles internos voltados aos riscos priorizados e materiais à empresa.

Com o objetivo de reforçar ainda mais a estrutura de governança da Companhia, o Conselho de Administração da Eletrobras, em fevereiro de 2016, aprovou a criação da Diretoria de Governança, Gestão de Risco e Conformidade. A nova Diretoria estará dedicada à assegurar a conformidade dos processos e controles internos e garantir a observância dos regulamentos internos, legislações brasileiras e estrangeiras aplicáveis à Companhia, em especial a Lei Norteamericana Foreign Corrupt Practices Act 1977, a Lei anticorrupção brasileira número 12.846/2013 e o Código de Ética das Empresas Eletrobras, mitigando os riscos envolvidos e coordenando as atividades correspondentes nas empresas controladas. O novo diretor deverá ser escolhido dentre executivos e profissionais previamente selecionados por empresa de Head Hunter a ser contratada.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

O Programa de Compliance das Empresas Eletrobras possui manual próprio divulgado e aplicável a todos os colaboradores, dirigentes e conselheiros fiscais.

Ao longo de 2015, conforme abordado no Capítulo 4, a Eletrobras realizou treinamento de Compliance para os administradores e conselheiros fiscais de suas empresas, tendo lançado para esse público o "Guia de Compliance dos Administradores e Conselheiros Fiscais". Desde 2014, a Companhia realiza a Semana de Cultura Ética, na qual o tema Compliance é apresentado por meio de palestras aos colaboradores.

A Eletrobras também realizou treinamento presencial, em 2015, sobre o Programa de Compliance - Lei Contra Prática de Corrupção Estrangeira (FCPA), Lei Brasileira 12.846/13 e Decreto 8.420/2015, para representantes das áreas com maior exposição aos riscos de compliance, ou seja, assistentes de diretores, área de suprimento, jurídico, área de patrocínios, entre outros.

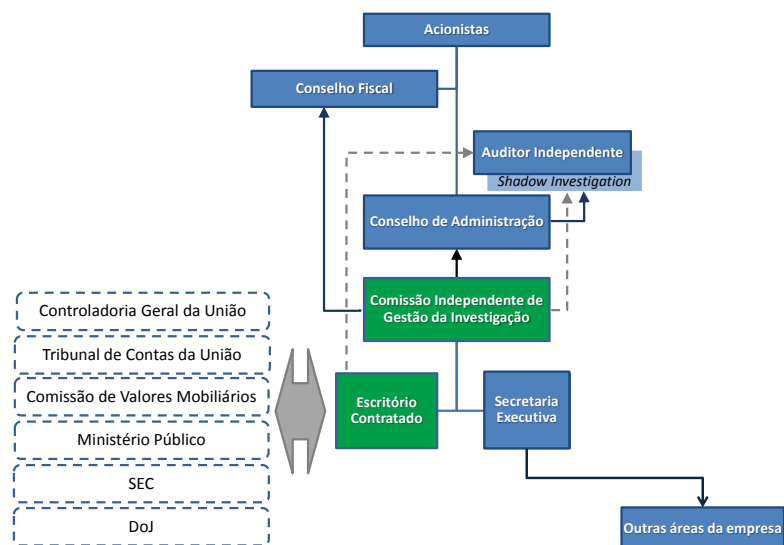
Considerando as alegações ventiladas em conexão com a Operação da Polícia Federal denominada "Lava Jato", fazendo menção a alguns projetos e dirigentes das Empresas Eletrobras, o Conselho de Administração decidiu pela realização de uma investigação independente, a qual está sendo conduzida pelo escritório de advocacia norte-americano Hogan Lovells, conforme será melhor abordado a seguir.

4.10. Processo de Investigação Independente

A Companhia, desde o exercício de 2015, vem enfrentando alguns desafios decorrentes da operação "Lava Jato" em que foi mencionado o suposto envolvimento de ex-dirigente da controlada Eletrobras Termonuclear S.A. – Eletronuclear ("Eletronuclear") e supostas irregularidades em determinados empreendimentos, desenvolvidos através de sociedade de propósito específico, na qual as Empresas Eletrobras possuem participação minoritária de até 49% (quarenta e nove por cento).

Em razão dessas notícias, a Companhia abriu 3 (três) comissões de correição na Eletrobras, a fim de verificar processos de contratação de empreiteiras pelas referidas empresas. Considerando as limitações dos métodos de trabalho dessas Comissões, o Conselho de Administração da Eletrobras decidiu pela contratação de um escritório com a expertise necessária para conduzir uma investigação independente com o intuito de avaliar a eventual existência de irregularidades que violem o Foreign Corruption Practice Act (FCPA), a Lei anti-corrupção brasileira e/ou o Código de Ética da Eletrobras em determinados empreendimentos, tendo o escritório de advocacia Hogan Lovells sido contratado em 10 de junho de 2015 com essa finalidade.

A Eletrobras não pôde arquivar tempestivamente o Formulário 20F relativo ao exercício de 2014, sendo requerido, de acordo com a legislação norte-americana, procedimentos adicionais de auditoria e investigação que se encontram em curso. A Bolsa de Valores de Nova York concedeu o prazo de até 18 de maio de 2016 para a Companhia proceder o referido arquivamento. Além disso, enquanto tais investigações não são concluídas, a Eletrobras vem arquivando seus balanços trimestrais e anual do exercício de 2015, no Brasil,



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

acompanhados dos pareceres dos auditores independentes com ressalvas por limitação de escopo.

Com vistas a garantir mais transparência e independência às investigações demandadas pelo Conselho de Administração da Eletrobras, em 31 de julho de 2015, o próprio Conselho aprovou a criação da Comissão Independente de Gestão da Investigação que supervisiona os trabalhos de investigação em andamento do escritório contratado Hogan Lovells. Para tal Comissão, o Conselho aprovou a indicação da Dra. Ellen Gracie Northfleet e do Dr. Durval José Soledade Santos, respectivamente, ex-ministra do Supremo Tribunal Federal e ex-diretor da Comissão de Valores Mobiliários, bem como a participação o Sr. Manoel Jeremias Caldas Leite, então membro do conselho fiscal, como representante dos acionistas minoritários.

Na medida em que os citados trabalhos de investigação pela empresa especializada independente evoluírem e produzirem informações e dados suficientes para que a Companhia avalie, de acordo com a legislação do Brasil e dos Estados Unidos da América, os eventuais impactos sobre as Demonstrações Financeiras Completas e Formulários 20F, será dado aos mesmos o tratamento legal e regulamentar pertinente.

A Companhia, através da alta administração, auditores internos e Conselho Fiscal, vem acompanhando as investigações e também as eventuais denúncias que são divulgadas e está empenhada em adotar as medidas necessárias para aprimorar sua governança e sistemas de controles internos, conforme abordado em outros capítulos deste Relatório. A Administração repudia toda forma de fraude e corrupção.

A propósito da operação supracitada, entre 22 de julho e 15 de agosto de 2015, duas ações coletivas referentes a valores mobiliários foram movidas contra a Eletrobras, alguns de seus dirigentes e um ex-dirigente no Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova Iorque (SDNY). Em 2 de outubro de 2015, essas ações foram consolidadas e o Tribunal nomeou os líderes dos requerentes, Dominique Lavoie e a cidade de Providence. Os requerentes apresentaram uma reclamação aditada consolidada em 8 de dezembro de 2015, supostamente em nome de investidores que compraram títulos da Eletrobras negociados na Bolsa de Valores de Nova Iorque, entre 17 de agosto de 2010 e 24 de junho de 2015 e, em 26 de fevereiro de 2016, apresentaram uma segunda reclamação aditada consolidada. A segunda reclamação aditada consolidada alega, entre outras coisas, que a Eletrobras e os réus individuais sabiam ou deveriam saber da suposta fraude cometida contra a Companhia por um cartel de empresas de construção, bem como dos subornos e propinas supostamente solicitados e recebidos pelos empregados da Eletrobras; que a Eletrobras e os réus individuais prestaram declarações distorcidas materialmente relevantes bem como se omitiram em relação à suposta fraude; e que o preço das ações da Companhia caiu quando a suposta fraude foi divulgada.

Por causa de inúmeras incertezas relacionadas a todas as questões que afetam a determinação razoável de um montante para causa, a Companhia não está apresentando um valor estimado para a causa. A Companhia não é capaz de mensurar qualquer estimativa razoável da potencial perda desses litígios. Caso ocorra uma decisão contrária ou um acordo, a Companhia poderá pagar valores substanciais, os quais poderão ter efeito substancial, em sua posição financeira, em seus fluxos de caixa e resultados futuros. A Eletrobras contratou assessores jurídicos norte-americanos e está se defendendo contra as alegações feitas nas ações propostas.

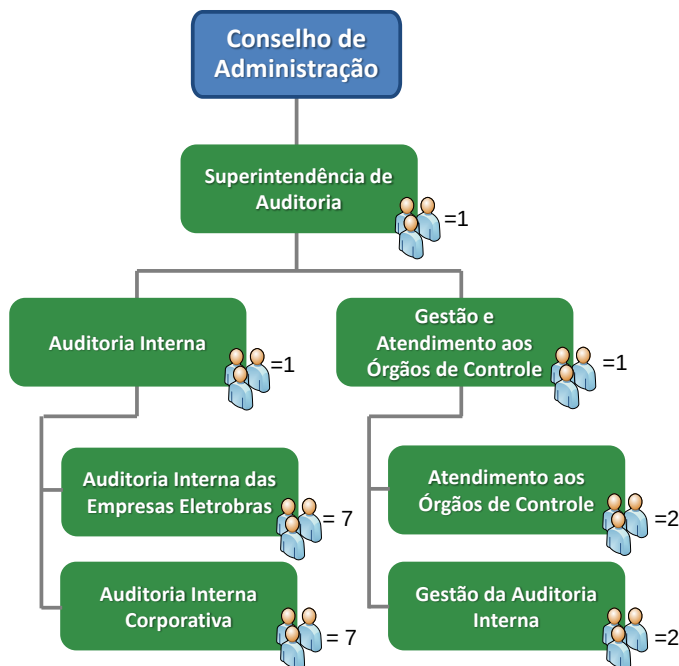
Esse assunto foi também tratado na Nota Explicativa número 4.1.1 – “Lava Jato” das Demonstrações Financeiras Completas relativas ao exercício encerrado em 2015.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

4.11. Auditoria Interna

A Superintendência de Auditoria está vinculada ao Conselho de Administração da Eletrobras, de forma atuar com independência, conforme preconizado no Regulamento Interno da Auditoria da Eletrobras.

A designação e a exoneração do titular da Auditoria são submetidas, pela Diretoria Executiva, à aprovação do Conselho de Administração e à aprovação da Controladoria-Geral da União – CGU, conforme parágrafo 1º, artigo 5º do Regulamento Interno da Auditoria.



A crescente necessidade de otimização de resultados da Eletrobras impulsiona a organização a buscar cada vez mais a eficiência em suas operações e um nível satisfatório de retorno aos seus investimentos, por meio da identificação de oportunidades e estratégias para minimizar riscos aos seus negócios. A Auditoria Interna da Eletrobras, como elemento-chave no processo de contínua avaliação das suas atividades e processos, está adequadamente sincronizada nesse cenário.

Assim, utilizando-se de métodos e técnicas formais de amostragem e de coleta de dados, com a capacitação dos auditores internos e

crieroso acompanhamento das ações entre auditor e auditado, a Auditoria Interna leva sempre em consideração os riscos corporativos reconhecidos formalmente pela alta administração, atendendo aos fatores de governança corporativa usualmente aceitos no mercado.

Nesse contexto, como resultado da execução de todas as suas atividades previstas em seu planejamento anual ou extraordinário, a Auditoria Interna possibilita a garantia de uma maior eficiência dos processos internos da Companhia, a mitigação das ocorrências de fraudes financeiras, considerando sua participação na execução dos testes da administração para fins de certificação SOX, conforme abordado nesse Capítulo 4, o atendimento eficaz às demandas dos órgãos de controle, e a aderência das operações empresariais às normas internas e regulamentações do mercado.

No exercício de 2015, foram produzidos 43 Relatórios de Auditoria, dentre os quais destacam-se aqueles referentes a SPEs, empresas de distribuição de energia elétrica, Contratos de Metas e Desempenho Empresarial, fundos setoriais administrados pela Eletrobras, controles de Compliance à Lei Anticorrupção e Ouvidoria. Além disso, a auditoria está acompanhando e contribuindo para o desenvolvimento dos trabalhos de investigação independente realizado pelo Hogan Lovells.

Todos os Relatórios de Auditoria foram enviados às respectivas Diretorias das áreas auditadas, para as devidas providências e, trimestralmente, foram verificadas, pela Superintendência de Auditoria, as ações adotadas para fins de atendimento às recomendações constantes nos citados Relatórios.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

De igual forma, os resultados dos trabalhos da auditoria são apresentados à Controladoria Geral da União – CGU, por meio do Relatório Anual de Atividades de Auditoria Interna – RAIN, em conformidade a Instrução Normativa Nº 24, de 17/11/2015, expedida por aquele Órgão. De acordo com essa nova Instrução Normativa, o RAIN passará a ser publicado no *website* da Companhia na Internet a partir do RAIN relativo ao exercício de 2015.

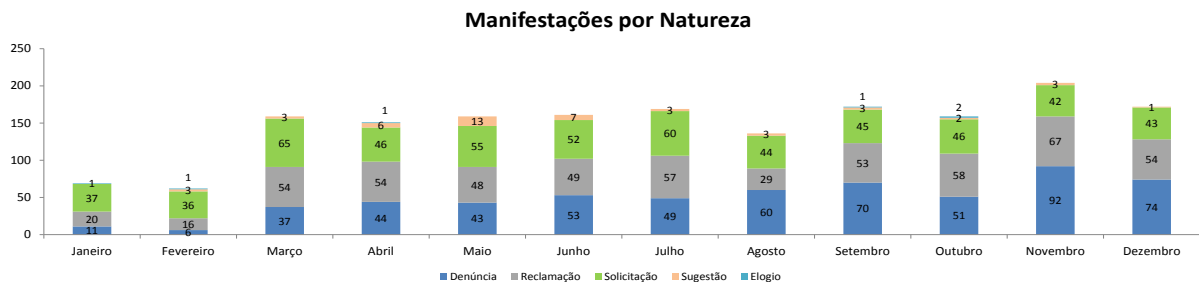
4.12. Ouvidoria

“As organizações devem possuir meios próprios, tais como canais de comunicação formal, para acolher opiniões, críticas, reclamações e denúncias das partes interessadas. Tal canal deve ter a necessária independência e, em todos os casos, garantir a confidencialidade de seus usuários e promover, de forma tempestiva, as apurações e providências necessárias. [...] O conselho de administração, o comitê de auditoria e/ou o comitê de conduta, se houver, devem acompanhar o processamento das denúncias, na forma e periodicidade definidas por seu regimento ou pelo código de conduta, e aprovar as conclusões e dar ciência dos resultados da investigação ao autor da mensagem/denunciante” (Código de Melhores Práticas do IBGC, 5ª ed., p. 95).”

A Ouvidoria-Geral da Eletrobras é vinculada à Presidência, responsável pela interação da empresa com seus públicos interno e externo, por meio do recebimento e do processamento de todo tipo de manifestação válida. A Ouvidoria-Geral define como “manifestação” todo tipo de comunicação recebida. As manifestações são tipificadas como Denúncia, Elogio, Reclamação, Solicitação e Sugestão, conforme Instrução Normativa nº1/2014, da Controladoria-Geral da União - CGU.

- **Denúncia:** Comunicação de prática de ato ilícito cuja solução dependa da atuação da Eletrobras ou de órgão de controle interno ou externo;
- **Elogio:** Demonstração ou reconhecimento de satisfação sobre o serviço oferecido ou atendimento recebido;
- **Reclamação:** Demonstração de insatisfação ou desagrado diante de ação, omissão ou tratamento dispensado por colaborador ou área da empresa;
- **Solicitação:** Requerimento de adoção de providência por parte da Eletrobras;
- **Sugestão:** Proposição de ideia ou formulação de proposta de aprimoramento de políticas e serviços prestados pela Eletrobras.

Manifestação por Tipo na Eletrobras Holding	2015	2014
Denúncia	590	61
Reclamação	559	135
Solicitação	571	888
Sugestão	47	14
Elogio	6	3
Total	1.773	1.101



Todas as Empresas Eletrobras possuem suas ouvidorias, cujos endereços de contato podem ser consultados em seus respectivos sites.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

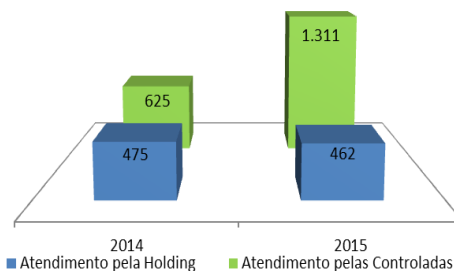
Canais Ouvidoria da Eletrobras

A Ouvidoria-Geral da Eletrobras pode ser contatada pelos telefones (21) 2514-4526/5895 ou por meio de carta para Av. Presidente Vargas, 409/17º andar - Centro - Rio de Janeiro/RJ - CEP: 20071-003. O contato também pode ser feito pessoalmente, no mesmo endereço.

- Canal de Ouvidoria (presencial, telefone, e-mail e Sistema de Gestão da Ouvidoria – SOU, intranet, site na internet, também recebe denúncias éticas, encaminhadas à Comissão de Ética da Eletrobras – “canal da ética”)
- Canal de Gênero (mesmos da Ouvidoria, menos internet)
- Canal Denúncia (sites de todas as Empresas Eletrobras na internet)
- Caixa de Correio “Ouvidoria” (ouvidoria@eletrobras.com)
- Caixa de Correio “PRO - Ouvidoria-Geral” (PRO@eletrobras.com)
- Caixa de Correio “Fale com o Presidente” (falecomopresidente@eletrobras.com)
- Sistema de Informação ao Cidadão - SIC (site na internet – acompanhamento/gestão da tramitação diretamente pela Controladoria Geral da União - CGU)

Em todos esses acessos – com exceção do e-SIC, onde a identificação do solicitante é obrigatória, de acordo com a Lei de Acesso à Informação – é garantindo ao solicitante, tanto interno quanto externo, o sigilo das informações e não é necessária sua identificação. O processo de atendimento é totalmente informatizado por meio do Sistema de Gestão da Ouvidoria (SOU).

Manifestações recebidas pela Holding



As Ouvidorias das Empresas Eletrobras têm como responsabilidade, expressa em seus instrumentos normativos, a manutenção/guarda do sigilo do conteúdo e dos dados de identificação do manifestante/denunciante. Todas as denúncias, independentemente de identificação de denunciante ou origem, que tiverem elementos suficientes para sua apuração são avaliadas e encaminhadas para as áreas competentes, para verificação de sua veracidade e tomada de providências. Ao lado são

apresentados o total de manifestações recebidas pela Holding, porém subdivididas naquelas que cabiam à Eletrobras holding e aquelas que foram direcionadas para as Controladas, nos anos de 2014 e 2015.

De acordo com a norma interna da Ouvidoria, o tratamento das manifestações recebidas deve prezar pela confidencialidade, pela imparcialidade e pela ética, além de resguardar o sigilo do conteúdo e dos dados dos manifestantes. As manifestações podem ser identificadas, como sigilosas ou anônimas. O anonimato é garantido, sendo que neste caso o manifestante abre mão do direito de resposta personalizado, mas nos casos de manifestação anônima com contato (específico), a resposta é enviada com restrição de detalhamento.

A norma interna da Ouvidoria, em atendimento às orientações da Controladoria-Geral da União, estabelece o prazo de atendimento e resposta ao manifestante de até 20 dias. A norma, contudo, prevê o atendimento à Instrução CVM 529/2012, quando institui o prazo de 15 dias para atendimento ao público acionista investidor, com atendimento específico.

Em 2015, as Ouvidorias das Empresas Eletrobras receberam 37.097 manifestações, das quais 34.158 (92%) foram concluídas e 2.939 (8%) encontravam-se em andamento em 31 de dezembro de 2015. Na comparação com 2014, o quantitativo de manifestações teve um aumento expressivo de 100%, o que se justifica pela aquisição da Celg-D e da respectiva entrada de Ouvidoria em 2015.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Em 2015, a Ouvidoria da Eletrobras voltou a ser subordinada diretamente ao maior nível executivo da Companhia, qual seja a Presidência, e teve sua norma, que especifica seus processos, alterada para que pudesse atender melhor às exigências do Programa de Compliance.

Essas alterações fortaleceram seus mecanismos de relato aos níveis de governança da empresa com o estabelecimento, em norma interna, de obrigatoriedade e periodicidade de encaminhamento de relatórios trimestrais aos Conselhos Fiscal e de Administração, além de relatórios mensais à Diretoria Executiva. Essas alterações estabeleceram metas mais audaciosas, para dar mais apoio à gestão de riscos da Companhia, através da integração de dados e gestão de informações entre as ouvidorias das Empresas Eletrobras e definição de novos indicadores quantitativos, de desempenho, além de metas de tempo de resposta e qualidade no atendimento. Além disso, ampliou a prestação de contas de sua atuação e resultados, com a implantação de relatos pela intranet e às instâncias de Compliance, Diretoria Executiva e Conselhos de Administração e Fiscal.

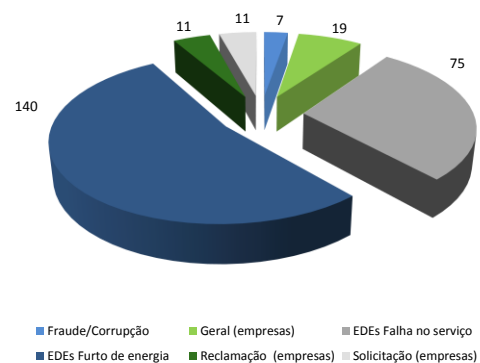
Em 2015, assim como em 2014, a maior parte das manifestações foi registrada por pessoas externas à empresa (não empregados/colaboradores). Houve, ainda, um aumento significativo de 165% das manifestações registradas anonimamente.

O Manual de Compliance referente à Política de Anticorrupção e o Guia do Colaborador, encaminhado a todos os colaboradores das Empresas Eletrobras, ressaltam a premissa de não retaliação, assim como a garantia da existência de canais de recebimento de denúncias anônimas ou com sigilo.

❖ Canal Denúncia:

Criado em atendimento à Lei Sarbanes-Oxley (SOX) para recebimento exclusivo de denúncias sobre possíveis irregularidades ou fraudes contábeis e/ou financeiras nas Empresas Eletrobras, assim como de denúncias de possíveis casos de corrupção em violação às leis de anticorrupção nacional e FCPA, a partir do Programa de Compliance, o Canal Denúncia recebeu, em 2015, 263 manifestações. Destas, 97% não se encaixavam no objetivo específico do Canal, conforme tabela a seguir.

Quantidade de Manifestações via Canal Denúncia 2015



Desta forma, ao compararmos especificamente o total de denúncias de fraude/corrupção recebidas em 2015 pelo Canal Denúncia, que foram 7 denúncias, com o número de 2014, que foram 12, foi observada uma redução de 42%. Quando contabilizados todos os canais de ouvidoria das Empresas Eletrobras e não somente o Canal Denúncia, em 2015, foram recebidas 42 denúncias classificadas com o tema fraude/corrupção. Todas as denúncias passaram por avaliação e verificação e, em 31 de dezembro de 2015, 50% delas haviam sido concluídas.

Desde março de 2015, todas as manifestações recebidas pelo Canal Denúncia passaram a ser registradas no Sistema de Ouvidoria (SOU), para maior confiabilidade na gestão das informações e na geração de relatórios quantitativos, além da maior possibilidade de acompanhamento da tramitação das denúncias.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

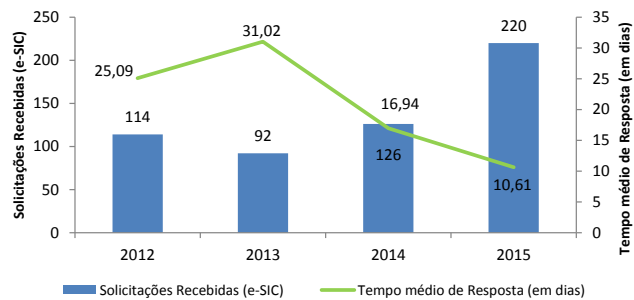
❖ SIC - Serviço de Informação ao Cidadão – Lei de Acesso à Informação:

Em atendimento à Lei de Acesso à Informação nº 12.527, a Eletrobras deve disponibilizar dados referentes à sua gestão para consultas e solicitações dos órgãos públicos e da sociedade em geral, independentemente da origem da manifestação. A Ouvidoria-Geral é responsável por este Canal na Eletrobras e cada Empresa Eletrobras é responsável pelo seu e-SIC. O Sistema da CGU considera cada Empresa Eletrobras independentemente da holding.

No ano de 2015, as Empresas Eletrobras receberam o total de 804 pedidos de informações por este canal. Dessas, 762 (95%) foram respondidas e 42 encontram-se em tramitação para resposta. Entre as Empresas Eletrobras, a holding, conforme gráfico ao lado, foi a que mais recebeu solicitações pelo e-SIC em 2015: foram 220 (27% do total de manifestações recebidas por todas as empresas), sendo 98% já respondidas.

Em comparação com o ano anterior, houve um aumento de 74,6% no quantitativo de solicitações de informação recebidas por este canal pela holding.

Serviço de Informação ao Cidadão - SIC



Estatísticas da Pesquisa de Satisfação	Manifestação/Atendimento		2015	2014
	😊	Foi atendida plenamente em	38,85%	41,88%
	😐	Foi atendida parcialmente	23,74%	27,35%
	😞	Não foi atendida	37,41%	30,77%
	Ouvidoria no Site		2015	2014
	😊	De fácil entendimento	67,65%	66,36%
	😐	Pode ser melhorado	23,53%	25,45%
	😞	De difícil entendimento	8,82%	8,18%
	Prazo para Solução (%)		2015	2014
	😊	Rápido e eficiente	48,89%	48,65%
	😐	Bom, mas poderia ser mais	22,22%	27,03%
	😞	Ruim, demorou muito	28,89%	24,32%

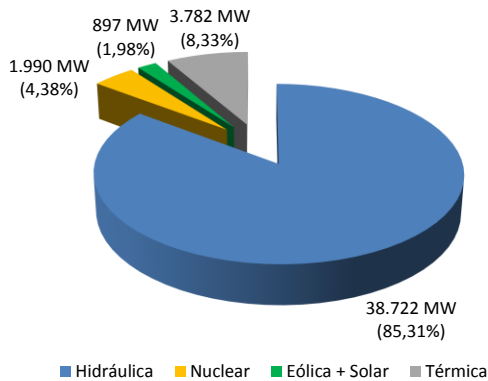
Após a conclusão da manifestação pela Ouvidoria, o manifestante recebe uma solicitação para que responda à pesquisa de satisfação de atendimento.

Em 2015, a taxa de resposta à pesquisa e avaliação continuou proporcionalmente baixa, aproximadamente 10%, a mesma verificada no ano anterior, apesar do aumento nominal do número de manifestações registradas.

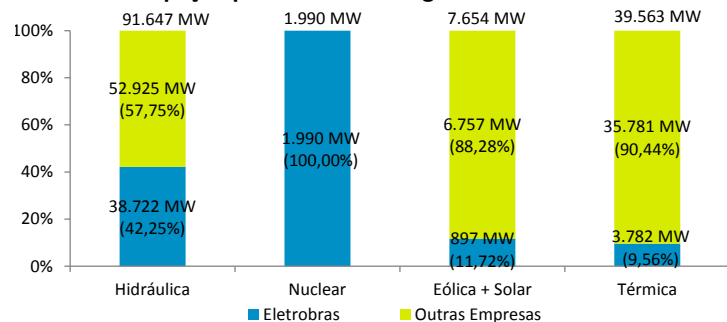
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

país, em 2015, do total instalado no país para esse tipo de fonte de energia, 41% pertence à Eletrobras.

Capacidade Instalada por Fonte de Energia

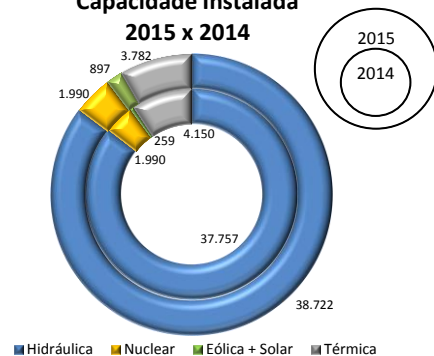


Participação por Fonte de Energia na Matriz Brasileira



Ao lado, encontra-se o incremento da capacidade instalada da Eletrobras, por fonte, durante o ano de 2015, em comparação à 2014, podendo ser destacado que houve um incremento de 245% em solar e eólica.

Capacidade Instalada 2015 x 2014



❖ Capacidade Instalada por Tipo de Ativo:

A capacidade instalada da Eletrobras, no Brasil, pode ser dividida de acordo com o regime de exploração e participação acionária em: (i) Usinas Corporativas; (ii) Usinas Corporativas Sob Regime de O&M; (iii) Usinas Corporativas prorrogadas pela Lei 13.182/2015; (iv) Usinas Compartilhadas; (v) SPEs; e (v) SPEs em regime de O&M, conforme a seguir demonstrado. Os ativos sob regime de O&M são aqueles referentes às concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013.

A coluna alavancada indica o total de capacidade instalada dos empreendimentos que contam com a participação das Empresas Eletrobras, indicando que a Eletrobras contribui com 59.015 MW da capacidade instalada total do país, o que representa cerca de 42% do SIN.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Empresa Eletrobras	Hidráulica		Eólica/Solar		Nuclear		Térmica		Total	
	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado
Usinas Corporativas	10.056	10.056	135	135	1.990	1.990	3.771	3.771	15.952	15.952
Eletronorte	8.782	8.782	-	-	-	-	499	499	9.281	9.281
Chesf	4	4	-	-	-	-	347	347	350	350
Furnas	834	834	-	-	-	-	530	530	1.364	1.364
Eletronuclear	-	-	-	-	1.990	1.990	-	-	1.990	1.990
Eletrosul	159	159	135	135	-	-	-	-	294	294
CGTEE	-	-	-	-	-	-	670	670	670	670
Amazonas GT	278	278	-	-	-	-	1.285	1.285	1.563	1.563
Amazonas Energia	-	-	-	-	-	-	440	440	440	440
Ceron	0	0	-	-	-	-	-	-	0	0
Usinas Corporativas sob Regime de O&M	13.910	13.910	-	-	-	-	-	-	13.910	13.910
Eletronorte	78	78	-	-	-	-	-	-	78	78
Chesf	9.215	9.215	-	-	-	-	-	-	9.215	9.215
Furnas	4.617	4.617	-	-	-	-	-	-	4.617	4.617
Usinas Corporativas prorrogadas pela lei 13.182/2015	3.132	3.132	-	-	-	-	-	-	3.132	3.132
Chesf	1.050	1.050	-	-	-	-	-	-	1.050	1.050
Furnas	2.082	2.082	-	-	-	-	-	-	2.082	2.082
Usinas Compartilhadas	7.944	15.850	-	-	-	-	-	-	7.944	15.850
Furnas	766	1.487	-	-	-	-	-	-	766	1.487
Eletrosul	178	363	-	-	-	-	-	-	178	363
Itaipu	7.000	14.000	-	-	-	-	-	-	7.000	14.000
Sociedade de Propósito Específico (SPE)	3.277	8.051	762	1.290	0	0	11	23	4.050	9.364
Eletobras	-	-	13	26	-	-	-	-	13	26
Eletronorte	64	131	46	94	-	-	11	23	121	247
Chesf	619	1.518	283	487	-	-	-	-	902	2.005
Furnas	1.861	4.651	46	94	-	-	-	-	1.906	4.744
Eletrosul	733	1.751	375	590	-	-	-	-	1.108	2.342
SPE em Regime de O&M	403	808	-	-	-	-	-	-	403	808
Furnas	403	808	-	-	-	-	-	-	403	808
Total por Fonte	38.722	51.807	897	1.425	1.990	1.990	3.782	3.794	45.391	59.015

❖ Energia Gerada:

As Empresas Eletrobras geraram, em 2015, o total de 166.108 GWh, considerando a proporção da sua participação no capital investido, o que representou uma redução de 5,5 % em relação a 2014, conforme verificado na tabela a seguir:

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Energia Gerada (GWh)			
Empresas Eletrobras	2015	2014	Crescimento
Eletrobras	39,9	40,5	-0,6
Itaipu Binacional	44.607,70	43.897,70	710,0
Eletronorte	37.796,50	42.876,20	-5.079,70
Chesf	27.900,00	29.945,70	-2.045,7
Furnas	27.384,80	31.827,00	-4.442,2
Eletronuclear	14.808,30	15.433,30	-625,0
Eletrosul	5.376,60	2.902,80	2.473,8
CGTEE	2.212,00	2.462,90	-250,9
Amazonas GT	4.459,80	6.320,20*	-337,6
Amazonas Energia	1.522,80		
Total Eletrobras	166.108,27	175.706,30	-9.598,00
Total Crescimento (%)			-5,50%

* Este valor se refere à Amazonas Energia que iniciou processo de desverticalização em 2015.

O baixo índice de geração dos últimos anos se deve à situação hidrológica desfavorável do Sistema Interligado Nacional, com o aumento da geração térmica e consequente deslocamento da geração hidráulica, bem como pela queda na carga verificada. Assim, a redução de geração de energia de fonte hidráulica em razão da baixa hidrologia do período e maior despacho térmico pelo Operador Nacional do Sistema elétrico - ONS, afetou as Empresas Eletrobras, em 2015, que possuem predominância de empreendimentos de base hidroelétrica.

A geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional é coordenada e comandada pelo ONS, sob fiscalização da Aneel, que define a "geração ótima" do SIN. A operação feita pelo ONS tem por objetivo básico a gestão dos recursos energéticos. A partir dela, o ONS assegura o atendimento presente e futuro (segurança no suprimento) e busca a operação ao menor custo (otimização econômica), sempre fazendo uso de critérios técnicos descritos nos Procedimentos de Rede.

No caso da Eletronorte, a UHE Tucuruí teve menor geração em 2015 comparado a 2014, devido a queda do fluxo hidrológico na bacia do Rio Tocantins. Em 2014, o volume de vazões ao longo do ano foi praticamente igual à média de longo termo (MLT), enquanto que, em 2015, esse percentual foi de apenas 80% da média histórica, ou seja, uma redução de cerca de 20%, o que afetou diretamente a capacidade de geração da UHE Tucuruí.

Na tabela a seguir é apresentado o fator de disponibilidade operacional na geração dos empreendimentos com participação da Eletrobras e na segunda tabela fator de disponibilidade por fonte primária:

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Disponibilidade Operacional na Geração (%)				
Empresas Eletrobras	2015		2014	
	Usinas Corporativas e Compartilhadas	SPEs	Usinas Corporativas e Compartilhadas	SPEs
Eletrobras	-	98,28	-	96,83
Eletronorte	91,75	86,80	93,25	-
Chesf	78,5	98,26	82,64	98,62
Furnas	90,24	97,30	87,33	n/d
Eletronuclear	84,61	-	88,84	-
Eletrosul	92,15	98,66	89,84	66,86
CGTEE	50,43	-	60,14	-
Itaipu Binacional	96,06	-	96,16	-
Amazonas GT	91,91	-	-	-

A tabelas seguinte apresenta o Fator de Disponibilidade por fonte primária e sua evolução em relação ao ano de 2015x2014:

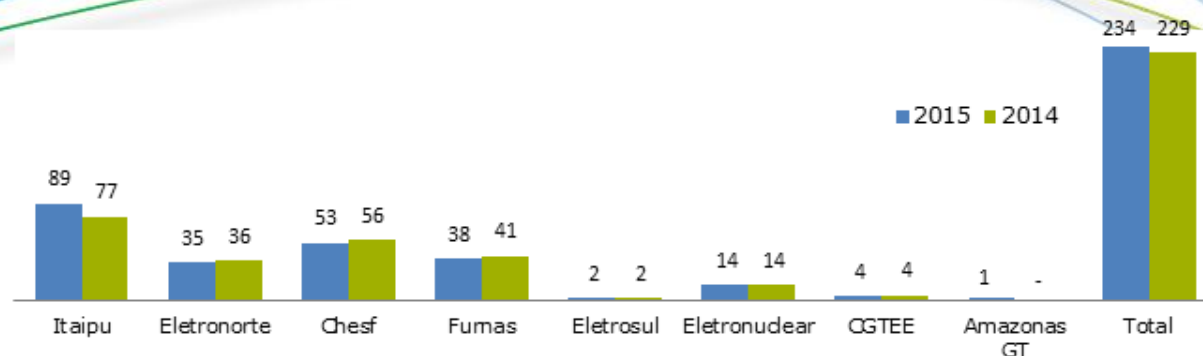
Fator de Disponibilidade (%)				
Fonte de Energia Primária	2015		2014	
	Usinas Próprias, Propriedade Compartilhada e Itaipu Binacional	Sociedades de Propósito Específico – SPEs	Usinas Próprias, Propriedade Compartilhada e Itaipu Binacional	Sociedades de Propósito Específico – SPEs
Hídrica	88,44	97,99	89,60	98,64
Óleo	90,61	-	91,73	-
Gás	85,90	-	71,97	-
Carvão	50,43	-	60,14	-
Eólica	98,70	61,33	-	92,85
Urânio	84,61	-	88,84	-

Média da Eficiência de Geração de Termelétricas por Fontes de Energia e por Regime Regulatório (%)		
Fonte de Energia Primária	2015	2014
Carvão	28,34	29,6
Gás Natural	37,27	37,5
Óleo	40,73	30,9
Urânio	35,8	35,4

❖ **Comercialização:**

A tabela a seguir apresenta o volume de energia vendida, em 2015, pelas Empresas Eletrobras, excluída a comercialização de energia de curto prazo. Em termos de evolução do mercado de energia, as Empresas Eletrobras, em 2015, venderam 234 TWh de energia, contra 229 TWh negociados no mesmo período do ano anterior, o que representa um aumento de 2,1%.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho



5.2. Expansão e Investimentos Geração

No ano de 2015, o total de investimentos em geração foi de R\$ 5,675 bilhões, 76% dos R\$ 7,461 bilhões aprovados para o orçamento de 2015. Destaca-se, em 2015, a ampliação do Complexo Eólico do Livramento, a entrada em operação dos Complexos Eólicos Hermenegildo, VamCruz, Santo Sé II, Chapada do Piauí I, Geribatu, Chuí e Serra das Vacas, assim como a entrada de novas unidades geradoras das UHEs Santo Antônio e Jirau. Em contrapartida, houve a suspensão da operação comercial das UTEs Presidente Medici (Fase A), São Jerônimo, Nutepa, Electron, Cidade Nova e Distrito.

❖ Agregação Física:

Em 2015, a entrada de novas usinas e unidades geradoras representou um acréscimo à capacidade instalada da Eletrobras de 1.603 MW, sendo que com a redução de 368 MW de térmicas, houve uma agregação líquida total de 1.236 MW, representada pela tabela a seguir:

Fontes	2015	2014	Agregação Eletrobras (MW)	Agregação Alavancada pela Eletrobras (MW)*
Fontes Limpas	41.609	40.006	1.603	3.343
Eólica + Solar	897	259	638	1.084
EOL Complexo Eólico Hermenegildo	163	0	163	163
Parques eólicos Geribatu I a X	126	0	126	258
Parques eólicos Chuí I a V, e Minuano I e II	71	0	71	144
EOL Complexo Eólico Chapada do Piauí I	100	0	100	205
Outros	437	259	178	314
Hidráulica	38.722	37.757	965	2.259
UHE Batalha	53	53	0	1
UHE Três Irmãos	403	403	0	1
UHE Jirau	1.410	600	810	1.275
UHE Santo Antônio	974	892	82	212
Outros	35.881	35.809	72	774
Nuclear	1.990	1.990	0	0
Térmica	3.782	4.150	-368	-368
UTE Mauá	628	628	0	0
UTE Candiota III – Fase C	350	350	0	0
UTE Camaçari	347	347	0	0
UTE Presidente Medici	320	446	-126	-126
UTE Electron (TG)	0	121	-121	-121
UTE Santarém	19	15	4	4
UTE Santa Cruz	500	500	0	0
Outros	1.618	1.743	-125	-125
Total	45.391	44.156	1.236	2.975

*Representa o total de capacidade instalada agregada pelos empreendimentos que contam com a participação das Empresas Eletrobras.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

❖ Expansão Estratégica Geração:

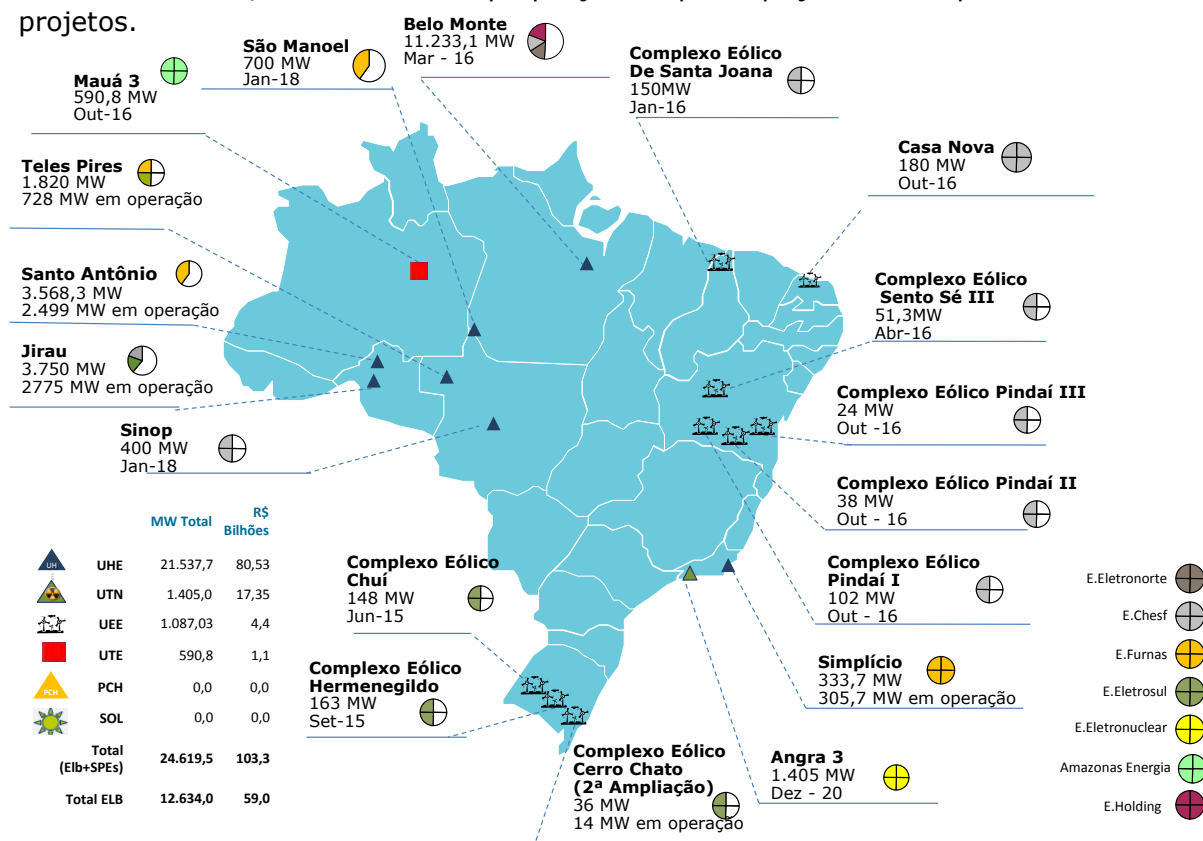
A Eletrobras conta com um estudo sobre o Mapeamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro, que visa identificar e ranquear as oportunidades de novos negócios a partir de uma análise preliminar dos aspectos de engenharia e ambientais identificados.

A Companhia vem aumentando, a cada ano, a sua agregação física, em termos de capacidade instalada, o que demonstra que a Companhia está perseguindo a diretriz estratégica de expansão sustentável, priorizando projetos estruturantes de geração no país, preferencialmente via SPEs.

Empresas	2015	2014	2013	2012	2011
Corporativo e Compartilhada (a)	40.938	41.265	41.624	41.145	38.541
SPEs (b)	4.453	2.891	1.363	1.183	3.080
Total (a + b)	45.391	44.156	42.987	42.328	41.621
Agregação Física Total	1.236	1.169	659	707	193

(b) Proporcional à Participação das Empresas Eletrobras nos empreendimentos.

O mapa a seguir apresenta os empreendimentos em construção que contam com a participação da Companhia, o que representará, quando em operação, incremento de 12.634 MW de capacidade instalada da Companhia até 2020 e R\$ 59 bilhões em termos de investimentos, considerando a proporção da participação da Companhia nos referidos projetos.



❖ Empreendimentos em estudo de viabilidade, projeto básico e inventário:

A fim de manter sua posição de liderança no setor de geração de energia elétrica do país, a Companhia possui em sua carteira diversos projetos que estão em fase de estudos de

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

viabilidade, projeto básico e inventário, que totalizam cerca de 26.981 MW. Dentre os principais estudos, destacamos:

Empreendedor	Tipo	Etapa	Empreendimento	UF	MW
Eletrobras, Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	São Luiz do Tapajós	PA	8.040,00
Eletrobras, Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	São Simão Alto	MT	3.509,00
Eletrobras, Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Jatobá	PA	2.338,00
Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Marabá	PA	1.850,00
Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Serra Quebrada	MA/TO	1.328,00
Eletrobras e Ebisa (Argentina)	AHE	Estudo de Viabilidade	Garabi	Bra/Arg	1.152,00
Eletrobras e Ebisa (Argentina)	AHE	Estudo de Viabilidade	Panambi	Bra/Arg	1.048,00
Eletrobras, Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Jamanxim	PA	881,00
Outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Diversos	Diversos	6.834,90
Total					26.980,90

6. Transmissão

A malha de linhas de transmissão da Eletrobras, em 31 de dezembro de 2015, atingiu um total aproximado de 68.085 km, representados por 5.238 km de ativos corporativos, 56.811 km de ativos corporativos sob regime de O&M e 6.036 km são correspondentes à proporção de sua participação acionária em empreendimentos realizados pelas Empresas Eletrobras por meio de SPEs. Considerando apenas a rede básica do Sistema Interligado Nacional, ou seja, as tensões de 750, ± 600 , 525/500, 345 e 230 kV, a Companhia é responsável por 60.997 Km de linhas de transmissão, o que representa cerca de 47,1% do total das linhas de transmissão do Brasil nas referidas tensões.

De acordo com as informações constantes do site da Aneel e de outras transmissoras brasileiras, a transmissora que alcançaria uma posição no mercado, logo após as Empresas Eletrobras, detém em torno de 14.000 km de linhas de transmissão, o que demonstra a importância e relevância do market share da Eletrobras no setor de transmissão do país.

A credibilidade de que desfrutam as Empresas Eletrobras junto a agências reguladoras, órgãos ambientais, acionistas, fornecedores, parceiros, agentes financeiros e sociedade em geral retrata o reconhecimento pelos mais de 50 anos de serviços prestados ao Brasil, sustentada por sua força de trabalho que tem pleno conhecimento do negócio transmissão em suas fases de planejamento, implantação e operação.

6.1. Operação e Comercialização

❖ Linhas de Transmissão por Tipo de Ativo:

As linhas de transmissão da Eletrobras, no valor total de 68.085 Km, tal como ocorre em geração, podem ser divididas de acordo com o regime de exploração e participação acionária em: (i) corporativas; (ii) corporativas sob regime de O&M; e (iii) SPEs. Os ativos sob regime de O&M são aqueles referentes às concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013. A tabela a seguir apresenta, ainda, o total das linhas de transmissão do país que contam com as Empresas Eletrobras, independentemente da proporção da participação acionária dessas companhias nos empreendimentos desenvolvidos em parceria com outros sócios, demonstrando a importância da Eletrobras no setor de transmissão do país, contribuindo para que 74.143 Km linhas de transmissão estivessem em operação em dezembro de 2015 ("Total Alavancado").

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Empresas Eletrobras	Linhas de Transmissão 2015 (Km)						
	Corporativo	Corporativo O&M	Corporativo Total (a)	SPEs % Eletrobras (b)	Total Eletrobras (a+b)	Total SPE (c)	Total Alavancado (a+c)
Eletronorte	754	10.023	10.776	2.072	12.848	4.219	14.995
Chesf	1.281	18.604	19.885	1.509	21.394	3.077	22.962
Furnas	1.148	18.758	19.906	1.368	21.274	3.059	22.966
Eletrosul	1.294	9.426	10.720	1.087	11.807	1.740	12.459
Amazonas GT	439	0	439	0	439	0	439
Amazonas Energia	322	0	322	0	322	0	322
Total	5.238	56.811	62.049	6.036	68.085	12.094	74.143

(b) Considera apenas a proporção da participação acionária das Empresas Eletrobras na SPE;

(c) Considera a extensão total das linhas de transmissão das SPEs, independente da participação acionária. Nas SPEs que têm a participação de mais de uma Empresa Eletrobras, consideram os valores alavancados proporcionais.

❖ Subestações:

Corporativamente, em 2015, as Empresas Eletrobras possuíam 53 subestações com capacidade de transformação de 38.385 MVA, além de mais 230 subestações renovadas nos termos da Lei 12.783/2013. Em termos de capacidade total de transformação, incluindo a participação em SPEs, totalizavam 228.723 MVA. A tabela a seguir apresenta também o total de capacidade de transformação de subestações que contam com a participação das Empresas Eletrobras, considerando a capacidade total de transformação dos ativos corporativos e também àquelas exploradas por meio de SPEs, de forma a destacar a contribuição da Companhia na alavancagem desses projetos no Brasil.

Empresas Eletrobras	Subestações Existentes em 2015 (Capacidade de Transformação - MVA)						
	Corporativo	Corporativo O&M	Corporativo Total (a)	SPEs % Eletrobras (b)	Total Eletrobras (a+b)	Total SPE* (c)	Total Alavancado (a+c)
Eletronorte	11169	20.159	31.328	1.151	32.479	2.332	33.660
Chesf	9.227	42.785	52.012	6.064	58.076	12.368	64.380
Furnas	13.161	92.257	105.418	5.673	111.091	12.700	118.118
Eletrosul	3.613	21.413	25.026	836	25.862	2.035	27.061
Amazonas GT	1215	0	1.215	0	1.215	0	1.215
Total	38.385	176.614	214.999	13.724	228.723	29.435	244.434

*Nas SPEs que tem a participação de mais de uma empresa Eletrobras, foram colocados os valores proporcionais.

❖ Qualidade do Serviço de Transmissão:

As Empresas Eletrobras vêm envidando esforços para cumprir o Plano de Modernização de Instalações (PMI), elaborado pelo ONS, que estabelece as prioridades para a realização de modernizações na rede, visando à manutenção da qualidade dos serviços de energia elétrica prestados, que é fortemente influenciada pela funcionalidade de seus equipamentos. Essa funcionalidade é condicionada pelo estado físico dos mesmos – conforme sejam afetados pela idade, histórico de operação e práticas de manutenção e por sua obsolescência, entre outros fatores.

Durante o ano de 2015, foram concluídos 242 eventos previstos no PMI. Destes eventos, aproximadamente 80% estão relacionados a equipamentos de pátio e sistemas de medição, proteção, controle e supervisão.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

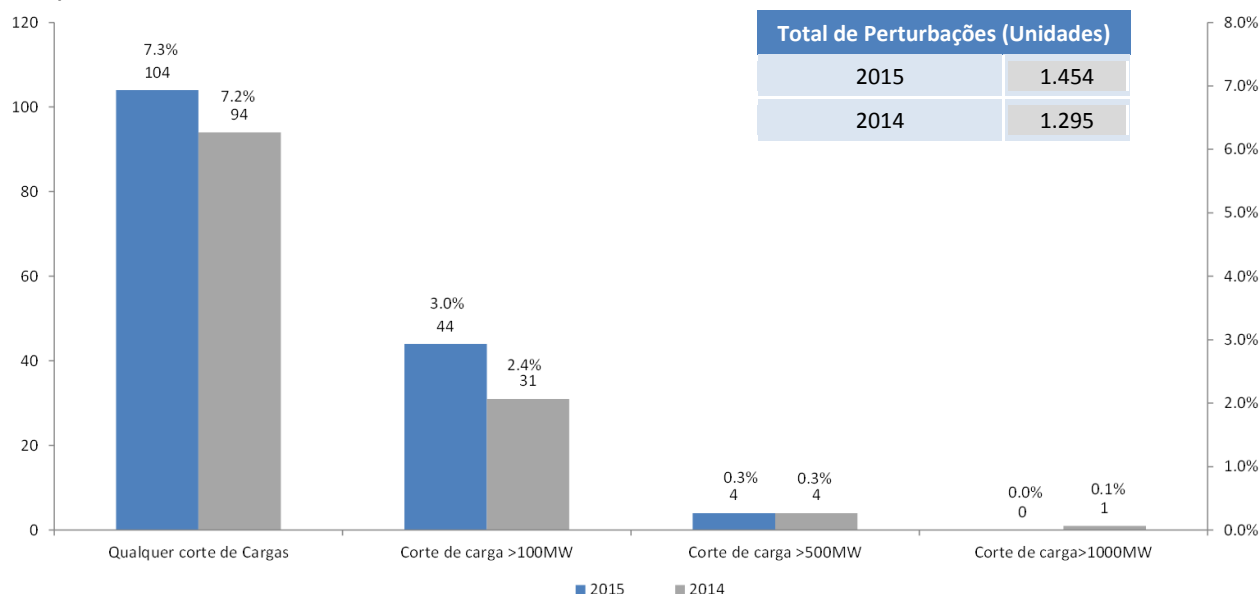
O quadro a seguir apresenta o índice de Disponibilidade Operacional das Empresas Eletrobras, que representa o percentual de horas, no ano, que as linhas permaneceram disponíveis para o sistema de transmissão.

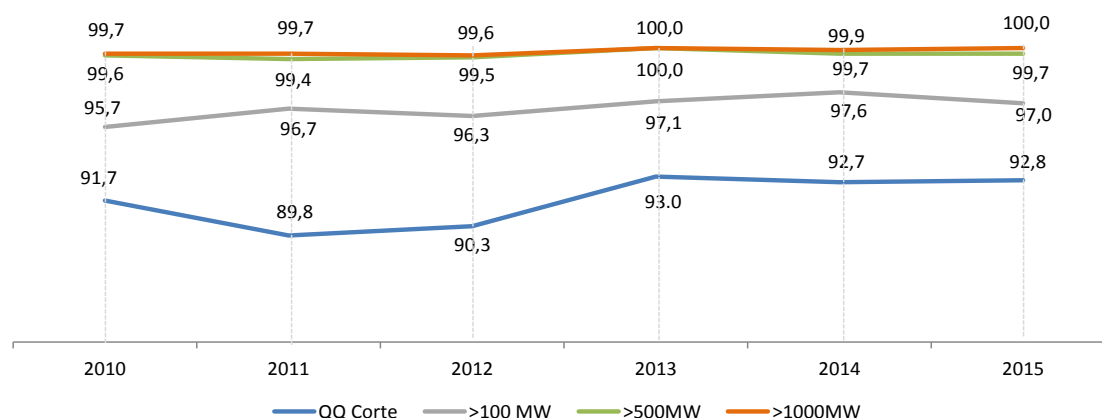
Índice de Disponibilidades das Linhas de Transmissão (%)		
Empresas Eletrobras	2015	2014
Eletronorte	99,91	99,93
Chesf	99,82	99,88
Furnas	99,84	99,10
Eletrosul	99,78	99,59
Amazonas GT	n/d	n/d
Total	99,84	99,62

Empresa	Desligamentos por 100Km de LT				
	230kV	345kV	500kV	765kV	Consolidado
Eletronorte	2,19	-	2,35	-	2,24
Chesf	1,04	-	1,00	-	1,03
Furnas	2,42	1,63	1,33	0,99	1,56
Eletrosul	1,55	-	1,06	-	1,34
Sistema Eletrobras	1,50	1,63	1,36	0,99	1,45

O gráfico a seguir apresenta o número de perturbações que tiveram origem na rede de transmissão das Empresas Eletrobras nos anos de 2014 e 2015, bem como os cortes de carga envolvidos nessas perturbações. As principais causas do aumento do número de perturbações foram os fenômenos naturais (descargas atmosféricas) e meio ambiente (queimadas), porém este aumento não tem impacto significativo na receita.

Com relação ao indicador de robustez, que tem por objetivo avaliar a capacidade da Rede Básica em suportar contingências sem interrupção de fornecimento de energia elétrica aos consumidores, as Empresas Eletrobras vem mantendo os mesmos desempenhos no que concerne ao índice de perturbações com origem na rede de transmissão das Empresas Eletrobras.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho**Indicador de Robustez das Empresas Eletrobras (%)**

No que tange às perdas na transmissão, as mesmas são calculadas pela diferença entre a soma de geração e de importação, e soma das cargas e de exportação. Desde 2010, vem sendo utilizada uma metodologia unificada para estimativa das perdas elétricas na transmissão das Empresas Eletrobras, baseada em cálculos elétricos, utilizando-se casos de fluxo de potência. A tabela a seguir apresenta o referido indicador para cada uma das empresas de transmissão de energia da Eletrobras:

Perdas Técnicas por Transmissão (%)		
Empresas Eletrobras	2015	2014
Eletronorte	1,35%	1,06%
Chesf	2,41%	2,10%
Furnas	2,19%	2,16%
Eletrosul	1,66%	1,43%
Amazonas GT	n/d	n/d*
Total	1,98%	1,82%

* Dado não disponível devido o processo de desverticalização da Amazonas GT ter se iniciado em 2015.

6.2. Expansão e Investimentos Transmissão:

No ano de 2015, a Companhia investiu o valor de R\$ 3,414 bilhões em transmissão, sendo R\$ 2,261 bilhões em instalações de transmissão corporativas e R\$ 1,153 bilhões através de SPEs, o que representa 80% dos R\$ 4,270 bilhões aprovados para o orçamento de 2015.

Destaca-se em 2015, o acréscimo de 503 km de linhas de transmissão corporativas e em parceria, em especial os seguintes projetos: Conclusão da Interligação em 500 kV Luiz Gonzaga/Guaranhuns/Pau Ferro, nos estados de Pernambuco e Paraíba, constituída por 653 km de linhas de transmissão e ainda duas novas subestações, executados pela parceria da subsidiária Chesf com a CTEEP, com investimento totalizando R\$ 942 milhões; No estado do Amazonas, a Eletronorte colocou em operação a LT 230 kV Lechuga/Jorge Teixeira, com 30 km de extensão, onde foram investidos R\$ 66 milhões. E em Rondônia, 44 km de LT 230 kV entre a SE Porto Velho e a Coletora Porto Velho, associadas às usinas de Santo Antonio e Jirau. Ambos os empreendimentos melhoram o atendimento às capitais Manaus e Porto Velho.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho**❖ Agregação Física das Linhas de Transmissão e das Subestações:**

A seguir, encontra-se tabela com o acréscimo das linhas de transmissão das Empresas Eletrobras, em Km, para o ano de 2015, indicando também o total de agregação física, para o mesmo período, dos projetos alavancados com a participação das Empresas Eletrobras.

Empresas Eletrobras	Corporativo (a)	Corporativo O&M (b)	SPEs % Eletrobras (c)	Total Eletrobras (a+b+c)	Agregação Física Eletrobras	Agregação Física Alavancada (d)
Eletronorte	754	10.023	2.072	12.848	673	1.298
Chesf	1.281	18.604	1.509	21.394	616	1.056
Furnas	1.148	18.758	1.368	21.274	7	13
Eletrosul	1.294	9.426	1.087	11.807	-855	-1.302
Amazonas GT	439	0	0	439	439	439
Amazonas Energia	322	0	0	322	-378	-378
Total	5.238	56.811	6.036	68.085	503	1.126

(c) Considera apenas a proporção da participação acionária das Empresas Eletrobras na SPE;

(d) Considera a extensão total das linhas de transmissão agregadas em 2015 pelos empreendimentos que contam com a participação das Empresas Eletrobras.

As principais causas que afetaram negativamente o desempenho das Empresas Eletrobras, no exercício de 2015, no setor de transmissão, estão relacionadas ao descumprimento dos prazos de conclusão dos empreendimentos, provocados especialmente por atrasos no processo de licenciamento ambiental, o desequilíbrio em contratos de fornecimento decorrente da desvalorização do real, o descumprimento de prazos por parte de alguns contratados, e finalmente, aspectos fundiários relacionados à passagem das linhas de transmissão em propriedades particulares ou terras indígenas.

O decréscimo de linhas de transmissão da Eletrosul, em 2015, se justifica especialmente pela transferência à Eletronorte de cerca de 582 km de linhas de transmissão da Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. Em relação à Amazonas Energia, o decréscimo decorreu da desverticalização dos ativos de transmissão para a Amazonas GT.

Em termos de subestações, houve um acréscimo de capacidade de transformação das Empresas Eletrobras de 3.182 MVA, sendo 1.650 MVA em empreendimentos corporativos e 1.532 MVA através de SPEs. Quando se considera o total de capacidade de transformação dos empreendimentos que possuem participação da Eletrobras, a Eletrobras contribuiu para o país, em 2015, com o acréscimo de 5.172 MVA.

Empresas Eletrobras	Acréscimo - Subestações em 2015 (Capacidade de Transformação - MVA)				
	Corporativo (a)	SPEs % Eletrobras (b)	Total Eletrobras (a+b)	Total SPE (c)	Total Alavancado (a+c)
Eletronorte	450	0	450	0	450
Chesf	1200	1.323	2.523	2.700	3.900
Furnas	0	75	75	150	150
Eletrosul	0	134	134	672	672
Amazonas GT	0	0	0	0	0
Total	1.650	1.532	3.182	3.522	5.172

(b) Considera a participação acionária proporcional das Empresas Eletrobras nas SPEs;

(c) Considera o total da capacidade de transformação das SPEs.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

❖ Expansão Estratégica Transmissão:

Em um país, como o Brasil, que possui dimensões continentais, onde os grandes parques geradores hidráulicos, principal componente da matriz energética nacional, encontram-se afastados dos grandes centros consumidores, as Linhas de Transmissão de energia têm importância estratégica para o escoamento e otimização energética desses blocos de energia, assegurando o atendimento à crescente demanda. Neste cenário, a Eletrobras, através de suas subsidiárias, possuem papel fundamental no Sistema Interligado Nacional – SIN.

A Companhia vem expandindo, nos 5 últimos anos, uma média de 2.486 Km por ano, em termos de linhas de transmissão, especialmente via SPEs, o que demonstra que a Companhia está perseguindo a diretriz estratégica de atuar de forma relevante no setor de transmissão, mantendo sua liderança.

Empresas	2015	2014	2013	2012	2011
Corporativo (a)	62.049	62.142	60.570	59.056	52.243
SPE (b)	6.036	5.440	3.794	2.665	3.936
Total (a+b)	68.085	67.582	64.364	61.721	56.179
Agregação Física	503	3.218	2.643	5.542	527

(b) Considera a participação acionária proporcional das Empresas Eletrobras nas SPEs;

Em termos de investimentos, as Empresas Eletrobras têm prevista a energização, até 2018, de aproximadamente 10.548 Km linhas de transmissão, em parceria ou corporativamente, e 18.900 MVA de potência nas subestações, considerando os empreendimentos em construção ou a iniciar. Os investimentos previstos nestes empreendimentos montam cerca de R\$ 16 bilhões.

Destaca-se, dentre esses empreendimentos, os seguintes projetos corporativos: Implantação, pela Eletrosul, de 1.067 km de linhas de transmissão em 525 kV e 735 km em 230 kV, e ainda a construção de oito novas subestações e ampliação de treze outras, para escoamento de energia eólica e atendimento de energia elétrica na região Sul; Interligação 230 kV, com 987 km de extensão, e ampliações em sete subestações, de Porto Velho em Rondônia a Jaurú no Mato Grosso, que encontra-se em fase final de implantação pela Eletronorte, com início de operação prevista para abril/2016; e conclusão das obras da Interligação Elétrica Brasil-Uruguai, que é um empreendimento binacional, no qual a Eletrobras investiu R\$ 128 milhões, localizado no extremo sul do Rio Grande do Sul, que permitirá o intercâmbio de até 500 MW entre os dois países, através de sistema composto por linha de transmissão em 500 kV, sendo 63 km em território nacional e a nova subestação de Candiota, estando o início da operação está previsto para ocorrer em 2016.

Através de SPES, destaca-se a parceria das subsidiárias Eletronorte (24,5%) e Furnas (24,5%), com a State Grid (51%), para a construção do 1º bipolo para escoar parte da energia a ser produzida pela UHE Belo Monte, sendo o mais importante empreendimento de transmissão em execução no Brasil. Com capacidade para escoar até 4.000 MW de potência através de 2.092 km de linha de transmissão em 800 kV-CC e subestações conversoras de Xingu/PA e Estreito/ MG, são previstos investimentos globais de R\$ 4,5 bilhões.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Abaixo, segue mapa ilustrativo dos principais empreendimentos de transmissão em construção no Brasil.



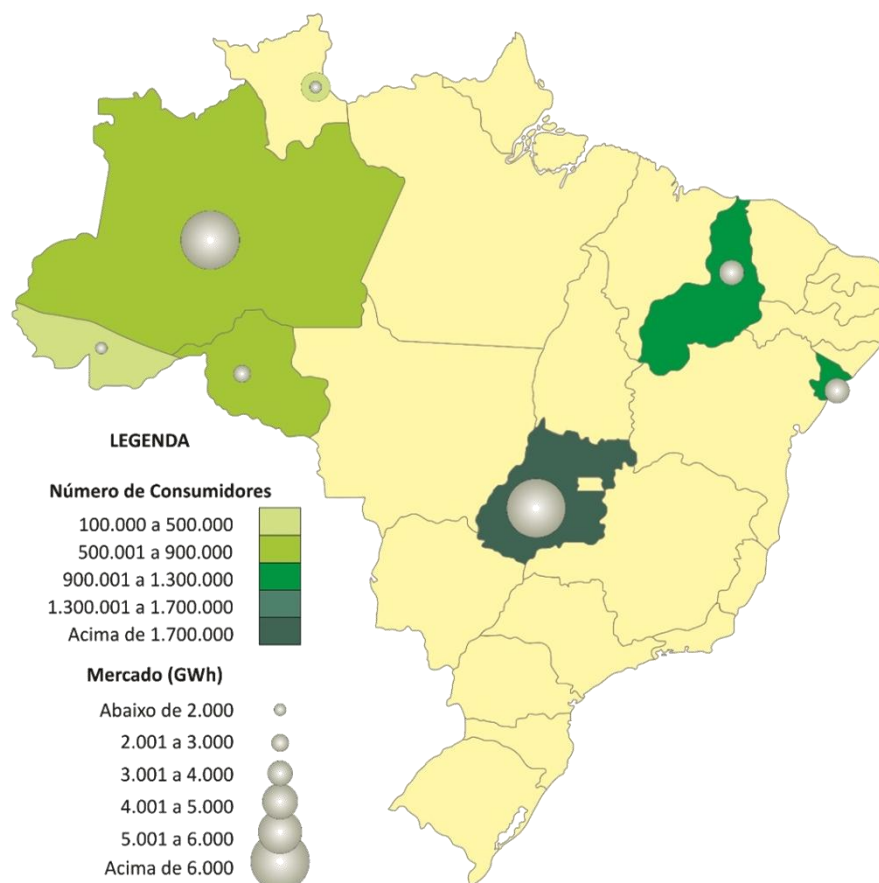
Participação Integral	Parceria	Total	Investimento:
3.620 km - 31 empreendimentos de transmissão + subestações associadas	6.573,6 Km - 18 empreendimentos de transmissão + subestações associadas. Sendo 2.923,5 km pertencentes à Eletrobras.	10.193,5 km	R\$ 12,8 bilhões, dos quais R\$ 2,6 bilhões em participação integral. RAP: R\$ 1,26 bilhões
6.732 MVA	8.496 MVA sendo 4.026 MVA pertencentes à Eletrobras	15.228 MVA	

7. Distribuição

As Empresas de Distribuição de Energia Elétrica da Eletrobras ("EDE"), incluindo a Celg-D, atuam em 02 (dois) estados da Região Nordeste, 04 (quatro) estados da Região Norte e no Estado de Goiás, beneficiando mais de 6,9 milhões de consumidores, o que equivale a cerca de 8,5% do total de clientes do território brasileiro. Em 31 de dezembro de 2015, estas empresas utilizavam uma rede de distribuição de energia de baixa, média e alta tensão, com 471.485 km de extensão e um total de 555 subestações, compreendendo 700 municípios.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Dados Físicos do Sistema – 2015								
Descrição	Eletroacre	Ceal	Amazonas D	Cepisa	Ceron	Boa Vista Energia	Celg – D	Total
Linhas / Redes de Distribuição - Km	19.218	42.043	47.806	87.929	57.647	3.553	213.289	471.485
Nº de subestações	15	40	24	84	60	3	329	555
Nº de Clientes	245.344	1.045.270	898.365	1.172.997	589.332	106.236	2.801.309	6.858.853
Nº de Municípios	22	102	62	224	52	1	237	700



7.1. Operação e Comercialização

No exercício de 2015, em continuidade aos objetivos estratégicos e empresariais definidos no Plano Diretor de Negócios 2015–2019, a Eletrobras iniciou o processo de reestruturação do negócio de distribuição de energia elétrica, tendo sido aprovado, na 164ª Assembleia Geral Extraordinária, de 28 de dezembro de 2015, a venda da participação acionária da Eletrobras na CELG-D, conforme abordado no Capítulo 13.

O ambiente regulatório de 2015 apresentou diversas incertezas para o setor de distribuição de energia elétrica, devido a regulamentação das condições acerca da prorrogação das concessões de distribuição somente ter ocorrido em outubro de 2015, conforme descrito no Capítulo 3. Esta situação foi bastante impactante, uma vez que afetou fortemente a tomada de recursos visando o financiamento de investimentos. Além disso, conforme citado alhures, a exceção da CELG D, a renovação das demais foram retiradas de pauta, na 164ª Assembleia Geral de Extraordinária de Acionistas da Eletrobras, realizada em 28 de dezembro de 2015, por solicitação do representante da União Federal, com o objetivo de estudar melhor o assunto e o modelo a ser adotado no caso de decisão pela prorrogação das concessões de distribuição. Assim, as subsidiárias Cepisa, Ceal, Eletroacre, Ceron, Boa Vista, Amazonas Energia, solicitaram, em 28 de

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

dezembro de 2015, a prorrogação do prazo para assinatura do respectivo termo aditivo, nos termos da Medida Provisória 706, de 28 de dezembro de 2015, que concedeu o prazo de 210 dias, contados daquela data, para que as referidas Distribuidoras assinem os termos aditivos.

Além da indefinição acerca da decisão de prorrogação ou não das concessões de distribuição, o descompasso entre as despesas com a compra de energia e a receita, impactou de forma negativa o fluxo de caixa de algumas distribuidoras, impossibilitando, em certas ocasiões, honrar compromissos importantes, inclusive com o mercado de curto prazo do Ambiente de Contratação Regulado contabilizado pela CCEE.

Em relação ao Programa Nacional da Universalização de Acesso e Uso da Energia Elétrica (LPT), as EDEs, em 2015, apesar das adversidades enfrentadas, conseguiram realizar o atendimento a 6.733 novos consumidores, sendo: 1.117 consumidores rurais no estado de Alagoas, 2.857 no Amazonas, 1.900 no Piauí, 1.028 em Rondônia, 277 no Acre e 582 novas unidades atendidas na Celg-D, perfazendo um investimento total no Programa Luz para Todos da ordem de R\$ 184,7 milhões.

O consumo nacional de energia na rede elétrica fechou 2015 com recuo de 2,1% sobre 2014, pelos dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, enquanto que as Empresas de Distribuição da Eletrobras – EDE, no mesmo período, contabilizaram um crescimento no mercado cativo de 2,4%, fornecendo 29.517 GWh para 6.858.853 de unidades consumidoras. Em 2015, foram incorporadas 200.845 novas unidades, um crescimento de 3,0% em relação a 2014, atendendo a 700 municípios dos Estados do Amazonas, Acre, Alagoas, Piauí, Rondônia, Goiás e do Município de Boa Vista. Para fazer face ao desempenho as distribuidoras investiram um montante de R\$ 1,1 bilhão.

❖ Evolução da Distribuição em Sistemas Isolados com a interligação ao SIN:

Desde a entrada em operação dos dois circuitos da linha de transmissão em 230 kV Jauru – Vilhena com 354 km de extensão, os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia passaram a fazer parte do Sistema Interligado Nacional – SIN.

A interligação elétrica, realizada após a emissão da Licença de Operação pelo Ibama em 23 de outubro 2009, foi a última etapa de um processo iniciado em 2006, com a realização pela Aneel do leilão para a outorga da concessão para construção, operação e manutenção da linha de transmissão Jauru – Samuel, em 230 kV, com extensão total de 947 km, da Jauru Transmissora de Energia, ligando Mato Grosso a Rondônia. Este foi um projeto desafiador: a primeira integração de um sistema isolado ao SIN.

No ONS, a interconexão com o Acre e Rondônia começou a ser analisada a partir de 2006, avaliando os benefícios e os impactos da interligação na operação do SIN. Os estudos definiram a representação mais adequada da topologia do sistema, bem como avaliaram as condições futuras de suprimento energético e a necessidade de geração térmica complementar local. Em 2009, as normas e instruções operativas foram revistas e prepararam todas as condições para que o ONS pudesse assumir a operação dessa linha.

No primeiro dia útil após o fechamento da interligação, 26 de outubro 2009, para atender a uma carga de 442 MW médios, os dois Estados receberam 156 MW médios de energia provenientes do subsistema Sudeste. Esse recebimento permitiu a redução da geração termelétrica em Rondônia, com a consequente diminuição na emissão do CO₂ proveniente da queima do óleo utilizado, bem como o aumento da confiabilidade de suprimento.

O atual estágio da interligação do Acre e Rondônia ainda não representa toda a capacidade de transmissão prevista para a interconexão desses Estados. Como parte do sistema ainda é alimentada por 2 circuitos radial (de Vilhena a Rio Branco), a geração térmica de combustível fóssil ainda será necessária até a configuração final ficar, com

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

três circuitos entre Jauru e Porto Velho e 2 circuitos Porto Velho até Rio Branco já existentes, o que irá melhorar as condições de suprimento.

O mercado isolado da Ceron está atualmente composto por um universo de 26 (vinte e seis) sistemas, cujo atendimento energético é feito por Produtores Independentes de Energia – PIE, por meio de geração de energia elétrica em usinas diesel-elétricas. Esses sistemas atendem localidades que estão pulverizadas por toda a área de concessão da empresa, representando um percentual de 7,9% do portfólio da energia comprada. Dessas localidades isoladas, em 02 (duas) delas, nos casos dos Distritos de Triunfo e União Bandeirantes, o atendimento é feito pelo PIE Rovema Veículos e Máquinas Ltda. O atendimento aos demais 24 (vinte e quatro) sistemas isolados é feito a partir de contrato firmado com o PIE Guascor do Brasil Ltda. Dos 26 (vinte e seis) sistemas isolados atuais, restarão após a interligação ao SIN, prevista para 2017, ainda 10 (dez), que permanecerão isolados por inexistência de condições físicas para sua interligação.

O mercado isolado da Eletroacre está atualmente composto por um universo de 9 (Nove) sistemas, cujo atendimento energético é feito também por Produtor Independente de Energia – PIE, por meio de geração de energia elétrica em usinas diesel-elétricas. Esses sistemas atendem localidades que estão pulverizadas por toda a área de concessão da empresa, representando um percentual de 17% da energia comprada.. Dos 9 (nove) sistemas isolados atuais, restarão após a interligação ao SIN, prevista para 2017, ainda 4 (quatro), que permanecerão isolados por inexistência de condições físicas para sua interligação. São eles: Jordão, Porto Walter, Santa Rosa do Purus e Marechal Thaumaturgo.

Em 08 de julho de 2013, o Operador Nacional do Sistema – ONS realizou a interligação do Sistema Manaus ao SIN, porém ainda em caráter de operação experimental. Em 02 de agosto de 2013, o Ministério de Minas e Energia - MME emitiu a Portaria nº 258, considerando o Sistema Manaus ainda sob as regras dos Sistemas Isolados, até sua entrada em operação comercial.

Em 5 de maio de 2015, a ANEEL emitiu o Despacho nº 1.365 declarando a interligação do Sistema Manaus ao Sistema Interligação Nacional – SIN, tendo em vista a conclusão das obras elencadas no art. 2º da Resolução Normativa nº 586, de 19 de novembro de 2013.

Assim, atualmente, a capital Manaus e regiões Iranduba/Manacapuru e Presidente Figueiredo estão interligadas, porém as demais regiões da Amazonas, bem como o interior permanecem isoladas.

Cabe ressaltar que, no aspecto operacional, desde a interligação não ocorreram blackouts (totais) e, no caso das ocorrências, que no passado causavam grandes impactos e demoravam mais tempo para se efetivar a recomposição do Sistema posto que envolvida grande número de pequenas unidades de geração térmica, foi possível reduzir a área de abrangência e acelerar a recomposição do Sistema.

A Lei 12.111/2009 continua a regular os serviços de energia elétrica dos Sistemas Isolados e a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, conforme mencionado no Capítulo 11, reembolsa o montante igual à diferença entre o custo total de geração da energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, 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.

As demais Distribuidoras controladas pela Eletrobras, quais sejam Cepisa, Ceal e Celg D, encontram-se integralmente interligadas ao SIN.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

❖ Comercialização de Energia Elétrica das Empresas Distribuidoras:

As Distribuidoras da Eletrobras faturaram um volume de energia no mercado cativo de 29.517 GWh, com um crescimento de 2,4% em 2015 quando comparado ao ano de 2014 e de 208 GW no suprimento para outras distribuidoras, representando um crescimento total de mercado em 2015 de cerca de 2,45%, crescimento esse significativo, uma vez que o país apresentou um recuo de 2,1% no consumo de eletricidade na rede elétrica nacional em 2015, conforme abordado no capítulo 3.1.

Esse crescimento da Eletrobras foi influenciado, de forma positiva pela Classe Residencial, pois apresentou um crescimento positivo de 5,1%, ao contrário do crescimento total da classe residencial do país que recuou 0,7%, sendo que a Classe Residencial tem uma representatividade 39,1% sobre o consumo de energia total para as Empresas Eletrobras, portanto torna-se um fator de desequilíbrio quando há um decréscimo no seu consumo. De forma negativa, o consumo foi influenciado pela Classe Industrial, que decresceu 5,5% para as Empresas Eletrobras, enquanto que a média de recuo para o país é de 5,3%.

Deve-se também destacar evolução da Classe Iluminação Pública, que teve um crescimento de 7,9%, atribuído às ações de cadastramento do parque de iluminação pública.

Classes de Consumo	Energia Vendida (MWh)		
	2015	2014	(%)
Industrial	5.262.677	5.566.288	-5,45%
Residencial	11.527.085	10.971.668	5,06%
Comercial	6.253.194	6.029.746	3,71%
Rural	2.076.915	2.038.532	1,88%
Iluminação Pública	1.436.622	1.331.245	7,92%
Outros	2.960.647	2.886.727	2,56%
Total de Cativos	29.517.140	28.824.206	2,40%
Suprimento	207.542	190.794	8,78%
Total	29.724.682	29.015.000	2,45%

Classes de Consumo	Energia Vendida (MWh) - 2015							
	Eletroacre	Ceal	Amazonas Energia	Cepisa	Ceron	Boa Vista Energia	Celg-D	Total 2015
Industrial	38.150	556.396	1.661.468	218.090	430.214	18.504	2.339.855	5.262.677
Residencial	431.340	1.323.913	2.190.231	1.526.439	1.177.038	406.606	4.471.518	11.527.085
Comercial	213.734	734.369	1.373.966	702.029	645.799	185.463	2.397.834	6.253.194
Rural	45.793	180.284	81.846	152.350	304.871	13.596	1.298.175	2.076.915
Iluminação Pública	47.254	201.256	168.079	183.478	130.506	31.675	674.374	1.436.622
Outros	168.655	357.472	834.370	386.741	278.253	112.967	822.189	2.960.647
Total	944.926	3.353.690	6.309.960	3.169.127	2.966.681	768.811	12.003.945	29.517.140

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

7.2. Qualidade nos Serviços e Inadimplência

No exercício de 2015, as Empresas de Distribuição da Eletrobras obtiveram uma evolução positiva, de forma consolidada, no indicador de continuidade DEC em 1,2 horas quando comparado com o realizado no ano anterior, passando de 39,9 para 38,7 horas. Com relação ao indicador FEC, houve um decréscimo consolidado de 1,6 interrupção neste mesmo período, passando de 26,9 em 2014 para 25,3 em 2015.

A despeito dos atrasos em obras para melhoramento da malha elétrica, devido à dificuldade na obtenção de recursos para investimentos enfrentada em 2015, algumas ações contribuíram positivamente para estes resultados, dentre elas a construção e energização de novos circuitos de 138 kV, ampliação de potência em subestações, contratação de equipes para manutenção em linha viva nas tensões de 13,8 a 138 kV, substituição de equipamentos obsoletos em subestações e redes de distribuição, instalação de religadores nas redes de distribuição. Apesar da evolução positiva de forma consolidada, cabe destacar que a distribuidora de distribuição, automação de subestações e melhorias na gestão da operação e manutenção do sistema elétrico.

A ED Roraima apresentou desempenhos negativos nos indicadores DEC e FEC devido, principalmente, a fatores externos como a energia suprida pela Venezuela através do Sistema de Interligação Brasil-Venezuela. A empresa vem atuando fortemente junto aos agentes envolvidos buscando minimizar os impactos da deficiência do suprimento, tendo em vista o atraso nas obras de interligação de Roraima ao Sistema Interligado Nacional e atraso no Programa de Obras de Subtransmissão.

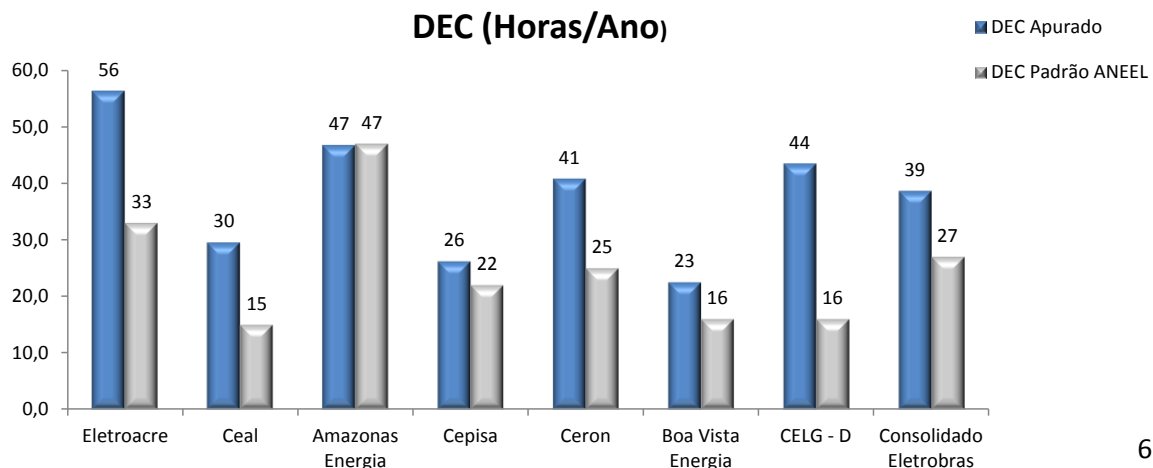
❖ Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC):

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) - Hora/Ano								
Ano	Eletroacre	Ceal	Amazonas Energia	Cepisa	Ceron	Boa Vista Energia	Celg-D	Total ELB*
2011	46,2	25,5	54,7	41,9	38,6	12,7	22,3	39,3
2012	65,9	26,3	60,1	34,2	31,4	11,9	35,7	38,7
2013	72,0	30,7	57,3	29,8	38,9	12,9	40,0	39,5
2014	63,7	36,5	61,6	33,0	29,5	14,6	40,4	39,9
2015	56,4	29,6	47,0	26,2	40,8	22,5	43,5	38,7
Variação 2015x2014 (%)	-11,4%	-18,0%	-14,9%**	-20,4%	38,4%	54,6%	7,0%	-3,0%

DEC Padrão fonte ANEEL.

*Os anos de 2014 e 2015 foram consolidados com os valores da Celg-D, nos demais a Celg-D não está incluída na consolidação.

** Ressalta-se que o Ofício Circular nº0006/2015-SRD/ANEEL de 02/02/2015, permitiu as distribuidoras retificar os dados do DEC e FEC do ano de 2014, sendo assim, a Amazonas Energia seguindo as orientações do ofício refez os cálculos e encaminhou as alterações do ano de 2014 com as devidas justificativas para a agência reguladora.



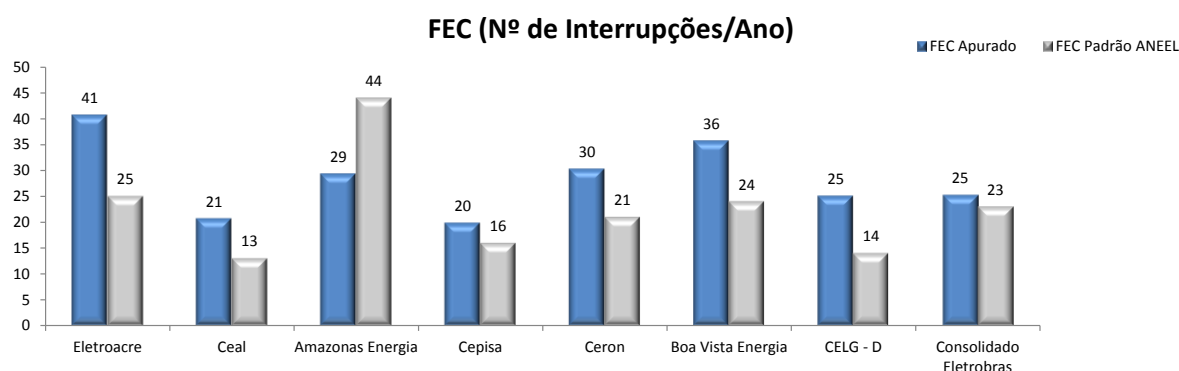
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

❖ Frequência Equivalente de Interrupção (FEC):

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) - No de Interrupções/Ano								
Ano	Eletroacre	Ceal	Amazonas Energia	Cepisa	Ceron	Boa Vista Energia	Celg-D	Total ELB*
2011	45,2	16,7	51,1	30,0	28,9	20,9	18,5	31,5
2012	55,3	20,1	50,2	26,1	26,0	23,8	24,2	31,4
2013	47,5	16,0	39,4	23,4	32,5	21,5	26,2	27,7
2014*	40,9	22,8	37,5	20,6	24,5	19,8	27,2	26,9
2015*	40,7	20,7	29,4	19,9	30,3	35,7	25,1	25,3
Variação 2015x2014 (%)	-0,5%	-9,0%	-21,7%	-3,3%	23,7%	80,1%	-8,0%	-6,0%

FEC Padrão fonte ANEEL.

*Os anos de 2014 e 2015 foram consolidados com os valores da Celg-D, nos demais a Celg-D não está incluída na consolidação.



❖ Perdas na Distribuição:

No ano de 2015, as Distribuidoras, com exceção da Eletroacre e da Celg D, registraram aumento das Perdas. De forma consolidada, as Perdas de Energia passaram de 23,62% em dezembro de 2014 para 24,69% em dezembro de 2015.

Empresas	Perdas Técnicas		Perdas Não Técnicas		Perdas Totais	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
ED Acre	9,85%	9,85%	13,47%	13,80%	23,32%	23,65%
ED Alagoas	10,34%	10,34%	14,89%	14,47%	25,23%	24,81%
ED Amazonas	7,77%	7,77%	32,66%	29,86%	40,43%	37,63%
ED Piauí	12,17%	12,17%	18,31%	17,13%	30,48%	29,30%
ED Rondônia	11,15%	11,15%	15,59%	12,09%	26,74%	23,24%
ED Roraima	7,04%	7,04%	4,72%	4,49%	11,76%	11,53%
Celg-D	9,38%	9,81%	2,55%	3,13%	11,93%	12,94%
Consolidado Eletrobras	9,57%	9,51%	15,12%	14,11%	24,69%	23,62%

Contribuíram para esse aumento o comportamento da população frente ao aumento das tarifas e as condições desfavoráveis da economia, bem como a diminuição da capacidade de pagamento dos clientes da Classe Residencial, onde se constatou a ampliação das ligações clandestinas em resposta às ações de suspensão do fornecimento pelo atraso no pagamento (combate à inadimplência).

Também ocorreram em várias empresas o atraso no Programa de Obras do Sistema Elétrico, em função da dificuldade de obtenção de financiamentos, devido ao cenário de

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

indecisão decorrente da prorrogação ou não das concessões, fazendo com que as ações de combate às Perdas Não Técnicas não fossem suficientes para compensar o crescimento das Perdas Técnicas por sobrecargas.

De maneira particular destacam-se os principais entraves para a redução das Perdas nas Empresas:

- Desde abril de 2014, a Cepisa está impedida pelo Ministério Público do Trabalho de contratar os serviços terceirizados de Inspeção e de Regularização das Unidades Consumidoras, o que só foi solucionado em dezembro de 2015, com a assinatura de um novo Termo de Ajustamento de Conduta para primarização do quadro operacional, o que permitirá a retomada dos trabalhos em 2016;
- Por restrições de recursos financeiros, as atividades de inspeção e de regularização foram reduzidas nas Empresas de Distribuição da Eletrobras;
- Na Ceron ocorreu uma situação profundamente adversa em função de decisões judiciais que limitaram o faturamento e a cobrança das autuações pela fraude nos medidores, o que só deverá ser solucionado no primeiro trimestre de 2016, com a implantação de um Laboratório no Estado para laudos. Tal solução foi obtida, mediante ação da distribuidora junto ao Ministério Público que obrigou o Estado a aparelhar o IMEQ. Com essa ação, retomam-se as atividades de combate às perdas e pode-se faturar cerca de 14.000 processos que hoje estão represados. Além disso, cabe destacar que, em função do término das obras das hidrelétricas de Jirau e Santo Antônio, que geram empregos, e da redução da atividade econômica, houve uma ampliação acelerada de ligações clandestinas e autoreligações.

Como fato positivo, ressalta-se a evolução das contratações dos Projetos do Energia +, cujos resultados deverão ser contabilizados em 2016, em especial o Centro de Inteligência da Medição em Brasília – CIM, que teve sua estruturação iniciada em agosto de 2015, constituindo parte integrante e imprescindível no contexto de implantação da Infraestrutura de Medição Avançada – AMI nas Empresas Distribuidoras da Eletrobras, uma vez que para ele convergirão todos os dados de medição de energia oriundos dos pontos de medição estabelecidos pelos subprojetos 1, 2, 4 e 6 do Projeto Energia+, bem como os pontos e soluções de medição, dotadas de infraestrutura de comunicação já existentes.

Perfazendo um investimento de R\$ 25 milhões, o CIM, cuja fase de implantação encontra-se 95% concluída, juntamente com os Centros de Supervisão Regional – CSR estabelecidos em cada EDE, serão responsáveis pelo monitoramento de aproximadamente 140.000 pontos telemedidos em unidades consumidoras, medições de faturamento e de balanço energético, permitindo uma maior confiabilidade dos dados de medição e uma melhor eficiência operacional nas rotinas de leitura, faturamento e detecção de possíveis irregularidades atualmente executadas nas empresas distribuidoras, contribuindo por fim para a redução dos atuais patamares de perdas.

Destacam-se também, pelo Projeto Energia+, os projetos de Regularização de Unidades Consumidoras ("UC") em áreas com perdas não técnicas superiores a 50%, com investimentos de R\$ 178 milhões e o de Digitalização de Rede em Média e Baixa Tensão (MT/BT), com investimentos de R\$ 227 milhões, que contribuem significativamente com o programa de redução de perdas não técnicas.

A regularização de ligações clandestinas possibilita faturar a energia fornecida, contribui para a redução de perdas e melhoria da qualidade do serviço prestado, continuidade e segurança. De um total de 87.157 unidades consumidoras já foi realizada 12% da meta, com uma execução financeira de 21%, com a previsão para término em 2017.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Quanto à implantação do sistema de gestão da medição, medidores inteligentes, redes de comunicação e gestão de dados para monitorar de modo contínuo a rede de distribuição, já foram digitalizadas 1.570 UC em Média Tensão, com uma realização financeira de 23% para um total de 8.645 UC. As 111.370 UC de Baixa Tensão serão iniciadas em meados de 2016.

❖ Inadimplência:

Apesar das adversidades enfrentadas em 2015, com o País envolvido em um período de crise econômica e os valores das tarifas elevadas em função da crise hídrica, o que criou uma condição desfavorável à arrecadação e consequentes problemas de fluxo de recursos não permitindo a contratação de equipes de cortes suficientes para combater os clientes inadimplentes, obteve-se uma melhora no indicador INAD de 11,29% em 2014 para 10,39% em 2015. Tal comportamento se deu devido ao incremento no faturamento em 2015, em função de revisões extraordinárias, bandeiras tarifárias, reajustes anuais e consolidação da Celg D em 2015.

Esse indicador de desempenho é obtido pela divisão da Inadimplência Comercial Ativa, segundo os do Sistema Comercial Ajuri, pelo Faturamento com Energia do mesmo período.

A seguir, demonstra-se a evolução do indicador de desempenho "INAD" das Distribuidoras da Eletrobras.

INAD Consolidada das Distribuidoras (%)						
Classe	2015	20 14	2013	2012	2011	Diferença 2015x2014
Residencial	8,51%	8,67%	67,11	12,61	10,10	-0,16
Comercial	6,33%	6,73%	8,14	9,46	10,27	-0,40
Industrial	5,29%	6,62%	13,35	17,20	24,37	-1,33
Rural	9,64%	10,42%	23,19	36,07	44,01	-0,77
Poder Público	34,46%	33,83%	16,15	20,22	23,64	0,62
Serviço Público	46,84%	65,24%	101,06	107,63	128,76	-18,40
Iluminação	17,75%	14,21%	10,46	22,46	27,62	3,54
Outros	4,96%	12,25%	15,54	11,95	16,81	-7,29
Total	10,39%	11,29%	22,41	17,29	18,95	-0,91

Faturamento Consolidado das Distribuidoras (R\$ mil)						
Classe	2015	2014	2013	2012	2011	Variação 2015x2014 (%)
Residencial	7.284.899	5.069.994	451.414	2.848.049	2.297.026	43,7%
Comercial	3.914.012	2.610.829	1.423.912	1.620.771	1.308.353	49,9%
Industrial	2.587.238	1.790.862	842.854	1.077.049	945.200	44,5%
Rural	840.267	533.515	180.087	201.491	157.513	57,5%
Poder Público	950.903	723.645	654.414	628.519	472.730	31,4%
Serviço Público	463.503	309.259	185.543	221.117	175.695	49,9%
Iluminação Pública	566.446	341.376	211.384	167.258	136.623	65,9%
Outros	114.223	76.812	49.218	68.054	52.084	48,7%
Total	16.721.491	11.456.292	3.998.825	6.832.308	5.545.225	46,0%

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Inadimplência Consolidada das Distribuidoras (R\$ mil)						
Classe	2015	2014	2013	2012	2011	Varição 2015x2014 (%)
Residencial	620.219	439.524	302.962	359.118	232.059	41,1%
Comercial	247.645	175.671	115.965	153.288	134.395	41,0%
Industrial	136.820	118.502	112.485	185.212	230.392	15,5%
Rural	81.038	55.578	41.757	72.683	69.317	45,8%
Poder Público	327.663	244.844	105.699	127.106	111.757	33,8%
Serviço Público	217.088	201.748	187.511	237.998	226.225	7,6%
Iluminação	100.533	48.516	22.113	37.566	37.732	107,2%
Outros	5.668	9.409	7.649	8.131	8.757	-39,8%
Total	1.736.673	1.293.792	896.142	1.181.101	1.050.635	34,2%

7.3. Expansão e Investimentos

As Empresas Eletrobras investiram R\$ 1,1 bilhão em distribuição em 2015, o que representa cerca de 60% dos R\$ 1,7 bilhões previstos. Em 2015, foram incorporadas 193.398 novas unidades, um crescimento de 2,9% em relação a 2014, atendendo a 700 municípios dos estados do Amazonas, Acre, Alagoas, Piauí, Rondônia, Goiás e do município de Boa Vista.

No ano de 2015, o desempenho na expansão não foi tão significativo quanto em anos anteriores, a exceção da Celg D. Algumas adversidades tiveram que ser vencidas para que os programas de expansão não sofressem desalinhamento com os programas sociais do governo. O andamento dos Programas de Obras de Expansão foi prejudicado devido a ausência de fonte de financiamento, em substituição ao extinto fundo Reserva Global de Reversão – RGR. Apesar dessas dificuldades, as obras que envolviam riscos operacionais foram executadas mas o ritmo de execução dessas obras foi adequado ao “caixa” das distribuidoras, por conta da utilização de recursos financeiros próprios, assim como os recursos do Banco Mundial (Projeto Energia+ Contrapartida). No que respeita a Celg D, em 2015, o Plano de Investimentos obteve uma realização de 92% do que foi aprovado no orçamento anual, sendo considerado um ano bastante positivo em relação aos investimentos para reforço e melhoria do Sistema Elétrico, portanto não havendo muitas dificuldades ao longo do ano.

Apesar de todas essas dificuldades, obras importantes do Programa de Expansão foram realizadas ou se encontram em andamento. As principais obras do realizadas ou em construção, no ano de 2015, estão relacionadas a seguir:

❖ Ceal:

- Equipamentos (Religadores, Bancos Reguladores de Tensão e Bancos Capacitores) – Projetos 7 e 8 - Energia + BIRD;
- Instalação de 197 Religadores Trifásicos Automáticos tipo distribuição 13,8 kV, alcançando uma Realização Física de 96%;
- Instalação de 16 Bancos Reguladores de Tensão tipo distribuição 13,8 kV, alcançando uma Realização Física de 100%;
- Instalação de 44 Bancos Capacitores tipo distribuição 13,8 kV, alcançando uma Realização Física de 106% (parte dos BCs que foram depredados em Fev/14, durante roubo ao almoxarifado da Companhia, foram recuperados);
- Adquiridos mais 95 Religadores Trifásicos Automáticos 13,8 kV, através de adesão ao Registro de Preço nº 0262013/04 CERON.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

- Regularização de Consumidores Clandestinos – Projeto 5 - Energia + BIRD:Regularizados 5.112 consumidores, alcançando uma Realização Física de 58% e Financeira de 54%;
- Programa Luz para Todos: Iniciada, em setembro de 2015, a execução de obras da 9º Tranche do Programa Luz para Todos, através do qual foram ligados 1.117 novos consumidores, alcançando uma Realização Física de 10%.
- Subestações de Energia 69/13,8 kV: Iniciada a Ampliação e Reforma da SE Delmiro Gouveia 69/13,8 kV – 15 MVA (Construção de 9 Novos Bays);Iniciada a Ampliação e Reforma da SE Olho d'Água das Flores 69/13,8 kV – 10 MVA (Construção 5 Novos Bays); Iniciada a Ampliação da SE Santana de Ipanema 69/13,8 kV – 15 MVA (Construção de 1 Novo Bay).
- Linhas de Distribuição 69 kV: Iniciada a Construção da LD 69 kV Delmiro Gouveia / Olho d'Água das Flores – 80 km; Iniciada a Construção da LD 69 kV Maceió II (Chesf) / Benedito Bentes – 8 km.

❖ **Cepisa:**

- Regularização de Consumidores Clandestinos Projeto 5 - Energia + BIRD: Regularizados 991 consumidores
- Construção Linha de Distribuição 69 kV: Nazária – São Pedro, 68 km, para resolver os problemas de qualidade no fornecimento de energia da Região do Médio Parnaíba, com conclusão prevista para janeiro/2016;
- Obras de subestações em andamento, com previsão de conclusão em maio/2016: Ampliação da SE São Pedro 69/34,5 kV- 12,5 MVA – 69/13,8 - 20 MVA;Ampliação da SE Nazária 69/13,8 kV – 32,5 MVA
- Instalação de Banco de Capacitores de 13,8kV, 6 MVar – Subestações de Jockey e Macaúba;
- Construção de 62,9 km de redes em média tensão, que fazem parte dos alimentadores das subestações de Renascença, Polo Industrial, Ribeiro Gonçalves, Parnaíba II e Parnaíba I;
- Construção de 29,6 km de extensão de pequenas obras, na própria rede de baixa tensão;
- Qualidade de Energia Instalação de Equipamentos: 32 Bancos de Capacitores; 04 Bancos de Reguladores; 122 Religadores;
- Programa Luz para Todos – PLPT: Execução de obras para atendimento a domicílios rurais, tendo alcançado: Consumidores Atendidos – 1.900; Postes Implantados – 8.232; Construção de Rede de Média Tensão (MT) – 789,41 km; Construção de Redes de Baixa Tensão (BT) – 66,37 km.

❖ **Ceron:**

- Obras do Sistema de Alta Tensão – SDAT;
- Construção das Subestações: Ji-Paraná III 69/34,5/13,8 kV - 65,7 MVA; Ariquemes II 69/13,8 kV - 25 MVA;Centro 69/13,8 kV - 79,8 MVA; Itapuã 69/13,8 kV -25 MVA;Triunfo Entroncamento 69/34,5/13,8 kV – 12,5 MVA; Triunfo

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

34,5/13,8 kV – 6,25 MVA; Bom Futuro 69/34,5/13,8 kV- 26,25 MVA; Machadinho (rural) 13,8/34,5 kV -6,25 MVA;

- Construção Linha de Distribuição 69 kV: Construção de 150 km de um total de 228 km, para interligação de 6 novas Subestações, com previsão de energização para o primeiro semestre de 2016; Construídos 30 km de redes de MT 34,5kV para interligação da subestação Triunfo e desativação de Usina Térmica;
- Obras do Sistema de Média Tensão – SDMT/BT: Construídos 205 km de redes MT, 13,8 kV, e 100 km de BT 220V; Realizados seccionamentos de circuitos, com instalação de 350 novos transformadores de 45 kVA;
- Qualidade de Energia Instalação de Equipamentos: Instalados 50 bancos de capacitores nas redes MT 13,8 kV (Projeto energia+ BIRD); Instalados 50 bancos de Reguladores de tensão nas redes MT de 13,8 e 34,5 kV (Projeto energia+ BIRD); Instalados 80 Religadores nas redes MT de 13,8 e 34,5 kV (Projeto energia+ BIRD).
- Programa Luz para Todos – PLPT: Execução de obras para atendimento a domicílios rurais, tendo alcançado: Consumidores Atendidos – 1.028; Investimentos realizados – R\$ 6,36 milhões.

❖ Boa Vista:

- Em 2015, foram concluídos os quatro últimos projetos sociais do Governo Federal referente à “Minha Casa Minha Vida” em Roraima, referente as obras: Conjunto Habitacional Vila Jardim; Conjunto Habitacional Pérola VII; Conjunto Habitacional Pérola VI; Conjunto Habitacional Ajuricaba;
- Foram instalados: 78 Trafos de Distribuição 13,8/0,22 kV; 7,5 km de adequações em redes de MT; 2,2 km em adequações em baixa tensão.
- Houve evolução na liberação da Faixa de servidão que pertence a Universidade Federal de Roraima, através de um acordo de cooperação técnica, as demais áreas será através de liminar.

❖ Eletroacre:

- Construídos 10,6km de Alimentadores MT-13,8kV e 5,92km de redes de distribuição MT-13,8kV e instalados 70 Trafos de Distribuição 13,8/0,22 kV (Contrapartida Banco Mundial);
- Recondutoramento de 14,7km MT 13,8kV e Reforço de 2,01km de Redes de BT (Contrapartida Banco Mundial);
- Construção de 0,83km de Redes de 13,8 kV e 6,44km de Redes de BT e instalados 15 transformadores trifásicos para atender 1.566 unidades habitacionais na Cidade do Povo - Programa Minha Casa Minha Vida (Recurso Próprio);
- Elaboração dos Projetos Executivos e Planilha de Quantitativo e Orçamento das Linhas de Distribuição entre as referidas Subestações: Quinari/Acrelândia, Sena Madureira/Manoel Urbano, Epitaciolândia/Assis Brasil, Seccionamento da LD Rio Branco/Epitaciolândia (Quinari/Quinari), Rio Branco/Quinari, Feijó/Envira, Feijó/Tarauacá, Cruzeiro do Sul/Juruá, Tangará/Alto Alegre, Alto Alegre/Porto Acre;
- Elaboração dos Projetos Executivos e Planilha de Quantitativo e Orçamento das Subestações: Epitaciolândia, Manoel Urbano, Sena Madureira, Assis Brasil, Quinari,

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Entroncamento, Envira, Tarauacá, Juruá, Alto Alegre, Porto Acre e bay de Saída da Tangará;

- Licitação da Contratação e Início da Construção das Obras de Ampliação da Subestação Epitaciolândia, bem como, do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) da mesma;
- Instalados 75 Bancos de Capacitores nas redes MT 34,5 e 13,8 kV, totalizando 100 Bancos de Capacitores (Projeto Energia+ BIRD);
- Instalados 15 Bancos de Reguladores de tensão nas redes MT de 34,5 e 13,8 kV (Projeto Energia+ BIRD) totalizando 25 Bancos de Reguladores de Tensão;
- Instalados 75 Religadores nas redes MT de 13,8 e 34,5 kV, totalizando 280 Religadores (Projeto Energia+ BIRD).

❖ Amazonas Energia:

- Implantação da SE COMPENSA 138/13.8 KV – 80 MVA;
- Energização da LT CACHOEIRA GRANDE/COMPENSA –C1 – 10,2 Km;
- Substituição de 1 Trafo de 13,3 MVA por 1 Trafo de 26,6 MVA na subestação Iranduba;
- Extensão de 6,38 km de alimentadores Subestações Existentes 69 kV;
- Recondutoramento de 4,12 km de alimentadores - Subestações 69 kV Existentes;
- Extensão de Rede de 57 km de MT e BT para a regularização de consumidores clandestinos;
- Programa Luz para Todos – PLPT: Devido às peculiaridades da área de concessão da Amazonas Energia, principalmente as associadas à sua geografia econômica, dimensões territoriais continentais, logística de transportes e dificuldades de acesso, a execução do programa está requerendo um grande esforço de todos os setores da Companhia envolvidos na execução do Programa, no sentido de que as dificuldades específicas dessa região sejam gradativamente superadas. O quadro a seguir demonstra o resumo físico das obras realizadas pelo Programa desde o início de sua execução (2004 – 2015).

Quantidade de Obras	Domicílios		Extensão da Rede (km)			Postes	Nº de Transformadores	Potência Instalada (kVA)
	Em 2015	Até 2015	MT	BT	Total			
3.081	2.857	106.804	18.360,52	856,62	19.217,13	220.022	49.484	261.473

❖ Celg-D:

- Obras de Alta Tensão – AT: A execução das obras de linhas de distribuição em AT teve bom desempenho permitindo a conclusão da LDAT Palmeiras – Cezarina C2. Encontra-se em andamento dentro dos prazos previstos as linhas: Inhumas – Itaberaí 138 kV, que será energizada em fevereiro/16 e a linha Rio Vermelho – Luziânia 138 kV prevista para em abril/16; Rio Vermelho – Cristalina ; Niquelândia (Furnas) e Corumbá – Pirenópolis.
- Quanto ao programa de obras de Subestações de alta tensão (SDAT's) foram realizadas as seguintes, as quais algumas já se encontram energizadas: Daia;

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Cezarina; Palmeiras; Cristalina; Firminópolis; Niquelândia; Real (substituição do trafo); Rio Vermelho; Carajás; Anhanguera;

- Instalação provisória de transformação 69/13,8 kV para eliminação de sobrecarga do TR 69/34.5 kV da SE Uruaçu;
- Realizadas as substituições dos transformadores em sobrecarga nas seguintes subestações: Nerópolis – TR 69/13.8 kV; Cabriuva (Rio Verde) – TR 69/13.8 kV; São João d'Aliança – TR 138/34.5 kV;
- Obras de Média e Baixa Tensão – MT/BT: As obras vinculadas ao atendimento de Santa Rita do Araguaia estão energizadas. O sistema Dorcelino, composto por duas subestações 34,5/13,8 kV, cerca de 30 km de linhas de 34,5kV, e mais de 50 km de redes de 13,8 kV encontra-se em andamento, conclusão prevista primeiro trimestre de 2016;
- Adequação de 300 religadores instalados em 146 subestações de distribuição de média tensão, bem como o Centro de Operação da Distribuição – COD e a aquisição e instalação de 237 Módulos Terminais de Acesso GPRS (General Pocket Radio Service) e 63 Rádios Digitais de 900 MHz para a automação de religadores instalados nas subestações de distribuição de média tensão;
- Aquisição, instalação e automação de 50 religadores na rede de distribuição de 13,8 kV na região metropolitana de Goiânia;
- Desmembramento de circuitos secundários na rede de distribuição da região metropolitana de Goiânia, com a instalação de 216 transformadores de 45 kVA e mais 27 transformadores de 75 kVA;
- Encontra-se em andamento a Aquisição, instalação e automação de 200 religadores em redes de distribuição de média tensão, sendo 156 religadores na região metropolitana de Goiânia e 44 religadores na região da cidade de Anápolis. Conclusão prevista para até 30 de abril de 2016;
- Programa Luz para Todos – PLPT: Em 2015, a CELG D prosseguiu com a execução do Programa, na zona rural do Estado de Goiás, com investimento de R\$ 19,7 milhões. Foram realizados 582 atendimentos, cobertura de 353 km de rede de Alta Tensão e 0,446 km de rede de Baixa Tensão;
- Além disso, em 2015, a CELG D, em cumprimento ao que está estabelecido no artigo nº 47 da Resolução ANEEL 414/2010, atendeu a 4.818 unidades habitacionais de loteamentos de interesse social.

8. Operações Internacionais

8.1. Presença no Mundo

De forma alinhada com a diretriz estratégica de expansão sustentável elencada no Planejamento Estratégico 2015-2030, a Eletrobras buscou aumentar sua expressão nos negócios de geração (ênfase em eólica e hidrelétrica) e transmissão (ênfase em interconexões internacionais) na América do Sul, Central, e ainda em algumas regiões do continente africano. Atuando com base em suas vantagens competitivas, como a expertise em grandes projetos hidrelétricos e integração regional, porte e posicionamento geopolítico favorável, a empresa vem criando uma carteira de projetos no exterior, privilegiando parcerias locais, com foco na criação de valor, garantindo retorno adequado aos investimentos internacionais.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Em 2015, a Eletrobras prosseguiu com os estudos sobre aproveitamentos hidrelétricos, linhas de transmissão e geração de energia renovável nos continentes americano e africano. Na América, destacam-se os estudos referentes a aproveitamentos hidroelétricos na Guiana, Nicarágua, Peru e eólicos no Uruguai, bem como os referentes a sistemas de transmissão internacional na região das Guianas, envolvendo o Brasil, denominado "Arco Norte", que será abordado no item 8.2 a seguir.



Destaca-se, em 2015, a entrada em operação do Parque Eólico Artilleros (65 MW) em sua totalidade. Localizado no Departamento de Colonia, Uruguai, Artilleros é fruto da associação entre a Eletrobras e a Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) na SPE uruguaia Rouar S.A. Trata-se do primeiro empreendimento internacional da Eletrobras a entrar em operação.

No que tange ao processo de integração elétrica regional, a Eletrobras atuou no fortalecimento das relações com agentes regionais. Como resultado, destacam-se o contrato de fornecimento de energia com a UTE, assinado em dezembro de 2015, a intensificação dos trabalhos envolvendo a exploração do potencial energético na região de fronteira com a Bolívia, bem como o avanço dos estudos no âmbito do Projeto Arco Norte.

Em fevereiro de 2015, foi assinada a Licença de Geração com o governo da Nicarágua, iniciando o período de concessão de 39 anos para construção e operação do Projeto Tumarín, usina hidrelétrica de 253 MW localizada na Região Autônoma do Caribe Sul. Esta usina gerará em média 1.184 GWh/ano, o que deverá significar cerca de 21% da demanda da eletricidade da Nicarágua em 2019, bem como substituirá parte da energia elétrica de fonte térmica à óleo, contribuindo para uma matriz energética mais limpa e renovável. O projeto Tumarín teve o início da execução das obras preliminares no 1º semestre de 2015.

No continente africano, a Eletrobras segue prospectando oportunidades de inserção no mercado de energia em empreendimentos de transmissão e geração limpa e renovável em Moçambique, Nigéria e República do Congo, tendo em vista o relevante potencial hidrelétrico da região e a enorme carência de energia no continente. Essa busca de oportunidade tem avançado com assinatura de acordos e diálogos com governos dos países em questão, bem como de players privados com interesse em parcerias na região.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Em dezembro de 2015, a Carteira de Projetos Internacionais era composta por 11 projetos. O total de ativos existentes na Carteira era de 9.280 MW em geração e 900 km em linhas de transmissão, no mesmo período.

Participação Estratégica em Entidades Internacionais:

A Eletrobras exerce o papel de agente executivo do Comitê Brasileiro da Comissão de Integração Energética Regional (BRACIER), que congrega cerca de 40 empresas do setor elétrico brasileiro, sendo um dos 11 comitês da Comissão de Integração Energética Regional (CIER), tendo como associadas cerca de 270 organizações atuantes no setor elétrico da América Latina. Pesquisas e estudos nos segmentos de geração e transmissão são coordenados pela Eletrobras.

Atualmente, o Presidente da Eletrobras, Sr. José da Costa Carvalho Neto, ocupa o cargo de Chair o Comitê de Programas do World Energy Council – WEC (Conselho Mundial de Energia), associação que reúne os principais líderes e entidades do setor de energia mundial e que busca divulgar as estratégias relacionadas às questões energéticas com a realização de eventos de alto nível, a publicação de estudos e a atuação de sua rede de membros. Em 2015, a Eletrobras esteve presente nos principais eventos da WEC.

Em setembro de 2015, a Eletrobras assinou um Memorando de Entendimentos com o Southern African Power Pool (SAPP) que é um organismo de cooperação entre as empresas nacionais de eletricidade dos países da região Sul do continente Africano, objetivando trocas de experiências, possibilidades de novas parcerias ou cooperações, e, principalmente, prospecção de oportunidades de negócios mais rentáveis no continente africano.

8.2. Interligações Fronteiriças

A Eletrobras opera interligações internacionais com o Paraguai, por meio da usina de Itaipu; com a Argentina, caracterizada pela linha de transmissão em 132 kV, que interliga subestação de Uruguaiana à subestação de Paso de los Libres; com a Venezuela, por meio de uma linha de transmissão em 230 kV, com capacidade de 200 MW, que interliga Boa Vista (RR) à cidade de Santa Elena; e com o Uruguai, por meio da linha de transmissão em 230 kV que interliga a conversora de frequência de Rivera (70 MW) à subestação de Livramento.

Ao sul do Brasil, foi iniciada em março de 2015, a fase de testes do trecho brasileiro da interligação Brasil – Uruguai, que fará a conexão entre a SE Presidente Médici, localizada no município de Candiota/RS e a SE San Carlos, próxima ao balneário de Punta del Leste, no Uruguai. A previsão é que a linha entre em operação comercial em 2016.

A entrada em operação da referida interligação incrementa o potencial de energia a ser importado pelo Brasil por meio do contrato de fornecimento de energia firmado pela Eletrobras com a estatal uruguaia UTE, em dezembro de 2015.

Já na região amazônica, a Eletrobras deu sequência ao Estudo de avaliação do Projeto Arco Norte, em conjunto com o BID e outras estatais de energia elétrica do Suriname, da Guiana e da França. O Projeto representa um sistema regional de transmissão de energia elétrica, cuja finalidade é estabelecer uma interconexão elétrica entre os estados de Roraima e Amapá, passando pelos territórios vizinhos da Guiana, Suriname e Guiana Francesa. O estudo de viabilidade do Projeto conta com o financiamento do BID e teve sua primeira fase (estudo base) concluída. A etapa seguinte refere-se ao Estudo de Pré-viabilidade, cuja conclusão está prevista para o 2º trimestre de 2016. Estes são os primeiros passos de um projeto que almeja a construção de uma linha de transmissão de aproximadamente 1.800 km de extensão, a fim de formar um grande arco elétrico que

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

garantirá o transporte da energia gerada por novos empreendimentos de geração localizados no Brasil, na Guiana, no Suriname e na Guiana Francesa.

9. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

9.1. Cepel e Investimentos em P&D+I

Criado em 1974, por iniciativa da Eletrobras, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel (www.cepel.br) vem contribuindo para a manutenção de uma infraestrutura tecnológica avançada de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D+I) em equipamentos e sistemas elétricos, de forma a atender às características singulares do setor elétrico brasileiro, que tem ampla base de usinas hidrelétricas de grande porte e linhas de transmissão de dimensões continentais.

Tendo como seus Associados a Eletrobras e as subsidiárias Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul, o Centro exerce a Secretaria Executiva de P&D+I e Tecnologia, da Comissão de Política Tecnológica das Empresas Eletrobras. É o executor central de linhas de pesquisa, programas e projetos, e provê consultoria e assessoramento na avaliação de resultados, na gestão do conhecimento tecnológico e sua aplicação.

Por sua abrangência, os beneficiários da sua atuação transcendem as Empresas Eletrobras. Incluem os Ministérios de Minas e Energia e da Ciência, Tecnologia e Inovação, e entidades setoriais, como a Empresa de Pesquisa Energética, o Operador Nacional do Sistema Elétrico, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e a Agência Nacional de Energia Elétrica, além de concessionárias e fabricantes de equipamentos.

Suas atividades de P&D+I, que abrangeram, em 2015, 85 projetos de grande porte da sua Carteira de Projetos Institucionais, organizam-se segundo sete grandes áreas: Otimização Energética e Meio Ambiente; Redes Elétricas; Automação de Sistemas; Linhas e Estações; Tecnologia de Distribuição; Materiais, Fontes Alternativas e Eficiência Energética; e Infraestrutura Laboratorial e de Pesquisa Experimental.

Maior instituição de pesquisas em energia elétrica no Hemisfério Sul, o Cepel conta com cerca de 408 empregados e um complexo de 32 laboratórios, instalados em sua sede, na Unidade Ilha do Fundão, na cidade do Rio de Janeiro e na Unidade de Adrianópolis, no município de Nova Iguaçu (RJ). Vários desses laboratórios são pioneiros no Brasil, e alguns são únicos na América do Sul, em função do porte de suas instalações, como, por exemplo, aqueles com capacidade de realizar ensaios em Ultra Alta Tensão. Sua infraestrutura laboratorial com padrão de excelência internacional permite a realização de projetos de pesquisa e desenvolvimento e a execução de serviços tecnológicos para os mais variados equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Com forte apoio das Empresas Eletrobras e outros parceiros, o Cepel desenvolve e mantém, um acervo próprio de metodologias e cadeia de modelos computacionais, essencial para a gestão do sistema eletroenergético interligado, dentro de rígidos critérios de segurança. Esta cadeia de modelos computacionais contribui para a redução dos custos financeiros e ambientais, otimização dos recursos naturais, diversificação da matriz energética, minimização de emissões de carbono, confiabilidade no suprimento de energia, modicidade tarifária e segurança energética nacional, estando na base de todas as atividades de planejamento e operação do sistema elétrico nacional.

Em termos de segurança elétrica em tempo real, o programa computacional SAGE é outro exemplo de tecnologia de ponta em nível mundial para supervisão, controle e gerenciamento de energia de redes, com atributos de portabilidade, modularidade, interconectividade e atualização contínua (conceito Evergreen), que permitiu retirar o Brasil da dependência de sistemas fechados de hardware e software e de soluções

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

passíveis de esgotamento tecnológico. Com esses predicados, tornou-se o sistema padrão para a operação em tempo real das redes elétricas das Empresas Eletrobras e da maioria das concessionárias integrantes do SIN, além de núcleo do fornecimento, em parceria, da nova Rede de Gerenciamento de Energia (Reger) do ONS para o Sistema Interligado Nacional (SIN), desafio de P&D para esta década. Outros aspectos, também de interesse direto do Sistema Eletrobras, são cuidados pelo Cepel nessa área, como minimização de perdas, recomposição assistida e ambiente para treinamento e qualificação de operadores.

Ainda com foco na melhoria do desempenho técnico-econômico e socioambiental dos ativos das Empresas Eletrobras, destaca-se a contribuição do Cepel no estabelecimento de indicadores de sustentabilidade empresarial, com base nas melhores metodologias e em critérios científicos.

O Centro participa de projetos e desenvolve estudos de geração eólica, solar, fotovoltaica, heliotérmica, células a combustível, tecnologias de produção de hidrogênio, supercondutores, sistemas híbridos de geração de energia elétrica, e técnicas de avaliação de integridade estrutural e extensão de vida útil.

Como um dos mais importantes investimentos de sua história recente, está sendo construído o Laboratório de Ultra Alta Tensão ao Tempo (LabUAT Outdoor), para pesquisa experimental e ensaios de soluções em transmissão, em níveis de até 1.100 kV CA e $\pm$ 800 kV CC, com alta capacidade, para o transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias. Com recursos de cerca de R\$ 100 milhões, o LabUAT Outdoor, pioneiro no continente americano e no hemisfério Sul, é fruto de apoio indispensável da Eletrobras, do MME, do MCTI, da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e do Banco Mundial. Esta iniciativa representará um novo paradigma para a transmissão de energia elétrica no Brasil e também contribuirá para o desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade na região amazônica. O segundo Laboratório de Ultra Alta Tensão, o LabUAT Abrigado, para pesquisa experimental em condições controladas, já está em fase de projeto e conta com recursos de Furnas (R\$ 95 milhões), Chesf (R\$ 75 milhões) e Eletronorte (R\$ 50 milhões), oriundos da Lei 9.991/2000, e do Cepel (R\$ 10 milhões).

O Cepel participa como executor de projeto para implantação de uma Plataforma de Pesquisa Experimental para o desenvolvimento e demonstração de tecnologias em energia solar no Brasil. O primeiro projeto corresponde a uma planta solar de 1 MW com a tecnologia de cilindros parabólicos, no município de Petrolina (PE), e conta com o apoio do MCTI/Finep e, MME, Chesf e universidades.

O aproveitamento de forma sustentável do potencial hidroelétrico na Amazônia, que ora se intensifica, é um dos aspectos relevantes para a garantia de desenvolvimento econômico brasileiro, com segurança energética e respeito ao meio ambiente, mantendo sua característica de matriz elétrica renovável e com um custo acessível da eletricidade. Neste sentido, o Cepel está sendo contratado pelo MME e pelo Banco Mundial para a elaboração de metodologia para o desenvolvimento de usinas hidroelétricas sob o conceito de Usinas-Plataforma, onde as usinas serão instaladas com o mínimo impacto ambiental e se constituirão em um vetor de conservação ambiental permanente.

O Cepel lançou, no dia 27 de outubro, o relatório "Guidelines for Quantitative Analysis of Net GHG Emissions from Reservoirs: Volume 2 – Modelling", durante a Hydro 2015 - Advancing Policy and Practice, em Bordeaux, na França. O documento traz diretrizes para modelagens de emissões líquidas de Gases de Efeito Estufa (GEE) em reservatórios de hidrelétricas. O volume foi produzido no âmbito da força-tarefa de Balanço de Carbono de Reservatórios de Hidroelétricas do Grupo de Trabalho em Cooperação Tecnológica em Hidroeletricidade da Agência Internacional de Energia (IEA HYDRO), coordenado pelo Cepel, por indicação do Ministério de Minas e Energia (MME).

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Em 2015, o aporte de contribuições institucionais das Empresas Eletrobras, no atendimento de sua obrigação estatutária para suporte e desenvolvimento do Cepel, somou R\$ 167 milhões. Os valores, apresentados abaixo, correspondem apenas aos montantes que foram aplicados, nos anos de 2014 e 2015, diretamente para o desenvolvimento dos projetos de pesquisa, lembrando que há outros montantes que são contabilizados como recursos aplicados, entre outros, na administração do Cepel e que não estão classificados como P&D.

Investimentos com Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação*	R\$ (mil)		
	2015	2014	Variação (%)
Eficiência Energética	6.206	5.973	4%
Energia Distribuída	798	614	30%
Geração e Tecnologias Avançadas	29.160	28.146	4%
Serviços Inovadores relacionados à Sustentabilidade	3.994	4.397	-9%
Tecnologia de Energia Renovável	4.893	4.622	6%
Tecnologias de Transmissão e Distribuição	101.668	91.797	11%
Total	146.719	135.549	8%

*Os dados se referem apenas ao CEPEL, não contém informações referentes a outras empresas Eletrobras.

As empresas Eletronorte e Chesf assinaram, em dezembro de 2015, contrato com empresas e institutos responsáveis pela pesquisa sobre geração de energia elétrica em flutuadores no lago de usinas hidrelétricas, que será realizada em plantas-piloto nas usinas hidrelétricas Sobradinho (BA) e Balbina (AM). O cronograma de implantação e pesquisa prevê o início da execução dos projetos no primeiro semestre de 2016. Os projetos serão realizados com recursos destinados a ações de Pesquisa e Desenvolvimento pelas empresas, com previsão de investimentos de cerca de R\$ 100 milhões, em ações previstas até janeiro de 2019, para gerar 10 MWp de energia elétrica.

9.2. Gestão da Inovação e Melhoria de Processos

❖ Gestão da Inovação:

O Sistema de Inovação Corporativa contempla a captação, a avaliação, o desenvolvimento e a implementação de uma ideia, cadastrada por um colaborador. O Sistema foi implementado em 2010 e vem sendo revisado a partir do 2º semestre de 2012 com a instituição do Prêmio Boas Ideias.

O Programa Boas Ideias conta com quatro grandes temas onde são classificadas as ideias captadas através da ferramenta institucional para cadastro das mesmas. O objetivo da nova etapa do Programa Boas Ideias é a Inovação Incremental e a Melhoria de Processos, e, por isso, os resultados alcançados em 2015 estão ligados à qualidade e ao desempenho, buscando de forma proativa a solução de problemas e desafios, onde o objetivo final, sempre, é a satisfação dos clientes internos e demais lideranças envolvidas no processo. Tal aspecto busca manter a competitividade empresarial e, em geral, tem foco no curto prazo.

Além da Gestão do Programa Boas Ideias, que é operacionalizado pela própria área de Gestão da Inovação, cujos recursos financeiros previstos para o Prêmio Boas Ideias totalizam R\$ 80 mil reais, os recursos consumidos foram de R\$ 21 mil reais às ideias vencedoras do Prêmio.

Em 2015, o Programa Bons Ideias registrou 35 ideias apresentadas pelos seus colaboradores que selecionou e premiou o projeto - "Smart Busa – Uma Visão Inovadora

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

para os Bens da União sob Administração da Eletrobras - BUSA", que consistiu no desenvolvimento de um sistema que tem por finalidade mostrar os imóveis de forma visual onde todos possam consultar toda a documentação de forma amigável e segura num único repositório concentrador de todas as fontes de informação relativas aos BUSA. O acesso direto e otimizado às informações gerou maior rapidez no processo de consulta, em consequência um melhor aproveitamento do valor homem/hora do processo, e uma fidedignidade na consolidação das informações para tomada de decisão. Além dessa tivemos duas ideias premiadas no tema Melhoria de Processos desenvolvidas com o apoio do Programa de Melhoria de Processos Eletrobras (PMPE).

Para 2016, é esperado um aumento da quantidade de ideias voltadas aos temas propostos em torno de 15%, em face da divulgação dos resultados alcançados em 2015 e da manutenção da filiação à Associação Nacional de Pesquisa, Desenvolvimento e Engenharia das Empresas Inovadoras – ANPEI, órgão fomentador de inovação por meio de capacitação de recursos humanos, divulgação de melhores práticas e de um intenso fluxo de informações por meio de reportagens, periódicos, artigos, entrevistas, cases e estudos sobre o tema. Além disso, haverá um novo direcionamento na atuação do Comitê de Avaliação de Ideias – CAI, formado por um integrante de cada diretoria da Eletrobras, que será capacitado internamente numa trilha de conhecimento voltada para a gestão da inovação. Com isso, os integrantes deste comitê passarão a atuar, com o conhecimento adquirido, como agentes de inovação, cuja função será a de fomentar e identificar, como representantes das diversas áreas da empresa, as iniciativas de melhoria e inovação que acontecem de forma espontânea e que necessitam ser divulgadas para servirem de exemplo e inspiração na mudança de nossa cultura de inovação.

❖ Melhoria de Processos:

Considerando que todas as atividades desempenhadas na Companhia fazem parte de algum processo, e que o respectivo desempenho afeta diretamente o resultado da organização, torna-se necessário simplificar, melhorar, agilizar e reduzir os custos dos processos, de forma contínua, buscando a eliminação das atividades que não agregam efetivamente valor ao negócio.

No segundo semestre de 2015, a Eletrobras lançou o Programa de Melhoria de Processos Eletrobras – PMPE, visando contribuir para a formação de uma cultura de melhoria contínua na Eletrobras.

O PMPE aproveita os analistas de processos da própria Companhia para treinar e orientar os participantes na aplicação das técnicas de melhoria de processos, sem custo para a organização.

De forma a direcionar as melhorias de processos para as necessidades da organização, foram realizados workshops com os gestores de todas as Diretorias para identificar problemas candidatos ao PMPE. Ao final, 124 problemas foram elencados e compartilhados com os empregados da organização.

A partir do conhecimento sobre os problemas identificados, o empregado pode inscrever um projeto de melhoria no PMPE. Este projeto é avaliado, e aqueles classificados com menor complexidade e maior potencial de resultado são selecionados para o ciclo vigente.

O primeiro ciclo foi iniciado em agosto de 2015 e será finalizado em fevereiro de 2016, tendo ao todo nove projetos inscritos. Deste total, seis projetos estão em desenvolvimento, um encontra-se em suspenso e dois projetos encontram-se concluídos, conforme destacados abaixo:

- Projeto de redução e treinamento do quadro de especificadores de requisições de compras foi finalizado: Este projeto tem demonstrado impacto significativo na melhoria do processo de aquisição de dispensa de licitação por valor, e também

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

nas demais contratações da empresa que precisem passar pelo rito de requisição de compras (criação, concordância, aprovação, especificação, homologação, e liberação). A primeira coleta de resultados do indicador, aferiu-se uma redução de 45% nas requisições de compras liberadas com especificações incorretas ou incompletas.

- Projeto de reestruturação do processo de pagamento das ações educacionais: As melhorias implementadas já permitiram a redução de aproximadamente 60% da quantidade de impressões realizadas, a definição de um padrão de monitoramento da caixa de entrada de notas fiscais, de modo a minimizar o tempo de espera entre a chegada da nota fiscal e o início de seu processamento, e a criação de um novo padrão para liberação de pedidos no SAP, de forma a agilizar a liberação dos pedidos no departamento e reduzir o tempo de envio para o contas a pagar.

Em 2016, já está programada a realização de dois novos ciclos do Programa de Melhoria de Processos Eletrobras. Ao final do ano, espera-se um aumento da quantidade de projetos de melhoria em torno de 10%, em face de uma forte campanha de divulgação dos resultados alcançados em 2015.

Vale ressaltar também que, no que se refere à melhoria dos processos, as Empresas Distribuidoras da Eletrobras vêm investindo na modernização do seu call center, que passou a contar com tecnologia utilizada pelas mais modernas centrais de atendimento do país, possibilitando a operação integrada entre as empresas. Há uma base operacional situada em cada uma das capitais dos estados onde as empresas atuam, e outra em Brasília, que centraliza parte das operações de todas as distribuidoras da Eletrobras. Assim, através do ganho em escala, possível com a integração entre as centrais, os clientes têm acesso a um atendimento ágil e de maior qualidade, propiciada pela centralização e unificação dos procedimentos comerciais.

Essa integração entre as bases operacionais é realizada através da instalação de links telefônicos e de dados, não implicando em custos adicionais, se comparada ao modelo anterior de operações isoladas. Além dos benefícios anteriormente indicados, a integração possibilita a contingência das operações de call center, agregando maior confiabilidade e segurança ao processo. Desse modo, caso apresente problemas de acesso a qualquer das centrais, ocasionados por greves, eventos da natureza, como enchentes e alagamentos, ou mesmo acidentes, as ligações dos clientes da empresa associada à central serão transferidas de modo automático para qualquer uma das demais centrais, sem afetar a disponibilidade dos serviços aos clientes. Alcançar melhores resultados na prestação de serviços é uma busca contínua em todas as distribuidoras da Eletrobras.

9.3. Governança de Tecnologia de Informação

As empresas Eletrobras vêm, desde 2011, orientando suas estratégias e ações no sentido de padronizar seus sistemas de informação corporativos com objetivo de apoiar a implantação de um novo modelo de gestão empresarial que garanta uma atuação uniforme, integrada, rentável e competitiva ao Sistema, bem como contribua para o aprimoramento da governança corporativa, baseada nas melhores práticas de mercado. Para tanto realizou processo de padronização de um sistema integrado de gestão empresarial (Enterprise Resource Planning - ERP), que culminou com a definição do sistema SAP ERP como padrão para todas as Empresas Eletrobras. De forma a viabilizar que as contratações das implantações e das adequações do sistema SAP ERP nas diferentes empresas ocorram segundo critérios uniformes, eficientes, eficazes e com os menores custos possíveis, a Eletrobras instituiu o Programa de Implantação do Padrão de ERP nas Empresas Eletrobras - ProERP.

O Programa ProERP é constituído de 7 projetos. Os projetos 1 a 5 foram concluídos em 2014. Em 2015, foram aprovadas as diretrizes corporativas e de governança do Programa

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

ProERP e também foi aprovado o projeto 6 com a lista dos requisitos de integração do ERP das Empresas Eletrobras.

Os principais Benefícios do Programa ProERP são: (i) Padronização e integração dos sistemas informatizados de gestão empresarial das Empresas Eletrobras; (ii) Maior agilidade na gestão dos negócios das empresas Eletrobras; (iii) Facilidade de acesso a informações, consolidação e comparação de resultados das Empresas Eletrobras; (iv) Otimização dos custos de suporte e manutenção de TI.

No que tange à Tecnologia e/ou Segurança da Informação, destaca-se, ainda, em 2015, a Implantação da tecnologia VoIP (Voz sobre IP) para o serviço de telefonia, que além de disponibilizar um serviço com alto grau de qualidade e confiabilidade, também permitirá a redução de custos de telecomunicações e a agregação de novos serviços e funcionalidades, dentre os quais pode-se destacar mobilidade, segurança, portabilidade, áudio e videoconferência.

Em 2015, houve também a aquisição de uma ferramenta de backup adequada para atender a infraestrutura de virtualização de servidores da Eletrobras holding, possibilitando backups mais confiáveis e eficientes, adicionando a replicação do backup para o site de contingência.

Foram ainda desenvolvidos: (i) o Sistema de Gestão de Assuntos Regulatórios – SIGAR, com o objetivo de manter atualizada a Diretoria Executiva das Empresas Eletrobras, a partir de relatórios semanais, sobre os assuntos regulatórios do setor elétrico que as afetem de alguma forma, permitindo adoção de ações imediatas, minimizando a possibilidade de multas, advertências e outras penalidades. As informações disponibilizadas pelo SIGAR são atualmente inseridas pela Diretoria de Regulação da Eletrobras e, em breve, serão automaticamente obtidas nos sistemas da Aneel; (ii) O Sistema para apuração e rateio de custos administrativos de Itaipu e Proinfa, com objetivo da Eletrobras aumentar o controle sobre a apuração dos seus custos administrativos com estas atividades, dado seu direito de ressarcimento financeiro, pois, desde 2012, a Aneel havia definido um montante fixo, sem atualização, dos custos administrativos que deveriam ser ressarcidos à Eletrobras em decorrência da gestão das contas de Itaipu e do Proinfa.

9.4. Eficiência Energética

A área de eficiência energética da Eletrobras é estruturada em duas grandes linhas de atuação: eficiência energética como política pública e eficiência energética com uma visão corporativa e empresarial.

Na vertente corporativa, a Eletrobras atua com atividades de eficiência energética nas Empresas Eletrobras e coordena o Comitê Integrado de Eficiência Energética das Empresas Eletrobras – “CIEESE”, que objetiva buscar soluções tecnológicas, cooperação técnica e excelência da eficiência energética empresarial. Na Holding, após a retomada das atividades em março de 2013, a Comissão Interna de Conservação de Energia – “Cice”, prosseguiu com suas atividades nos anos de 2014 e 2015, tendo como meta a redução de consumo de energia elétrica.

No âmbito da Eletrobras holding, foi alcançada uma redução de 1,8% do consumo de energia elétrica em 2015 em relação a 2014, sendo desenvolvidas as seguintes atividades:

- Estudo e busca de oportunidades de melhoria nos Centro de Processamento de Dados - CPDs;

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

- Otimização da iluminação em alguns andares de um dos edifícios da Eletrobras localizado na Cidade e Estado do Rio de Janeiro;
- Integração de trabalhos com a Cipa - Comissão Interna de Prevenção de Acidentes e CCS - Coleta seletiva; e
- Início dos trabalhos para nomeação de um representante da Cice por cada andar nos edifícios da Eletrobras holding.

Nas Empresas Eletrobras, por meio do CIEESE, também foram desenvolvidas diversas atividades, a fim de promover a redução do consumo de energia elétrica, inclusive através da conscientização, merecendo destaque as seguintes atividades:

- Lançamento do livro: Ações de Eficiência Energética do Sistema Eletrobras 2013/2014;
- Apoio na implementação da norma ISO 50.001 nas seguintes empresas: (i) Eletrobras Eletronorte (Tucuruí): implementação concluída – estágio atual de auditoria externa; (ii) Eletrobras Chesf (SE-Messias): manual do sistema de gestão da energia (SGE) concluído e plano de ação em desenvolvimento; e (iii) Itaipu Binacional: manual SGE concluído e planejamento energético em desenvolvimento;
- Formação de auditores internos da ISO 50.001;
- Apoio à CGTEE, em parceria com o Cepel, para levantamento de oportunidades de economia de energia;
- Elaboração de normas da série ISO 50.000 no comitê da ABNT; e
- Participação na criação do Comitê Brasileiro de Gestão e Economia de Energia da ABNT.

Na vertente de novos negócios, consta no Plano Diretor de Negócios e Gestão da Eletrobras (PDNG) 2015-2019, o projeto de implantação da venda de serviços relacionados à eficiência energética, com base nos conhecimentos e competências internas da Eletrobras notadamente nas áreas de gestão de energia e de consultoria técnica para os setores industrial e comercial.

Em 2015, em sua vertente de novos negócios de Eficiência Energética, a Eletrobras atuou em vendas de serviço, na formação de parceria e na prospecção de novos negócios, tais como exemplificamos abaixo:

- Realização de curso sobre a norma ISO 50.001 para a Sociedade Brasileira de Metrologia (SBM);
- Realização de contrato com o Instituto Brasileiro do Cobre (ProCobre) para promoção do motor Premium, difusão das práticas de eficiência energética em sistemas motrizes e da norma ISO 50.001 para as Micro e Pequenas Empresas (MPes);
- Administração dos contratos e supervisão dos projetos do Reluz em 2015; parceria com as Empresas de Distribuição da Eletrobras (EDEs) no projeto Energia +; e
- elaboração de um Plano de Ação em Eficiência Energética no setor de varejo, contemplando geração distribuída.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

❖ Vertente Política Pública:

A vertente da eficiência energética voltada para política pública refere-se ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) e será abordado no tópico 11.2 "Gestão de Programas de Governo" deste relatório.

10. Sustentabilidade Empresarial

10.1. Desempenho Empresarial

A Eletrobras utiliza índices ambientais e sociais pactuados no Contrato de Metas e Desempenho Empresarial ("CMDE") para análise dos resultados e seus impactos na sustentabilidade da Companhia. O CMDE contém indicadores corporativos nas dimensões econômico-financeira, operacional, social e ambiental e são firmados entre a Eletrobras holding e cada uma das suas empresas desde 2010.

O CMDE tem abrangência quinquenal e possibilidade de revisão anual, sendo um instrumento do processo de planejamento e gestão das Empresas Eletrobras. Os indicadores e as metas anuais que compõem o painel do CMDE são definidos no âmbito de um processo de negociação entre as empresas e a Holding, a partir de diretrizes estabelecidas pela Diretoria Executiva da Eletrobras – DEE e pelo Conselho de Administração da Eletrobras – CAE, em conformidade com os resultados e objetivos estratégicos a serem alcançados pelo Planejamento Estratégico da Companhia.

O monitoramento dos resultados é realizado pela Eletrobras e suas empresas, sendo publicado em relatórios mensais apreciados pelas Diretorias e Conselhos de Administração. Ao final de cada exercício, é apurado, para cada empresa, o Índice Ponderado de Cumprimento de Metas – IPCM, que indica o grau de adimplência global às metas estabelecidas para o período. No ano de 2015, ressalta-se que não foram contratadas metas de desempenho para as empresas Celg-D, cujo controle acionário foi adquirido em dezembro de 2014, e para Eletrobras Amazonas Geração e Transmissão de Energia, que passou a ser contabilizada individualmente somente em julho de 2015, a partir do processo de desverticalização da Amazonas Energia.

O Painel de Indicadores do CMDE (Scorecards) e seu processo de acompanhamento e gestão têm sido listados no Dow Jones Sustainability World Index (DJSI) como benchmarking mundial, desde 2014.

A Eletrobras participa, anualmente, dos processos de avaliação do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE/Bovespa) e do Dow Jones Sustainability World Index (DJSI).

Ainda no que respeita ao desempenho empresarial, a Eletrobras realiza o monitoramento dos projetos estabelecidos no Plano Diretor de Negócios e Gestão da Eletrobras – PDNG, indicando o avanço das atividades definidas nos cronogramas e as pendências que sinalizam riscos para o sucesso desses projetos. Nesse contexto, estão incluídos todos os projetos em andamento, corporativos ou em parcerias por meio de SPEs, relacionados à expansão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Esse desempenho é acompanhado pelo Escritório de Gestão de Projetos Corporativo da Eletrobras – "EGP Corporativo", que, além de difundir a cultura do gerenciamento e dar suporte a líderes de projetos, elabora e encaminha relatórios mensais de desempenho à Administração da Companhia, incluindo informações sobre o atraso médio da carteira de projetos e da Taxa Interna de Retorno – TIR, calculada periodicamente, dos projetos prioritários.

A Eletrobras, através do seu EGP Corporativo, desenvolveu metodologia para aferição do atraso médio da carteira de projetos de suas empresas com o objetivo de acompanhar o

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

desempenho da expansão e melhorias nos segmentos de geração, transmissão e distribuição.

Há que se destacar ainda que o questionário de avaliação de desempenho da Diretoria Executiva aborda o alinhamento da gestão à estratégia da Companhia e às diretrizes do Conselho de Administração, observando os impactos e riscos econômicos, ambientais e sociais

Os administradores da Eletrobras participam anualmente, desde 2013 (ciclo 2012/2013), de um processo de avaliação de desempenho, conforme metodologia contida no Manual de Avaliação de Desempenho do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, como forma de garantir que estes executem seus papéis alinhados à estratégia da Companhia, observando os impactos e riscos econômicos, ambientais e sociais.

O processo de avaliação de desempenho foi implantado em todas as Empresas Eletrobras. No início de cada ano é estabelecido o plano de trabalho da avaliação de desempenho mediante aprovação, pela Diretoria Executiva e Conselho de Administração, do cronograma da avaliação, no qual estão estipulados os prazos e responsabilidades previstos em cada etapa do processo. Este cronograma aprovado é divulgado para todas as Empresas Eletrobras. Para maiores informações acerca desta avaliação, verificar o Formulário de Referência da Companhia.

O Portal de Gestão Empresarial, disponibilizado desde 2014 em fase de teste, passou a apresentar, a partir de 2015, de forma integrada e eletrônica, as informações corporativas relevantes para a alta administração. O conteúdo é um extrato dos relatórios mensais encaminhadas à Administração da Holding. Outro canal de comunicação interno disponibilizado aos colaboradores é um espaço na intranet da Companhia, onde são apresentadas informações sobre o desempenho da Holding no âmbito do seu CMDE, de forma a disseminar e buscar o comprometimento dos empregados em atuar na direção do Planejamento Estratégico da Companhia.

Além desses dois canais internos, existe ainda o Portal da Governança, espaço existente no website da Eletrobras, através do qual o Relatório Executivo do Desempenho da Eletrobras elaborado para o Conselho de Administração é disponibilizado para determinado acesso restrito e controlado.

10.2. Responsabilidade Social

A Eletrobras, sempre atenta à sua Missão de “atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável”, apoia projetos sociais, culturais, esportivos e institucionais relevantes para o desenvolvimento da sociedade brasileira em diversos segmentos.

O compromisso social da Eletrobras com todos seus públicos de interesse é determinante para a sustentabilidade e a evolução de seus negócios.

Por isso, em dezembro de 2015, foi lançado o Programa Eletrobras de Voluntariado com o objetivo de potencializar o exercício da cidadania em seus colaboradores, fortalecendo, assim, a cultura organizacional, a proximidade com a comunidade em que atua, o desenvolvimento humano e profissional ocasionando, assim, resultados cada vez melhores no Clima Organizacional da Empresa. Por meio de ações voluntárias junto a instituições sem fins lucrativos e de idoneidade reconhecida, os voluntários da Eletrobras disponibilizam seu tempo, conhecimento e talento, de maneira espontânea e não remunerada, para causas sociais. Desde o lançamento do Programa, em 2015, não houve valor investido.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Além disso, de maneira alinhada aos Programas do Governo Federal, às políticas públicas, à legislação e a Política de Responsabilidade Social das Empresas Eletrobras, a Eletrobras deu seguimento ao seu compromisso com a responsabilidade social e deu continuidade a projetos sociais nos campos da educação e da geração de trabalho e renda, assim como aos projetos patrocinados pela empresa, associando a marca Eletrobras a projetos que fomentam a cultura e o esporte no país, bem como os a eventos de relevância técnico-científica.

Abaixo, encontram-se os convênios de responsabilidade social celebrados pela Eletrobras holding, em 2015:

Convênio	Projeto Social	Localidade	Linha de atuação	Beneficiados	Valor repassado (R\$)
ECV-PCS-006/2012	"Semeando a Cidadania"	Candiota-RS	Educação	115	71.262,20
ECV-PCS-003/2013	"Orquestra Filarmônica de Candiota"	Candiota-RS	Educação	60	0
ECV-PCS-002/2013	CCP Leite Legal	Rurópolis / PA	Geração de Trabalho e Renda	71	0
TC-DS-C-0095/2013	Projeto de apoio e assistência aos Kayapó do Oeste	Terras indígenas Baú e Menkragnoti / PA	Geração de Trabalho e Renda e desenvolvimento territorial	1.500	0
Total				1.746	71.262,20

Conforme verificado acima, no contexto de projetos e ações sociais, a Eletrobras deu continuidade ao projeto, de longo prazo, junto às comunidades indígenas Kayapó que vivem na margem Oeste do rio Xingu, no sul do estado do Pará, região de impacto indireto da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, em construção. Em 2015, finalizou a elaboração de projetos junto às comunidades indígenas Kayapó que vivem na margem Leste do rio Xingu e que serão executados em 2016. Esses são projetos que visam a geração de renda e de valorização da cultura dessas comunidades.

Destacam-se ainda outros projetos realizados em áreas próximas a empreendimentos da Eletrobras como a inauguração do Centro Comunitário de Produção (CCP) "Leite Legal", resultado de um convênio firmado entre Eletrobras e Cooperativa Agroliteira Transamazônica (Coopetra) cuja parceria também permitiu a implantação de 3 CCPs na cidade de Rurópolis-PA, localizada no entroncamento da Rodovia Transamazônica (BR-230) e da Rodovia Cuiabá-Santarém (BR-163), na região da bacia do Tapajós. Trata-se de projeto voltado para beneficiamento de leite, agregando valor ao produto, ocasionando incremento na renda dos produtores.

Além destes, também foram realizados 2 projetos sociais em Candiota, por ocasião do empreendimento de interligação Brasil-Uruguaí: Projeto "Semeando a Cidadania" e "Orquestra Filarmônica de Candiota". O primeiro objetiva oportunizar qualificação profissional e capacitação a jovens e adultos do município de Candiota, viabilizando disputar em iguais condições o acesso ao mercado de trabalho, promovendo assim, inclusão social e melhor qualidade de vida e promovendo desenvolvimento local e regional. O segundo projeto visa proporcionar acesso à cultura e capacitar jovens do município de Candiota a aprender um instrumento musical. O resultado é a criação da orquestra filarmônica de candiota.

No âmbito especificamente dos patrocínios, tivemos como principais beneficiados, no ano de 2015, os projetos relacionados às questões energéticas (Programa de Patrocínio a Eventos do Setor Elétrico 2015) e os culturais relacionados às artes populares e música. Em 2015, de acordo com o que determina a Política de Patrocínios das Empresas

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Eletrobras, buscamos apoiar projetos que concedam o retorno esperado, valorizando ações culturais inovadoras, criativas e originais que pudessem, ao mesmo tempo, agregar valor à marca das Empresas Eletrobras e valorizar a riqueza cultural nas mais variadas regiões do Brasil.

A holding Eletrobras desenvolveu uma Metodologia de Avaliação de Projetos de Patrocínio, que consiste em uma ferramenta métrica de análise do custo-benefício de projetos e os resultados alcançados após a finalização dos eventos, adequando a escolha e a análise de projetos a critérios técnicos de avaliação. No ano de 2015, a metodologia foi atualizada e otimizada e vem sendo objeto de grande interesse por outras estatais brasileiras.

A seguir encontra-se a relação dos projetos (culturais e não incentivados) patrocinados pela Eletrobras, já contratados, no ano de 2015:

Projetos Culturais Incentivados Contratados em 2015				
Contrato	Tipo de Projeto	Nome do Projeto	Beneficiário (a)	Valor Contratado (R\$) *
002/2015	Incentivado Cultural	Apresentação dos bois Garantido e Caprichoso em Parintins 2015	Maná Produções, Comunicação e Eventos LTDA	R\$ 700.000,00
006/2015	Incentivado Cultural	Roda de Zamba: Cultura Itinerante	Instituto Cultural Padre Josimo	R\$ 150.000,00
007/2015	Incentivado Cultural	Vestes Históricas Libanesas	Associação Cultural Brasil-Líbano	R\$ 80.000,00
015/2015	Incentivado Cultural	Festa Nacional da Música	VF Promoções e Publicidade Ltda	R\$150.000,00
Total dos projetos culturais incentivados contratados em 2015				R\$1.080.000,00

* O valor refere-se aos projetos contratados em 2015 e não necessariamente já faturados.

Projetos Não Incentivados Contratados em 2015				
Contrato	Tipo de Projeto	Nome do Projeto	Beneficiário (a)	Valor Contratado (R\$) *
001/2015	Não Incentivado	Usinas Hidrelétricas - passo a passo	Geraldo Magela Pereira	R\$ 20.000,00
003/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	12º Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico - ENASE	Canal Energia Internet Ltda	R\$ 30.000,00
004/2015	Não Incentivado	V Seminário Internacional de Direito Administrativo e Administração Pública	ICP Cursos e Projetos	R\$ 80.000,00
005/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	9ª feira Internacional de Energias Renováveis	All About Eventos LTDA	R\$ 50.000,00
008/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	9º Seminário de Eletrônica de Potência e Controle - 9º SEPOC	Associação Grupo de Eletrônica de Potência de Controle	R\$ 30.000,00
009/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	12º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética e ExpoEficiência 2015	ABESCO - Associação Brasileira das Empresas de Conservação de Energia	R\$ 60.000,00
010/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	Brazil WindPower 6ª Feira de Negócios	Canal Energia Internet Ltda	R\$ 30.000,00
011/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	CIGRE SC D1 2015 International Meeting and Colloquium	Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica –	R\$ 40.000,00

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Projetos Não Incentivados Contratados em 2015				
Contrato	Tipo de Projeto	Nome do Projeto	Beneficiário (a)	Valor Contratado (R\$) *
			CIGRE-Brasil	
012/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	XXIII Seminário Nacional Produção E Transmissão De Energia Elétrica - SNPTEE	Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – CIGRE-Brasil	R\$ 100.000,00
013/2015	Não Incentivado	Fórum Industrial de Produtividade, Energia e Negócios-FIPEN-	CIEMG	R\$ 12.000,00
014/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	XVIII SEPEF – Seminário de Planejamento Econômico- Financeiro do Setor Elétrico	Fundação Comitê de Gestão Empresarial	R\$ 60.000,00
016/2015	Não Incentivado	Projeto Estudo em Gerenciamento de Riscos Climáticos	Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenv.Sustentável	R\$ 10.000,00
017/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	XVI Congresso Brasileiro de Energia	FUNDAÇÃO COORDENAÇÃO DE PROJETOS, PESQUISAS E ESTUDO TECNOLÓGICOS - COPPETEC	R\$ 60.000,00
018/2015	Não Incentivado	I Seminário de Direito Comercial	Instituto Brasiliense de Direito Público - IDP	R\$ 100.000,00
Total dos projetos não incentivados contratados em 2015				R\$ 682.000,00

* O valor refere-se aos projetos contratados em 2015 e não necessariamente já faturados.

Dentre os projetos citados acima, encontram-se os projetos selecionados pela Eletrobras holding através do edital de seleção pública das Empresas Eletrobras para eventos vinculados ao setor elétrico. Com base no mesmo edital, Chesf selecionou 1 projeto totalizando R\$ 100.000,00; Eletronuclear selecionou 5 projetos, totalizando R\$ 220.000,00; Furnas selecionou 2 projetos, totalizando R\$ 150.000,00 e Eletronorte selecionou 3 projetos, totalizando R\$ 200.000,00. Coroados de grande êxito, o edital consolidou o trabalho desenvolvido ao longo dos anos para um processo seletivo baseado em princípios de isonomia e transparência, visando contemplar eventos que permitam a difusão do conhecimento técnico no âmbito do setor elétrico. Espera-se como retorno não apenas na associação da marca da Eletrobras a eventos de excelência, mas também que os eventos impulsionem os principais negócios das Empresas Eletrobras.

O quadro a seguir apresenta, para o exercício de 2015, os principais dispêndios da Eletrobras holding, nas diversas categorias de projetos e ações sociais:

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Indicadores Sociais Externos: Valores Repassados em 2015		Holding (R\$)	
		2015	2014
1	Categoria Projetos e Ações sociais	-	-
1.1	Educação	71.262,20	20.445,00
1.2	Saúde e Segurança Alimentar	-	-
1.3	Infraestrutura	-	-
1.4	Geração de Trabalho e Renda	-	143.196,00
1.5	Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente	-	-
1.6	Meio Ambiente	-	-
1.7	Cultura	-	-
1.8	Esporte e Lazer	-	-
1.9	Promoção da cidadania	-	-
1.10	Desenvolvimento Territorial e Comunidades Tradicionais (Decreto 6.040/07)	-	-
Subtotal Categoria Projetos e Ações Sociais		71.262,20	163.641,00
2	Doações	-	-
2.1	Doações de Recursos Financeiros:	-	-
2.1.1	Doação filantrópica	-	-
2.1.2	Doação ao Fundo para a Infância e Adolescência	-	-
2.1.3	Doação para situação emergencial ou de calamidade pública	-	-
2.2	Doação de bens e serviços	-	-
2.3	Doações de bens inservíveis para a empresa	-	27.501,00
Subtotal Doações		-	27.501,00
3	Voluntariado	-	-
3.1	Investimento na mobilização de voluntários	-	-
3.2	Investimentos no apoio a atividades do voluntariado	-	-
3.3	Tempo do empregado investido no voluntariado	-	-
Subtotal Voluntariado		-	-
4	Patrocínios Esportivos	-	-
4.1	Patrocínios Incentivados (Lei de Incentivo ao Esporte)	-	988.200,00
4.2	Patrocínios Não Incentivados	-	-
Subtotal Patrocínios Esportivos		-	988.200,00
5	Patrocínios Culturais e Institucionais	-	-
5.1	Patrocínios Culturais Não Incentivados	-	-
5.2	Patrocínios Culturais Incentivados (Lei Rouanet)	1.339.087,06	8.942.000,00
5.3	Patrocínios Institucionais	639.460,00	2.436.221,62
Subtotal patrocínios culturais e institucionais		1.978.547,06	11.378.221,62
Total de investimentos		2.049.809,26	12.557.563,62

Conforme acima demonstrado, em 2015, a Eletrobras realizou despesas em patrocínios na área cultural no valor total de R\$ 1.978.547,06; sendo R\$ 639.460,00 destinados a projetos não incentivados e R\$ 1.339.087,06 a projetos incentivados. Não houve

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

contratações de patrocínios para projetos esportivos incentivados ou não incentivados em 2015.

No aspecto da responsabilidade social, há que se destacar ainda que, como signatária do Pacto Global da ONU, do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça da Secretaria Especial de Políticas para as Mulheres da Presidência da República e dos Princípios de Empoderamento das Mulheres – iniciativa conjunta da ONU Mulheres e Pacto Global - a Eletrobras aprimora progressivamente a promoção da igualdade de oportunidades para todas as pessoas, sendo esse um compromisso também expresso no Código de Ética das Empresas Eletrobras.

Os resultados que podem ser destacados desde a adesão da Eletrobras a esses compromissos são: extensão do benefício de saúde a companheiros do mesmo sexo, canal de gênero para acolher manifestações de assédio sexual e outras discriminações de gênero, inserção da diversidade na publicidade da Companhia, licença maternidade de 180 dias, ações educacionais constantes que tratam do tema gênero, raça e diversidade.

Todas as ações internas e externas de cunho social desenvolvidas e apoiadas pela Eletrobras, consideram os valores da Companhia e também aqueles advogados pelos princípios voluntários assinados pela Eletrobras como os citados acima. Esses valores, portanto, estão presentes nos critérios de seleção de projetos e em todo o seu desenvolvimento gerando resultados para a sociedade, como a melhoria de renda e educação, e para a empresa, como a melhoria do clima organizacional.

Ainda, no contexto de apoio às políticas públicas e ao Decreto Federal nº 5.940/2006, desde 2008, foi institucionalizada a Comissão da Coleta Seletiva Solidária da Eletrobras que desenvolve o Programa da Coleta Seletiva Solidária visando estimular o consumo consciente e a separação dos resíduos recicláveis para que sejam destinados a associações e cooperativas de catadores de materiais recicláveis. O Programa é desenvolvido na Eletrobras Holding e não há recursos alocados. As Cooperativas de Materiais Recicláveis que recebem os materiais são selecionadas por meio de edital de chamada pública, cujo último que foi realizado foi em 2014, com validade de 2 anos, e a cooperativa selecionada foi a Recooperar, localizada no município de Itaboraí/RJ. Em 2015, a empresa destinou mais de 33 toneladas de resíduos.

10.3. Gestão de Pessoas

❖ Quadro Funcional:

Em 2015, o total de empregados das Empresas Eletrobras e de Itaipu era de 23.533 colaboradores, excluído quadro funcional da CELG D. A Celg D será apresentada em separado, devido a decisão de venda da referida distribuidora. O total de empregados de Itaipu Binacional, em 31 de dezembro de 2015, era 3.016, sendo 1.328 referente à margem brasileira e 1.688 referente à margem paraguaia.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Empresa	Região Norte		Região Nordeste		Região Centro-Oeste		Região Sudeste		Região Sul		Total²
	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	
Eletrobras	0	0	0	0	42	10	628	336	0	0	1.016
Cepel	0	0	0	0	0	0	290	88	0	0	378
CGTEE	0	0	0	0	0	0	0	0	506	115	621
Chesf	0	0	3.607	923	2	1	0	0	0	0	4.533
Eletronorte	1.192	164	305	41	913	365	33	4	0	0	3.017
Eletronuclear	0	0	0	0	0	0	1.571	378	0	0	1.949
Eletropar	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	4
Eletrosul	2	0	0	0	39	3	0	0	1.046	222	1.312
Furnas	10	0	0	0	383	47	2.436	498	139	7	3.520
Itaipu³	0	0	0	0	3	2	0	0	1.065	258	1.328
Eletoacre	206	50	0	0	1	0	1	0	0	0	258
Ceal	0	0	941	143	0	0	0	0	0	0	1.084
Amazonas Energia¹	1.872	363	0	0	0	0	0	0	0	0	2.235
Cepisa	0	0	1.050	224	2	2	1	0	0	0	1.279
Ceron	572	143	0	0	0	0	0	0	0	0	715
Boa Vista Energia	206	74	0	0	0	0	3	1	0	0	284
Total de empregados	4.060	794	5.903	1.331	1.385	430	4.965	1.307	2.756	602	23.533
Celg - D	0	0	0	0	1.951		0	0	0	0	1.951

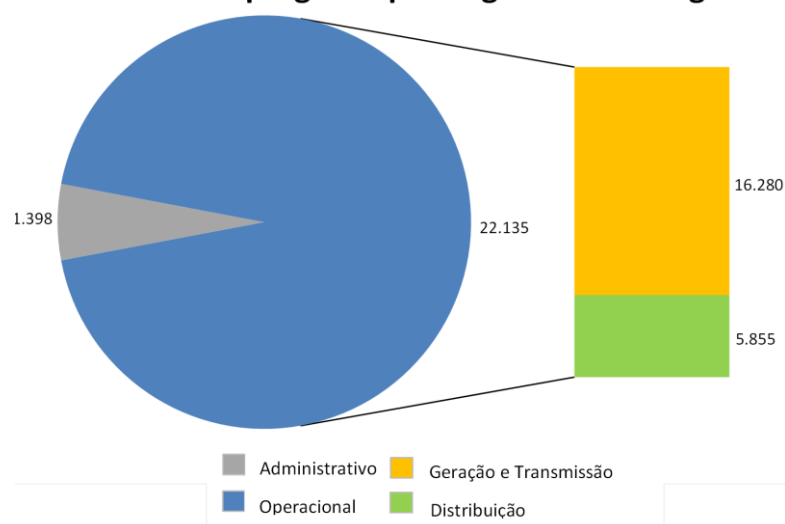
(1) O quantitativo da Amazonas se refere a Amazonas Energia (D) e Amazonas GT devido o processo de desverticalização ainda em curso;

(2) Quadro efetivo na Empresa = empregados próprios – empregados cedidos + empregados requisitados + cargos comissionados.

(3) Controlada em conjunto.

❖ Quantitativo de Empregados por Campo de Atuação:

Número de Empregados por Segmento de Negócio



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho**❖ Perfil do Empregado:**

Os dados abaixo se referem aos empregados próprios da Eletrobras Holding.

Escolaridade	Quantitativo
Doutorado	13
Fundamental	49
Médio	142
Mestrado	105
Pós-Graduação	250
Superior	427
Total	986*

*Quadro próprio: Inclui todos os empregados da Eletrobras, inclusive aqueles que se encontram cedidos, não representando, portanto, o quadro funcional.

Descrição	Nível Superior			Nível Médio		
	Masculino	Feminino	Total	Masculino	Feminino	Total
Raça						
Branco	249	161	410	85	41	126
Pardo	46	26	72	53	18	71
Negro	15	6	21	16	0	16
Amarelo	1	0	1	1	0	1
Indígena	0	1	1	0	0	0
Não informado	131	44	175	58	34	92
Total	442	238	680	213	93	306
Tempo de Serviço (anos)						
0 a 5 anos	84	52	136	114	37	151
6 a 10 anos	167	104	271	27	8	35
11 a 15 anos	124	50	174	0	0	0
16 a 20 anos	6	5	11	1	0	1
21 a 25 anos	0	0	0	0	0	0
26 a 30 anos	37	21	58	57	41	98
31 a 35 anos	9	5	14	8	3	11
acima de 35 anos	15	1	16	6	4	10
Total	442	238	680	213	93	306
Nível Hierárquico						
NH-A	43	21	64	2	2	4
NH-B	65	27	92	3	2	5
NH-S	7	1	8	0	0	0
Empregados sem função	327	189	516	208	89	297
Total	442	238	680	213	93	306
Escolaridade						
Fundamental	-	-	-	46	3	49
Superior	220	120	340	100	42	142
Pós Graduação	144	80	224	49	38	87
Mestrado	70	33	103	16	10	26
Doutorado	8	5	13	2	0	2
Total	442	238	680	213	93	306
Menor salário*	7.295,20			R\$ 3.484,43		
Maior salário*	26.003,04			R\$ 15.732,38		
Pessoas com Deficiência	3			6		

* Refere-se ao salário base, sem gradificações e adicionais.

O quantitativo de empregados PCD (Pessoa com Deficiência) nas Empresas Eletrobras é de 395 colaboradores.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Empresa	Empregados PCD
Eletrobras	9
Cepel	4
CGTEE	1
Chesf	169
Eletronorte	45
Eletronuclear	15
Eletropar	0
Eletrosul	21
Furnas	24
Eletroacre	11
Ceal	11
Amazonas Energia*	3
Cepisa	33
Ceron	9
Boa Vista Energia	5
Itaipu**	35
Total	395

* O quantitativo da Amazonas se refere a Amazonas Energia(D) e Amazonas GT.

** Controlada em conjunto.

❖ **Mão-de-Obra Contratada:**

Empresa	Região Norte		Região Nordeste		Região Centro-Oeste		Região Sudeste		Região Sul		Total
	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	
Eletrobras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cepel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGTEE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chesf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletronorte	66	52	0	0	81	160	1	2	0	0	362
Eletronuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletropar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletrosul	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnas	7	0	0	0	110	27	655	366	11	2	1.178
Eletroacre	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
Ceal	0	0	939	92	0	0	0	0	0	0	1.031
Amazonas Energia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cepisa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ceron	936	0	0	0	0	0	0	0	0	0	936
Boa Vista Energia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itaipu*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mão de Obra Contratada	1.014	52	939	92	191	187	656	368	11	2	3.512

Obs: O quantitativo da Amazonas se refere a Amazonas Energia(D) e Amazonas GT devido o processo de desverticalização ainda em curso.

* Controlada em conjunto.

❖ **Prestadores de Serviços e Outros não Concursados**

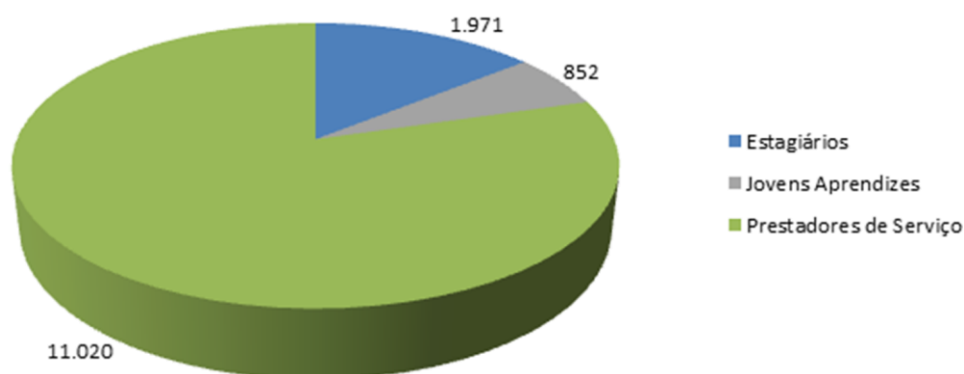
A tabela a seguir representa o quantitativo de prestadores de serviços das Empresas Eletrobras, contratados através de empresa prestadoras de serviços vinculados à atividade meio, tais como vigilância, limpeza, segurança, motorista e jardinagem. Não inclui prestadores de serviços vinculados a obras.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Empresa	Prestadores de Serviço Atividade Meio
Eletrobras	652
Cepel	235
CGTEE	308
Chesf	2.509
Eletronorte	205
Eletronuclear	1.849
Eletropar	0
Eletrosul	563
Furnas	2.897
Itaipu**	563
Eletroacre	63
Ceal	133
Amazonas Energia*	652
Cepisa	187
Ceron	154
Boa Vista Energia	50
Total	11.020
Celg-D	2.224

* O quantitativo da Amazonas se refere a Amazonas Energia(D) e Amazonas GT;

** Controlada em conjunto.

❖ **Turnover:**

O *turnover* nas Empresas Eletrobras em 2015 foi de 1,66%, menor que o percentual de 2014, que foi de 1,70%.

Empresas	2015	2014	2013
Eletrobras	1,10%	1,70%	1,60%
Cepel	6,10%	6,20%	1,20%
CGTEE	0,70%	4,50%	2,50%
Chesf	0,40%	2,70%	2,40%
Eletronorte	0,30%	0,50%	0,50%
Eletronuclear	0,60%	1,90%	1,30%
Eletrosul	1,20%	2,00%	0,30%
Furnas	0,80%	1,10%	1,00%
Eletroacre	1,40%	2,90%	2,40%
Ceal	4,80%	1,10%	2,80%
Amazonas Energia ¹	3,50%	0,70%	0,40%
Cepisa	6,60%	1,20%	2,20%
Ceron	0,40%	1,50%	0,80%
Boa Vista Energia	1,50%	5,00%	1,30%
Itaipu ²	3,50%	1,40%	3,50%
Total Empresas Eletrobras³	1,66%	1,70%	1,50%

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Celg-D	0,23%	NA	NA

(1) O percentual da Amazonas se refere a Amazonas Energia(D) e Amazonas GT.

(2) Controlada em conjunto.

(3) Turn-over sem PID e com Anistiados

Ao longo do ano de 2015, foram realizadas 554 admissões, sendo 479 admissões de empregados concursados e 75 de empregados anistiados conforme Lei 8.878/94 ou reintegrados. Por outro lado, foram 531 demissões, sendo 27 por iniciativa da Companhia e 504 por iniciativa do empregado, incluindo as demissões pelo PID.

As admissões efetuadas nas Empresas Eletrobras de empregados concursados não caracterizaram aumento de quadro, uma vez que são consideradas reposição de pessoal.

Empresa	Admissão de Empregados Próprios	Admissão de Anistiados/Reintegrados	Total
Eletrobras	0	14	14
Cepel	37	8	45
CGTEE	0	1	1
Chesf	5	3	8
Eletronorte	0	6	6
Eletronuclear	0	8	8
Eletropar	0	0	0
Eletrosul	0	32	32
Furnas	42	3	45
Eletroacre	1	0	1
Ceal	83	0	83
Amazonas Energia	132	0	132
Cepisa	150	0	150
Ceron	0	0	0
Boa Vista Energia	6	0	6
Itaipu*	23	0	23
Total	479	75	554

Obs: O quantitativo da Amazonas se refere a Amazonas Energia(D) e Amazonas GT.

* Controlada em conjunto.

❖ Plano de Demissão Voluntária - PID:

Em 2015, a subsidiária Eletronuclear efetuou 276 desligamentos através do Plano de Demissão Voluntária - PID. O PID total a Eletronuclear recebeu 623 inscritos. Foram efetuados 341 desligamentos em 2014 e 276 desligamentos em 2015. A previsão de economia com a medida é de R\$ 177. 498.485,89 por ano.

As demais Empresas Eletrobras finalizaram este processo, de forma substancial, em 2014.

O PID implementado especificamente na Eletronuclear sofreu adequações com o objetivo garantir a manutenção da capacidade de operação nuclear da empresa, levando em consideração a complexidade do conhecimento técnico necessário (praticamente inexistente no mercado), o tempo para formação do profissional, o repasse de conhecimento e a construção de Angra 3. Assim, ficou estabelecido que os profissionais ligados às atividades administrativas e de suporte somente poderiam se desligar em 2014 e, no ano de 2015, os empregados vinculados às atividades técnico-operacionais da empresa.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Os números do PID estão descritos no quadro abaixo:

Empresas*	Total de Elegíveis	Desligados	Economia Anual**	Custo Total do PID
Eletrobras	329	196	67.106.485,80	116.266.958,53
Eletronorte	1.317	430	193.147.334,87	319.981.146,65
Furnas	1.899	1.103	319.373.099,14	591.349.349,49
Chesf	2.803	1.353	276.359.033,43	587.304.749,30
Cepel	226	152	35.194.959,31	67.186.292,30
Eletronuclear	950	623	177.498.485,89	332.120.475,80
Eletrosul	398	203	43.836.521,09	84.403.472,94
CGTEE	126	124	18.253.223,30	40.150.360,04
Eletoacre	92	71	11.690.343,29	26.275.257,41
Amazonas Energia	467	143	16.893.809,01	43.962.902,90
Cepisa	783	299	52.303.596,99	116.541.750,66
Ceron	140	88	12.236.981,79	27.715.642,45
Boa Vista Energia	47	11	3.299.094,78	5.840.578,09
Ceal	326	264	38.985.256,10	90.290.520,36
Sistema	9.903	5.060	1.266.178.225	2.449.389.457

* A Celg D não foi incluída no PID devido a decisão de venda, assim como Itaipu por ser uma empresa binacional;

** A economia anual esperada poderá ser obtida após o desligamento de todos os empregados que aderiram ao PID.

❖ Treinamento e Desenvolvimento:

As Empresas Eletrobras provêem o desenvolvimento dos seus empregados em consonância com as estratégias definidas pela Companhia, por meio de ações educacionais coordenadas pela Unise – Universidade das Empresas Eletrobras e pela área de Educação Corporativa de cada empresa, que podem contratar fornecedores de mercado ou ter o treinamento ministrado por educador interno, através do denominado Programa do Empregado Educador. Esse Programa consiste na alocação de empregados das próprias Empresas Eletrobras para ministrar ações educacionais para outros empregados, o que favorece a criação da cultura de transferência de conhecimento, aliando o desenvolvimento de empregados à otimização de custos e valorização dos empregados. O modelo de funcionamento da Educação Corporativa das Empresas Eletrobras tem como premissa a atuação integrada e cooperativa de todas as Empresas, em sintonia com os propósitos estratégicos de integração, competitividade e rentabilidade estabelecidos em seu Planejamento Estratégico. Assim, esse modelo é composto pela Unise e 15 Unidades de Educação Corporativa associadas, correspondentes a cada uma das Empresas que são responsáveis por desenvolver as competências específicas de seus respectivos negócios e elaborar Planos de Desenvolvimento Individual (PDIs), resultantes de avaliações de lacunas de competências evidenciadas após a conclusão dos ciclos do Sistema de Gestão de Desempenho (SGD) dos seus respectivos colaboradores. Dessa forma, as Unidades e a Unise se completam para oferecer ações educacionais adequadas e eficazes aos seus empregados.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

A Unise mapeia as competências críticas a serem desenvolvidas, alinhadas ao PDNG das Empresas Eletrobras e o Plano de Carreira e Remuneração - PCR, e assim, oferta ações educacionais para os empregados. O Plano de Educação Corporativa – PEC 2015-2019, contempla as ações em ordem de prioridade que serão ofertadas ao longo dos 4 anos previstos. A cada ano, em função da dinamicidade da natureza dos nossos negócios, o PEC é reavaliado com novas demandas estratégicas. Em 2015, a atualização do PEC inseriu novas ações educacionais tais como Gestão de Projetos das Empresas Eletrobras, Capacitação do Novo Sistema ERP a ser implantado, Gestão de Sociedades de Propósitos Específicos, Compliance, entre outras.

A Unise está estruturada em 5 Escolas – Excelência Operacional, Estratégias de Mercado, Gestão, Liderança e Responsabilidade Social Corporativa - e 18 Pilares de Formação associados às Escolas, conforme apresentado no quadro a seguir.

Temas Transversais	Escola	Pilar de Formação
Integração, Competitividade e Sustentabilidade	1. Excelência Operacional	1. Geração 2. Transmissão 3. Distribuição 4. Programas Governamentais
	2. Estratégias de Mercado	1. Comercialização 2. Internacionalização 3. Novos Empreendimentos 4. P&D e Inovação 5. Regulação Setorial
	3. Gestão	1. Tecnologia de Gestão 2. Suporte ao Negócio 3. Comunicação 4. Governança Corporativa
	4. Liderança	1. Formação e Desenvolvimento de Líderes 2. Gestão de Pessoas
	5. Responsabilidade Social Corporativa	1. Cultura e Valores 2. Responsabilidade Socioambiental 3. Segurança do Trabalho

As Escolas são grandes eixos de conhecimento que refletem as orientações estratégicas das Empresas Eletrobras. Já os Pilares de Formação são núcleos temáticos, desdobrados das Escolas, que orientam a definição dos programas educacionais para o desenvolvimento das competências profissionais críticas, que viabilizarão essas estratégias.

Em 2015, apesar do contexto de restrições de custos, mas entendendo a importância e o diferencial que certas ações presenciais possuem para a educação corporativa, principalmente as ações voltadas para o desenvolvimento comportamental dos profissionais e do corpo gerencial, a Unise buscou adotar soluções que buscassem a otimização dos recursos em Educação. Assim, para manter orçamento adequado e oferta das ações de forma coerente e viável, a Unise focou nas seguintes medidas:

- Estratégia de Pólos, que tem por objetivo reduzir/eliminar os custos de deslocamentos e hospedagens, sem a perda total da integração das Empresas.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Neste sentido, sempre que possível, as ações educacionais foram ofertadas nas localidades do Rio de Janeiro, Brasília e Recife;

- Estreitamento com parceiros renomados, buscando agregação de valor às ações educacionais e a criação de padrão único de qualidade, tais como a Fundação Dom Cabral (Fdc), Fundação Getúlio Vargas (Fgv), Instituto Brasileiro de Governança (Ibgc), Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (Fipecafi), Amana-key, Fia/Usf, Fundação Coge, entre outras;
- Utilização de economia de escalas, na medida em que as ações são negociadas de forma unificada.

Em 2015, a Unise desenvolveu 34 ações educacionais distribuídas nas suas Escolas, com investimento total de R\$ 3.270.179,93, conforme quadro abaixo. Para 2016, espera-se alcançar patamar semelhante, e incluir novas ações em formato de treinamento à distância, com o intuito de aumentar ainda mais a abrangência das ações da Unise, a custos otimizados.

Unise 2015				
Escola	Investimento (R\$)	Qtde de Ações	Participações	Carga Horária
Excelência Operacional	1.440,00	8	94	2.752
Estratégias de Mercado	596.020,00	6	167	12.796
Gestão	1.338.804,93	12	364	12.362
Liderança	1.319.415,00	6	128	19.942
Responsabilidade Social Corporativa	14.500,00	2	75	288
Total	3.270.179,93	34	828	48.140
Horas Treinadas por participação				58,1
Investimento por participação				R\$ 3.949,49

No quadro a seguir, demonstramos todas as ações educacionais das Empresas Eletrobras, abrangendo as ações da Unise citadas acima e de todas as Unidades de Educação, o qual destacamos investimento total de R\$ 38.547.337,12.

Unise + Unidades de Educação 2015					
Ações	Investimento	Qtde de Ações	Participantes	Participações	Carga Horária
Pós - Graduação Stricto Sensu	R\$ 319.133,33	27	35	37	15.526
Pós - Graduação Lato Sensu	R\$ 3.779.657,93	107	359	491	64.261
Demais Ações Educacionais	R\$ 15.986.310,69	5.652	18.000	59.102	975.026
Congressos e Seminários	R\$ 2.490.383,94	463	2.324	3.251	51.209
Cursos de Idiomas	R\$ 1.659.414,58	290	750	2.037	38.201
Viagens e Deslocamentos	R\$ 14.312.436,65	-	-	-	-
TOTAL	R\$ 38.547.337,12	6.539	21.468	64.918	1.144.223
Horas Treinadas por participação					17,63
Investimento por participação					R\$ 593,79

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

No que respeita o Programa do Empregado Educador, em 2015, foram treinados 74 empregados em 4 ações do referido Programa, gerando uma economia estimada em R\$ 62.000,00. Para 2016, espera-se potencializar esse Programa, em especial no âmbito dos treinamentos decorrentes do Plano de Desenvolvimento Individual (PDI).

❖ Saúde, Bem-estar e Segurança no Trabalho:

O Programa Eletrobras Saudável visa a prevenção de doenças, a promoção da saúde e da qualidade de vida dos seus colaboradores. O referido Programa contempla ações voltadas para a redução dos fatores de risco de doenças crônicas, estimulando a prática de atividade física e a promoção de hábitos alimentares saudáveis, além de proporcionar suporte aos empregados elegíveis à aposentadoria. O custo com as ações do Programa Eletrobras Saudável foi de cerca de R\$ 370 mil.

Além disso, foram realizados exames ocupacionais nos empregados com a disponibilização de uma clínica de *check-up*, com um custo, em 2014, de R\$ 1.530.227,00 e, em 2015, de R\$ 1.429.368,00, além de terem sido prestados 3.150 atendimentos sociais e 3.744 atendimentos médicos e de enfermagem no âmbito da saúde ocupacional.

Em segurança do trabalho, na Eletrobras Holding, foram mantidos os atendimentos das normas de riscos ambientais e de periculosidade. Além disso, foram feitas inspeções físicas de obras e empreendimentos.

Abaixo, encontram-se, as estatísticas de acidentes de trabalho, comparadas com o exercício social anterior.

Empresa	Óbitos Empregados		Taxa de Frequência*		Taxa de Gravidade**	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Eletrobras	0	0	1,48	1,11	31,03	4,43
Cepel	0	0	0	2,47	0	28,38
CGTEE	0	0	3,11	4,98	32,64	60,64
Chesf	0	0	2,23	2,55	64,04	28
Eletronorte	0	0	2,7	0,51	68	69
Eletronuclear	0	0	0,79	0,99	9,32	10
Eletrosul	0	0	3,95	4,49	371,72	282
Furnas	0	0	1,55	1,56	70	7
Eletroacre	0	0	11,38	5,7	823,45	22,8
Ceal	0	0	6,24	6,56	778,67	865
Amazonas Energia	0	0	1,66	0,47	31,38	22
Cepisa	0	0	3,44	3,73	112,95	160
Ceron	0	0	8,18	1,42	252	9
Boa Vista Energia	0	0	2,06	2,35	8,23	12
Itaipu Binacional	0	0	4,66	4,8	169,55	112

(*) Taxa de Frequência: Número de acidentes típicos com afastamento por milhão de horas-homem de exposição ao risco relativo a empregados pertencentes ao Quadro Próprio em uma empresa.

(**) Taxa de Gravidade: Tempo computado por milhão de horas-homem de exposição ao risco relativo a empregados pertencentes ao Quadro Próprio em uma empresa.

(***) Os dados da Amazonas se refere a Amazonas Energia (D) e Amazonas GT.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

❖ Relações Trabalhistas e Sindicais:

O Acordo Coletivo de Trabalho - ACT 2015/2016, que abrange todos os empregados das Empresas Eletrobras, foi concluído com a mediação da Vice-Presidência do Tribunal Superior do Trabalho.

Em tal Acordo foram renovadas as cláusulas já existentes do ACT anterior, com a reposição do percentual IPCA apresentado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.

As negociações coletivas de trabalho contam com a participação de 76 sindicatos, sendo alguns abrangidos por federações conforme a seguir elencados:

Federação Nacional dos Urbanitários	Sindicatos dos Urbanitários de Alagoas
Federação Nacional dos Engenheiros	Sindicatos dos Urbanitários do Rio de Janeiro
Federação Nacional dos Trabalhadores em Energia, Água e Meio Ambiente	Sindicatos dos Urbanitários de Distrito Federal
Federação Nacional dos Administradores	Sindicatos dos Urbanitários de Amapá
Federação Interestadual do Sindicato de Engenheiros	Sindicatos dos Urbanitários de Rondônia
Federação Nacional dos Técnicos Industriais	Sindicatos dos Urbanitários de Roraima
Federação Regional dos Urbanitários do Nordeste	Sindicatos dos Urbanitários de Maranhão
Federação Nacional das Secretárias e Secretários	Sindicatos dos Urbanitários de Amazonas
Sindicato Nacional dos Advogados e Procuradores de Empresas Estatais	Sindicatos dos Urbanitários de Mato Grosso

❖ Fundos de Seguridade e Outros Planos Sociais:

As Empresas Eletrobras patrocinam planos de pensão para seus colaboradores, os quais são geralmente financiados por pagamentos a seguradoras ou fundos fiduciários determinados por cálculos atuariais periódicos. A Eletrobras Holding possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida conforme apresentado na tabela abaixo:

Fundos de Seguridade e Outros Planos Sociais	Beneficiários na Eletrobras Holding (em unidades)				
	2015	2014	2013	2012	2011
Plano de previdência na modalidade de Benefício Definido (BD)	112	114	179	190	190
Plano de previdência na modalidade de Contribuição Definida (CD)	781	789	897	925	912
Apólice de Seguro de Vida em Grupo para os empregados e assistidos*	1215	703	693	760	713
Convênio com o INSS para concessão e manutenção dos benefícios de	986	990	988	1217	1236
Plano de saúde de autogestão**	1262	1285	1288	1328	1391
Plano de Garantia de 90% da Renda Mensal Inicial (INSS + Eletros)***	204	106	109	146	230

* O número de beneficiários da Apólice do Seguro de Vida contempla os empregados ativos e os aposentados (Assistidos pela Fundação Eletros). Nos anos anteriores, era informado apenas os assistidos.

** No plano de saúde de autogestão, o quantitativo se refere aos titulares.

*** O quantitativo para o item "Plano de Garantia de 90% da Renda Mensal Inicial (INSS + Eletros)" foi informado pela Eletros.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

10.4. Gestão Ambiental

Conforme visto nos itens anteriores, as ações de Sustentabilidade Empresarial da Eletrobras estão alinhadas com os objetivos estratégicos e metas corporativas da Eletrobras, e conforme o PDNG 2015-2019.

No que respeita a gestão ambiental, merece destaque o objetivo estratégico da Companhia que é "Garantir que os empreendimentos do Sistema Eletrobras sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas áreas de entorno". Para tanto, a estratégia de alinhar práticas para garantir atuação sustentável baseia-se em três principais projetos:

- Promover estudos para avaliar o impacto das mudanças climáticas nas operações e resultados das Empresas Eletrobras;
- Implantar painel de indicadores para medir desempenho socioambiental; e
- Implementar iniciativas de uso eficiente de recursos (energia, combustível, água, etc.).

As atividades de gestão ambiental desenvolvidas pela Eletrobras compreendem suporte técnico e institucional às atividades-fim desenvolvidas pela empresa e estão alinhadas com os objetivos estratégicos e metas corporativas. Sua atuação se dá basicamente por meio da aplicação da Política Ambiental das Empresas Eletrobras, da atuação do Comitê de Meio Ambiente das empresas Eletrobras e do Sistema de Indicadores de Gestão da Sustentabilidade Empresarial (IGS).

A Política Ambiental das Empresas Eletrobras define a postura empresarial no trato de questões socioambientais associadas aos empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, respaldando as ações das empresas direcionadas à melhoria da qualidade ambiental em toda a área de atuação, contribuindo para a manutenção do meio ambiente equilibrado para as presentes e futuras gerações.

O Departamento de Meio Ambiente da Eletrobras coordena o desenvolvimento, a implantação e a manutenção do Sistema de Indicadores de Gestão da Sustentabilidade Empresarial (IGS) nas Empresas Eletrobras. O IGS é uma importante ferramenta estratégica, em contínuo desenvolvimento, que compila informações sobre seu desempenho em temas como energia, água, biodiversidade, resíduos, conformidade legal e outros.

Além da dimensão ambiental, já implantada desde 2010, em todas as empresas Eletrobras, o Sistema IGS está sendo expandido para atender a várias áreas que se relacionam com a sustentabilidade empresarial, como por exemplo, as áreas de responsabilidade social, governança e financeira.

O IGS ambiental possui 180 indicadores e envolve 558 usuários em todas as Empresas Eletrobras, num esforço contínuo de inserção de dados e avaliação do desempenho ambiental das atividades das empresas.

Considerando que as questões ambientais estão diretamente relacionadas à natureza dos negócios das empresas Eletrobras, a gestão e minimização dos impactos sobre a biodiversidade é uma diretriz estratégica que deve ser seguida desde o planejamento até a operação dos seus empreendimentos.

As empresas Eletrobras desenvolvem ações de recuperação e proteção da biodiversidade em concordância com os princípios e diretrizes da Política Ambiental da Eletrobras. Visando explorar racionalmente os recursos energéticos, mantendo o equilíbrio com o

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

meio ambiente, os aspectos de engenharia e os aspectos socioambientais são considerados em todas as fases dos empreendimentos, sempre atendendo aos princípios da sustentabilidade. Preconiza-se a manutenção de um processo sistemático e contínuo de melhoria nas práticas de gestão, pautado na conformidade com as políticas públicas e com os acordos internacionais dos quais o Brasil é signatário.

O Sistema IGS também permite o acompanhamento do desempenho ambiental das empresas no tema Biodiversidade.

Em 2015, a Eletrobras iniciou a participação em um projeto piloto desenvolvido por Cambridge denominado "*Natural Capital Protocol*" com o objetivo de identificar as dependências/impactos do negócio em relação à biodiversidade e da biodiversidade em relação ao negócio, bem como as oportunidades advindas desta interação visando a melhoria da gestão.

No que tange às Mudanças Climáticas, a Declaração de Compromisso sobre Mudanças Climáticas assinado pela Eletrobras, em 2012, solidificou o alinhamento da Empresa com as tendências mundiais de sustentabilidade empresarial e com as exigências do mercado e da sociedade em geral, merecendo destaque os compromissos assumidos no documento de assegurar a implantação de ações de gestão das emissões de gases de efeito estufa, a priorização de projetos de energia renovável e atuação no fomento a estudos relativos às mudanças climáticas, com o objetivo de identificar e compreender seus impactos no setor elétrico brasileiro, buscando novas tecnologias para minimizar os efeitos.

Em 2016, a Eletrobras lançará o seu oitavo "Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa", apresentando as emissões de gases de efeito estufa (GEE) das Empresas Eletrobras para o ano base 2015.

O "Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa - ano base 2015" segue a metodologia do IPCC (2006) e as diretrizes do GHG Protocol (WRI, 2004). Para o cálculo da intensidade de emissão de GEE foram considerados os escopos 1 e 2 (emissões diretas e emissões indiretas relacionadas à compra de energia), conforme preconiza o Carbon Disclosure Project (CDP) e outros instrumentos de relato de emissão de GEE.

O "Inventário Anual de Emissões de Gases de Efeito Estufa" das Empresas Eletrobras é verificado por empresa de auditoria independente, e reproduz a carta de asseguarção concedida pelos auditores.

Além da elaboração anual do Inventário de Emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) das Empresas Eletrobras, que ocorre desde 2009, a Eletrobras também estabeleceu, por meio de um esforço conjunto com suas subsidiárias, metas de redução das emissões de gases de efeito estufa para a frota veicular própria e para o consumo de energia elétrica. Estas metas projetam a redução da emissão de GEE para o ano de 2015, tendo como referencial as emissões do ano base 2012.

Não obstante os esforços empregados, os dados até então levantados para o Inventário de Emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) das Empresas Eletrobras 2015, que ainda serão finalizados, indicam uma tendência de aumento nas emissões de GEE em função do maior despacho das Usinas Térmicas pelo ONS, devido a baixa hidrologia de 2015.

❖ Relacionamento com Comunidades Afetadas:

As empresas Eletrobras desenvolvem projetos ambientais, obrigatórios ou voluntários, em consonância com suas declarações de compromisso, estabelecidas na Visão da Eletrobras, na Política Ambiental das Empresas Eletrobras e na Política de Sustentabilidade.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Tais projetos, além de atender às condicionantes das licenças ambientais concedidas aos empreendimentos das Empresas Eletrobras, visam também garantir que esses empreendimentos sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas áreas de entorno, multiplicando ao longo do tempo os efeitos benéficos de sua presença nas várias regiões brasileiras.

No âmbito do compromisso de crescimento sustentável, a Eletrobras verificou que é necessária, desde as fases iniciais de planejamento de um projeto, a realização de reuniões de esclarecimento e a construção de canais de comunicação com os diversos grupos sociais afetados. Assim, tanto nos estudos de impacto ambiental, quanto na elaboração dos programas ambientais na fase de projeto básico, as comunidades são convidadas e estimuladas a participar dos fóruns de discussão sobre o projeto, seus impactos e expor suas expectativas.

No âmbito dos Planos de Comunicação Social, inclusive aqueles relacionados ao Cadastro Socioeconômico, são previstas ações que incluem a instalação de escritórios locais proporcionando que o acesso e a troca de informações com a comunidade aconteça ao longo de toda a fase de estudos e não somente na etapa de realização das audiências públicas previstas na legislação. Para informar sobre os empreendimentos são usados os veículos locais de comunicação como jornais e rádios, reuniões com a comunidade e sítios das empresas na internet e são produzidos materiais como: folhetos, folders, cartazes, vídeos, cartilhas e boletins, dentre outros.

Destaca-se para os empreendimentos do rio Tapajós a produção de materiais (áudio e escrito) traduzidos para a língua Munduruku. Materiais como o RIMA também são distribuídos nas comunidades, associações, cooperativas e demais públicos pelas equipes de comunicação e interação social.

❖ Destaques:

Em 2015, a Eletrobras deu continuidade ao processo de licenciamento ambiental de diversos empreendimentos, como os empreendimentos AHEs São Luiz do Tapajós e Jatobá, no rio Tapajós, e Garabi e Panambi, no rio Uruguai.

No tratamento e gestão das questões socioambientais relacionadas aos empreendimentos em operação das Empresas Eletrobras, destacamos os seguintes projetos:

Eletrobras Eletronuclear:

- Projeto de Repovoamento Marinho da Baía da Ilha Grande – POMAR
- Programa de Monitoramento das Tartarugas Marinhas – PROMONTAR
- Parque Restinga de Mambucaba

Eletrobras Furnas:

- Furnas Educa
- P&D Educação Ambiental
- Projeto Natureza Doce

Itaipu Binacional:

- Programa Cultivando Água Boa

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Eletrobras Chesf:

- Controle de queima de cana-de-açúcar sob linhas de transmissão
- Programa de Ação Socioambiental – PAS
- Programa de Recomposição de Matas Ciliares

Eletrobras Eletrosul:

- Utilização de energia renovável no edifício sede da empresa e o atendimento as metas de redução de gases de efeito estufa
- Desenvolvimento de Sistemas combinados de biodigestores, canalização a partir de substrato de biomassa residual para o arranjo técnico e comercial para geração de energia elétrica conectada a rede a partir do biogás oriundo de dejetos de suínos no município de Itapiranga/SC

Eletrobras Amazonas Energia:

- Projeto “Quelônios do Uatumã”
- Projeto Piloto de Inventário de Bifelinas Policloradas (PCB – Ascarel)

Eletrobras Piauí e Eletrobras Acre:

- Logística e Manufatura Reversa

As ações de gestão ambiental das Empresas Eletrobras podem ser mais detalhadamente verificadas no Relatório Anual de Sustentabilidade disponível no website da Companhia.

❖ Investimentos:

A seguir, encontra-se os investimentos e gastos com proteção ambiental pelas Empresas Eletrobras em 2015:

Investimentos e Gastos com Proteção Ambiental em 2015	Investimento (R\$)
Preservação e Conservação Ambiental em Empreendimentos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	34.872.115
Adequação Ambiental das Usinas termelétricas Presidente Médici fases A e B e Candiota III	681.790
Preservação Ambiental em Empreendimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Estado do Amazonas	680.155
Total	36.234.060

10.5. Gestão da Marca, Reputação e Imagem

Em 2015, a Eletrobras, mais uma vez, obteve a primeira posição no setor de energia do ranking “As 100 Marcas de Maior Prestígio no Brasil”, da revista “Época Negócios”, figurando como líder deste *ranking* desde 2009, que considera como critérios para sua eleição o pioneirismo e a atuação de vanguarda na geração de energia limpa.

O Plano Diretor de Negócios e Gestão 2015-2019 incluiu entre seus projetos a atualização do estudo da reputação corporativa que incluirá análise de cenários, tendências, apuração do resultado dos indicadores que integram a metodologia existente e recomendações para monitoramento e gestão da reputação corporativa em alinhamento com o seu posicionamento estratégico e sua estratégia de marca. A implantação do projeto depende de liberação de recursos e contratação da empresa responsável, sendo o prazo previsto para sua conclusão 15 meses.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

❖ Publicidade Institucional e Legal:

Em 2015, a publicidade institucional da Eletrobras teve por foco a veiculação de mensagens com o objetivo de consolidar junto ao seu público estratégico a importância da empresa para o país, conforme estabelecido em sua Lei de criação 3.890-A/1961 e em seu Planejamento Estratégico, enfatizando seus negócios, sua área de atuação e os seus significativos investimentos. A campanha apresentou o destacado papel da Eletrobras para o desenvolvimento do Brasil para os próximos anos, os empreendimentos em andamento e em fase de conclusão, a participação da Companhia no Programa de Investimentos em Energia Elétrica do Governo Federal, além de seu compromisso com a sustentabilidade por meio do incentivo às fontes de energia alternativas.

Além da campanha institucional, divulgada nos meios de comunicação TV Fechada, Out of Home, Internet e Revistas, a Eletrobras deu continuidade à divulgação de conteúdos específicos para o público estudante (ensino fundamental, médio e universitário) por meio conteúdo educativo (web séries) voltado a aprofundar informações sobre temas recorrentes nos debates sobre energia elétrica, tais como meio ambiente e sustentabilidade, conceitos e princípios fundamentais sobre energia, fontes energéticas, energias renováveis, eficiência energética nas residências, na iluminação pública e nos transportes, eficiência energética e qualidade de vida, furto de energia e perdas comerciais e técnicas. Foi verificado número significativo de visualizações dos conteúdos da Eletrobras, o que demonstra a boa recepção e o interesse do target nos assuntos apresentados.

Em 2015, atualizou-se o material de divulgação institucional da Eletrobras, com destaque para o vídeo institucional e, em âmbito interno, desenvolveu-se e produziu-se a campanha de comunicação sobre a Política de Meio Ambiente das Empresas Eletrobras.

No âmbito do "Projeto Energia+" das Empresas de Distribuição, merece destaque as peças publicitárias para regularização de Unidades Consumidoras, Infraestrutura de Medição Avançada e para a campanha de cadastramento dos consumidores nos estados onde as Distribuidoras da Eletrobras têm atuação.

A tabela ao lado traz os valores despendidos, em 2015, com Publicidade Institucional da Eletrobras, Comunicação Institucional, incluindo Comunicação interna, e ações do "Projeto Energia +, bem como o valor total de todas as ações de publicidade legais executadas pela Eletrobras, decorrentes de obrigações

legais, como a publicação das demonstrações financeiras.

Produto	Valor (em R\$)
Publicidade Institucional Eletrobras 2015	30.681.167*
Publicidade Oficial (Legal) 2015	4.588.277
Total	35.269.444

*Inclui os valores Publicidade Institucional Projeto Energia + 2015.

10.6. Compromissos Voluntários e Participação em Entidades Estratégicas

❖ Compromissos Voluntários assumidos:

- Pacto Global (desde 2006).
- Princípios de Empoderamento das Mulheres (Womens Empowerment Principles) (desde 2010).
- Declaração de Compromisso Corporativo no Enfrentamento da Violência Sexual Contra Crianças e Adolescentes (desde 2010).
- Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça (desde 2013).
- Declaração de Compromisso sobre Mudanças Climáticas (desde 2012).

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho**❖ Entidades Estratégicas:**

- Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index – Eletrobras;
- Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE); e
- Selo Pró-Equidade de Gênero e Raça

❖ Participação em Associações:

Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA)	Comissão de Integração Elétrica Regional (Bracier)	Instituto Ethos de Empresas e Responsabilidade Social
Associação Brasileira das Companhias Abertas (Abrasca)	Comissão de Integração Energética Regional (CIER)	Instituto Nacional de Investidores (INI)
Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica (ABCE)	Comissão de Proteção ao Programa Nuclear Brasileiro (Copron)	Instituto Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento de Empresas Inovadoras (Anpei)
Associação Brasileira de Carvão Mineral (ABCM)	Comitê Brasileiro de Barragens (CBDB)	Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas da América Latina (Ideal)
Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)	Comitê Brasileiro de Eletricidade (ABNT/Cobe)	International Electric Research Exchange (IERE)
Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (Abrage)	Comitê Brasileiro do Conselho Mundial de Energia (CME)	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO)
Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústria de Base (Abdib)	Comitê Brasileiro do Pacto Global (CBPG)	International Energy Agency (IEA)
Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE)	Comitê de Entidades no Combate à Fome e pela Vida (COEP)	International Hydropower Association (IHA)
Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee)	Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (Cigre)	Operador Nacional do Sistema (ONS)
Associação Brasileira das Instituições de Pesquisa Tecnológica (Abipti)	Comitê Permanente para Questões de Gênero do MME e Empresas Vinculadas	Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial (Onudi)
Associação Brasileira de Energia Nuclear (ABEN)	Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRÉ)	Rede Latino-americana e do Caribe para a Eficiência Energética (Red-LAC-EE)
Associação Brasileira dos Geradores Térmicos (Abraget)	Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS)	Section of the Latin American Nuclear Society (LAS)
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	Conselho Mundial da Água (CMA)	Sustainable Energy for All
Câmara de Comércio Americana (Amcham)	Fórum Nacional da Gestão de Ética das Empresas Estatais	World Association of Nuclear Operators (WANO)
Centro Internacional de Energias Renováveis-Biogás (CIBiogás-ER)	Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro (FMASE)	World Energy Council (WEC)
Centro para Inovação e Competitividade (CIC)	Fundação Nacional da Qualidade (FNQ)	World Nuclear Association (WNA)
Comitê da Bacia Hidrográfica do São Francisco (CBHSF)	Global Sustainable Electricity Partnership (GSEP)	World Water Council (WWC) – Seção Brasil

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

10.7. Prêmios e Reconhecimentos

O reconhecimento por ações sustentáveis é motivo de orgulho para a Eletrobras, que tem a sustentabilidade como valor. Em 2015, pela quarta vez consecutiva, a companhia foi listada no Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index, sendo uma das 16 empresas brasileiras que integram o grupo. A Eletrobras é avaliada no segmento "Electric Utilities", no qual apenas cinco empresas foram incluídas em todo o mundo.

Este ano a Eletrobras também celebrou o fato de ter sido listada, pelo 8º ano consecutivo, no Índice de Sustentabilidade Empresarial da Bovespa (ISE-Bovespa), além de ter feito parte, mais uma vez, do Anuário de Sustentabilidade da RobecoSAM Corporate Sustainability Assessment, empresa especializada em investimentos sustentáveis e análise comparativa.

O programa Cultivando Água Boa, desenvolvido pela Itaipu Binacional, foi apontado pela Organização das Nações Unidas (ONU) como a melhor política de gestão de recursos hídricos no planeta. A Eletrobras Distribuição Rondônia foi contemplada com o Prêmio Socioambiental Chico Mendes, na categoria "Projeto de Responsabilidade Social", pelo terceiro ano consecutivo.

Os demais valores seguidos pela empresa — "Foco em resultados"; "Ética e transparência"; "Valorização e comprometimento das pessoas"; "Empreendedorismo e inovação" — também a colocaram entre as maiores do país e do exterior. A Eletrobras ocupou a primeira posição no setor de energia do ranking "As 100 Marcas de Maior Prestígio no Brasil", da revista "Época Negócios". Eletrobras Furnas, Itaipu Binacional e Eletrosul também tiveram posição de destaque, respectivamente em 2º, 4º e 5º lugares.

A Eletrobras apareceu em diversas listagens da edição "500 Maiores Empresas da América Latina", da revista "América Economia". A empresa ocupou a 39ª posição do ranking geral e a 19ª entre as brasileiras. A Eletrobras figurou, ainda, na 10ª posição entre "As Maiores por Propriedade", junto com Itaipu Binacional e as subsidiárias Furnas, Eletronorte e Chesf, que apareceram, respectivamente, em 20º, 29º, 30º e 39º lugares.

Já na edição "Melhores e Maiores", da revista "Exame", a Eletrobras ocupou a 42ª posição entre as cem maiores empresas brasileiras de capital aberto, por valor de mercado. Entre as 20 maiores empresas em patrimônio líquido, a empresa manteve a 3ª colocação.

A Eletrobras ocupou a 15ª posição no ranking das 500 maiores empresas do Brasil, por receita líquida, considerando dados financeiros e gerenciais. O resultado faz parte do guia "Época Negócios 360º", elaborado em parceria com a Fundação Dom Cabral.

Duas distribuidoras foram premiadas pelo Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC). A Distribuição Rondônia venceu na categoria região Norte e a Distribuição Alagoas, na categoria maior crescimento. Em 2015, a Eletrobras Distribuição Roraima recebeu menção honrosa pelo "Maior Desempenho no Índice de Qualidade e Satisfação de Clientes", concedida pela Comissão de Integração Energética Regional (Cier).

A transparência também mereceu destaque em 2015. Furnas e Eletrosul receberam o Troféu Transparência 2015, na categoria "Empresas de capital fechado", e a Eletronuclear recebeu o Certificado Empresa Cidadã, concedido pelo Conselho Regional de Contabilidade do Estado do Rio de Janeiro (CRC-RJ). O prêmio Empresas que Melhor se Comunicam com Jornalistas contemplou a Eletrobras pela quarta vez na categoria energia elétrica.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

11. Funções De Governo: Gestão de Fundos e Programas Setoriais

Conforme estabelecido na Lei de criação da Eletrobras 3.890-A/61 e em seu Estatuto Social, a Companhia, na qualidade de sociedade de economia mista federal, foi criada com objetivo de explorar as atividades econômicas relacionadas ao setor energético, devido ao relevante interesse coletivo envolvido nas referidas atividades que envolvem inclusive a prestação de serviços públicos. As atividades exploradas economicamente pela Eletrobras foram detalhadas nos Capítulos 5,6 e 7.

A Eletrobras, entretanto, respaldada pelo interesse coletivo que justificou sua criação, também atua como braço do governo federal na implementação de programas setoriais e gestão de fundos setoriais que visam o desenvolvimento e aprimoramento da Política Energética do país, conforme veremos a seguir.

Os recursos dos Fundos Setoriais não integram as Demonstrações Financeiras da Eletrobras, a exceção da Reserva Global de Reversão – RGR. A RGR, conforme será visto a seguir, constituiu uma das principais fonte de recursos para desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, aparecendo no passivo da Eletrobras, com a respectiva contrapartida no ativo.

11.1. Gestão de Fundos Setoriais

❖ Reserva Global de Reversão (RGR):

A RGR foi criada pela Lei 5.655/1971 com a finalidade de prover recursos para os casos de reversão e encampação de serviços de energia elétrica. Porém, enquanto não utilizados para os fins a que se destinavam, poderiam ser aplicados, como fonte de recursos, na concessão de financiamentos destinados a expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do governo federal, o que foi realizado sob gestão da Eletrobras.

A Eletrobras a medida que saca recursos da RGR para conceder financiamentos ao setor elétrico, registra, contabilmente, em seu passivo com o consequente registro da contrapartida em seu ativo. A medida em que os financiamentos são pagos pelos agentes do setor, a Eletrobras repassa para a RGR, contabilizando os respectivos pagamentos no ativo e passivo.

A Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, também estabeleceu que os recursos da RGR poderiam ser utilizados para indenização total ou parcial, dos investimentos não amortizados ou não depreciados durante o período de concessão.

No entanto, conforme é sabido, com a publicação da referida Medida Provisória 579/2012, ficaram desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR, as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012, e as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013, restringindo uma importante fonte de financiamento para o setor. A CDE, de acordo com a referida Lei, passou a ser fonte de recursos para o déficit de recursos da RGR, que recebe também os recursos decorrentes dos financiamentos concedidos e ainda não quitados.

Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, conforme legislação em vigor, a Eletrobras aplicou, no exercício financeiro de 2015, o montante de R\$ 5.349 milhões, dos quais R\$ 5.153 milhões foram destinados ao pagamento de indenizações, primordialmente aquelas referentes às concessões prorrogadas conforme Lei 12.783/2013 e determinadas pelas Portarias Interministerial nº 580/2012 e 602/2012. Além disso,

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

foram pagos, R\$ 170 milhões referente à transferência de recursos para a CDE e R\$ 26 milhões referente a pagamento de verba MME. No ano de 2015, não foi aprovado orçamento para concessão de financiamentos devido a restrição de recursos.

A movimentação referente aos ingressos e as aplicações dos recursos da RGR, inclusive por projetos e regiões, durante o ano de 2015, está apresentada nos quadros a seguir:

Movimentação	(R\$ milhões)
Ingressos:	5.381
Arrecadação de Quotas	839
Amortização de Empréstimos	1.236
Transferência do Fundo CDE	3.266
Outros	40
Aplicações:	5.349
Indenizações	5.153
Verba MME	26
Transferência para o Fundo CDE	170
Financiamentos	0

Recursos Aplicados por Região em 2015 (R\$ Milhões)						
Recursos Aplicados	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
Financiamentos	0	0	0	0	0	0
Luz Para Todos	0	0	0	0	0	0
RELUZ	0	0	0	0	0	0
Geração de Energia	0	0	0	0	0	0
Transmissão de Energia	0	0	0	0	0	0
Distribuição de Energia	0	0	0	0	0	0
Recuperação de Parques Térmicos	0	0	0	0	0	0
Repotencialização	0	0	0	0	0	0
Indenizações das Concessões (Lei 12.783)	396	1.626	2.044	1.050	38	5.153
Total	396	1.626	2.044	1.050	38	5.153

❖ **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):**

A CDE foi criada pela Lei 10.438/2002 com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Devido a restrição de recursos da RGR, a CDE também passou a ser utilizada para: Garantir os recursos necessários para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; prover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; Promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no § 2º do art. 11 da Lei no 9.648/1998; Promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural; Prover recursos para

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo; Prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição; e Cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética, conforme decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.

Para atender as finalidade acima, os recursos da CDE poderão ser transferidos à Reserva Global de Reversão – RGR e à Conta de Consumo de Combustível - CCC.

O papel da Eletrobras, como gestora do fundo CDE, está limitado a cobrar e recolher as quotas das concessionárias e permissionárias conforme é determinado previamente pela Aneel e aplicar os recursos conforme previsão legal, sempre limitada à restrição de orçamento imposta pela Aneel.

O orçamento da CDE de 2015 – bem como dos demais fundos setoriais, a saber, RGR e CCC – foi determinado pela Aneel através da Nota Técnica 033/2015-SGT-SRG de 26/02/2015, resultado da Audiência Pública 003/2015.

No ano de 2015, os repasses dos subsídios foram prejudicados devido a 33 distribuidoras terem obtido liminar judicial para realização de compensação dos créditos que tinham a receber do Fundo CDE com as quotas que deveriam recolher ao referido fundo.

Foram arrecadados pela CDE, em 2015, R\$ 20.447 milhões com destaque para a arrecadação de quotas, que representou 85,8% desse montante, os créditos transferidos pelo Tesouro Nacional, com 6,1%, as quotas da UBP, com 3,0% e as multas da Aneel com 1,1%. Há ainda uma rubrica denominada "Outras Fontes" que arrecadou R\$ 800 milhões, que engloba resgate da conta de aplicação UBP, conforme determinação da CGU de 11/09/15, parcelamentos, transferência do fundo RGR, transferência do MME para projetos das obras olímpicas e rendimentos de aplicações financeiras.

Em 2015, foi liberado, a título de subvenção econômica, recursos da CDE no montante de R\$ 10.972 milhões, dos quais R\$6.270 milhões para subsídios tarifários, R\$ 2.215 milhões para subvenção do Programa Baixa Renda e R\$ 1.225 milhões para Carvão Mineral. Além disso, o Fundo CDE repassou ao Fundo CCC R\$ 5.476 milhões e para o Fundo RGR R\$ 3.266 milhões. Abaixo demonstramos a movimentação financeira da CDE em 2015:

Movimentação	(R\$ milhões)
Ingressos: CDE+UBP+Multas Aneel	20.447
Arrecadação de Quotas CDE	17.542
Arrecadação de Quotas UBP	621
Crédito Transferido do Tesouro Nacional	1.250
Multa Aneel	234
Outras Fontes	800
Aplicações:	19.714
Subvenção Baixa Renda	2.215
Carvão Mineral	1.225
Subvenção Luz para Todos	657
Subvenção Equalização da Redução Tarifária	584
Subsídios Tarifários	6.270
Obras Olímpicas	11
Kit de Instalação	9
Transferência de Recursos para o Fundo CCC	5.476
Transferência de Recursos para o Fundo RGR	3.266
Outras Aplicações	1

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Recursos Aplicados até 31/12/2015 (R\$ Milhões)						
Projeto	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
Subvenção para o Programa de Baixa Renda	242,7	1.115,7	580,8	148,9	126,7	2.214,8
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0	1.224,8	0,0	1.224,8
Subvenção para Programa Luz Para Todos	269,9	353,6	1,8	1,9	29,5	656,8
Subvenção para Equalização da Redução Tarifária	540,3	8,2	8,9	26,0	0,8	584,3
Subsídios Tarifários	187,9	967,4	3.000,0	1.601,8	512,8	6.269,8
Subvenção CVA*	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Kit de Instalação	0,2	6,5	1,5	0,7	0,1	9,0
Subvenção Obras Olímpicas	0,0	0,0	10,8	0,0	0,0	10,8
Total	1.241,6	2.451,4	3.603,8	3.004,2	669,9	10.970,9

*Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.

❖ **Conta de Consumo de Combustíveis (CCC):**

A CCC tem por finalidade subsidiar os Agentes que atuam nas regiões eletricamente não integradas ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Essas áreas, chamadas de Sistemas Isolados, estão localizadas em sua imensa maioria na região Norte do país, restando ainda poucas áreas isoladas no estado do Mato Grosso e a ilha de Fernando de Noronha, no oceano Atlântico.

Os subsídios correspondem a uma parcela do custo total de geração, composto por todos os insumos da cadeia de produção e compra de energia elétrica para o atendimento ao mercado de cada Agente. Também faz parte da cobertura pelo Fundo os empreendimentos que diminuem o custo e ou a utilização de combustível fóssil para a geração de energia elétrica, tais como Linhas de Transmissão, Pequenas Centrais Hidroelétricas, Eficientização de Máquinas e também a utilização de fontes não convencionais para a geração de energia.

A partir da publicação da Lei 12.783/2013, a CDE passou a ser a fonte de recursos da CCC, não havendo mais a cobrança de quotas mensais recolhidas pelos agentes de distribuição, transmissão e permissionários.

Existe ainda uma receita residual proveniente de quotas mensais não recolhidas à época pelos Agentes, que foram repactuadas, no montante de R\$ 136 milhões. Também deve ser considerada a receita proveniente de aplicações financeiras da ordem de R\$ 930 mil.

Ao longo de 2015, foram feitos repasses da ordem de R\$ 5.646 milhões, sendo R\$ 5.496 milhões na rubrica custo total de geração e o restante, R\$ 149 milhões, para os empreendimentos sub-rogados ao Fundo. Ainda foi repassado R\$ 885 mil, a título de devolução a um consumidor, por determinação da ANEEL, através do Despacho nº 180, de 27 de janeiro de 2015.

Importante citar que, face a escassez de recursos da CCC ao longo do ano de 2014, a Eletrobras ficou impossibilitada de efetivar a liberação de subsídios tempestivamente naquele ano para as subsidiárias de distribuição da Eletrobras que são beneficiárias desses recursos por atuarem no Sistema Isolado. Devido a esse fato, conforme Portaria Interministerial dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda nº 652/2014, foram celebrados 2 Contratos de Confissão de Dívida com as referidas distribuidoras, nos montantes de R\$ 4.259 milhões e R\$ 2.296 milhões, alongando o perfil da dívida para 10 anos.

A seguir, apresentamos a movimentação financeira do Fundo CCC, em 2015, cujo saldo final, em 31 de dezembro de 2015, era de R\$ 1.372.478,31, considerando o saldo inicial de R\$ 34.211.423,27, em 31 de dezembro de 2014:

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Movimentação	R\$ Milhões
Receitas	5.613
Transferência do Fundo CDE	5.476
Parcelamentos	136
Aplicações Financeiras	1
Despesas	5.646
Custo Total de Geração	5.496
Sub-royações	149
Outras Aplicações	1

Recursos Aplicados por Região em 2015 (R\$ Milhões)						
Projeto	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
Custo Total da Geração	5.471	22	0	0	3	5.496
Sub-royações	100	0	0	0	49	149
Outras Aplicações	0	0	1	0	0	1
Total	5.571	22	1	0	52	5.646

11.2. Gestão de Programas de Governo**❖ Luz para Todos:**

O Programa Luz Para Todos ("LPT") visa propiciar, até o ano de 2018, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

Os recursos necessários ao desenvolvimento do Programa vêm do Governo Federal a título de subvenção, por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e a título de financiamento, por meio da Reserva Global de Reversão (RGR) ou da Caixa Econômica Federal, além de recursos dos governos estaduais envolvidos e dos Agentes Executores.

Até o final do ano de 2015, os recursos investidos no LPT totalizaram R\$ 22,85 bilhões, sendo R\$ 16,6 bilhões (73%) referentes aos recursos setoriais administrados pela Eletrobras.

Em 2015, foi liberado R\$ 0,66 bilhão com recursos da CDE. Desde 2004, já foi liberado um montante de R\$ 13,90 bilhões, com recursos da CDE e RGR, de um total contratado de cerca de R\$ 16,6 bilhões, ou seja, 84% do total de recursos contratados.

A seguir, são apresentados os montantes de recursos contratados e liberados de 2004 a 2015, distribuídos por região:

Região	Recursos Setoriais até 31/12/2015 (R\$ milhões)					
	Contratados			Liberados		
	CDE	RGR	CDE+RGR	CDE	RGR	CDE+RGR
Norte	4.171,97	318,29	4.490,26	3.295,31	284,30	3.579,61
Nordeste	6.818,83	942,14	7.760,97	5.865,02	837,42	6.702,44
Centro-Oeste	864,24	589,77	1.454,01	746,95	526,96	1.273,91
Sudeste	858,13	1.174,51	2.032,64	737,80	942,98	1.680,78
Sul	346,24	511,90	858,14	276,59	387,26	663,85
Brasil	13.059,41	3.536,61	16.596,02	10.921,67	2.978,92	13.900,59

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

No ano de 2015, foram realizadas 57.676 ligações no âmbito do LPT, acumulando um montante de 3.258.086 ligações efetuadas desde 2004, o que corresponde a mais de 15,6 milhões de pessoas beneficiadas no meio rural brasileiro. Com relação às metas assumidas para o final de 2015, foram realizados 99% da meta global de 3.278.430 ligações, computados os compromissos dos executores com a Eletrobras e com os governos estaduais.

❖ Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica:

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica ("Proinfa") foi criado, em 26 de abril de 2002, pela Lei nº. 10.438, e regulamentado através do Decreto 5.025/04, iniciando o processo de sua implantação em 2004.

O Proinfa tem cumprido seu objetivo de promover a diversificação da matriz energética brasileira a partir do aumento da participação de empreendimentos com base em fontes eólica, pequena central hidrelétrica (PCH) e biomassa. À Eletrobras foi assegurado o direito à compra e comercialização da energia contratada das usinas do Proinfa pelo período de 20 anos a partir da data de entrada em operação comercial dos empreendimentos.

A realização do Proinfa contribuiu para a diversificação da matriz energética do país por meio do aproveitamento de fontes energéticas locais, além de contribuir para a geração de cerca de 150.000 empregos diretos e indiretos em todo o país, proporcionando grandes demandas industriais e internalização de tecnologia de ponta.

O Proinfa adicionou ao Sistema Interligado Nacional um total de 131 novos empreendimentos, divididos em 60 PCHs (1.159,24 MW), 52 eólicas (1.282,52 MW) e 19 térmicas a biomassa (533,34 MW), totalizando uma capacidade instalada de 2.975,10 MW. Desde a entrada em operação do primeiro empreendimento em fevereiro de 2006 até o final de 2015, a contribuição do Proinfa para o sistema em termos de volume de energia gerada foi de aproximadamente 70 milhões MWh.

Fontes	Empreendimentos em operação 2014		Empreendimentos em operação 2015	
	Empreendimentos	Potência (MW)	Empreendimentos	Potência (MW)
PCH	60	533,34	60	1.159,24
Eólica	52	1.282,52	52	1.282,52
Biomassa	19	1.159,24	19	533,34
Outras Fontes	-	-	-	-
Total	131	2.975,10	131	2.975,10

A contratação de energia de empreendimentos encerrou-se em 31 de dezembro de 2011.

Com relação ao ano de 2016, para fins de estabelecimento das quotas anuais de energia elétrica referentes às concessionárias de distribuição e de transmissão, a Resolução Homologatória 2003, de 15 de dezembro de 2015 definiu que o montante a ser rateado no ano é de 11.192.200 MWh com um custo previsto de R\$ 3,64 bilhões.

❖ Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel):

O Procel é o Programa do Governo Federal destinado a promover o uso eficiente da energia elétrica no país, com a Eletrobras desempenhando a função de Secretaria Executiva. O Procel atua em todo Brasil através de programas setoriais nas áreas de tecnologia, educação e disseminação de informação, edificações, saneamento ambiental, gestão energética municipal, iluminação pública e indústria.

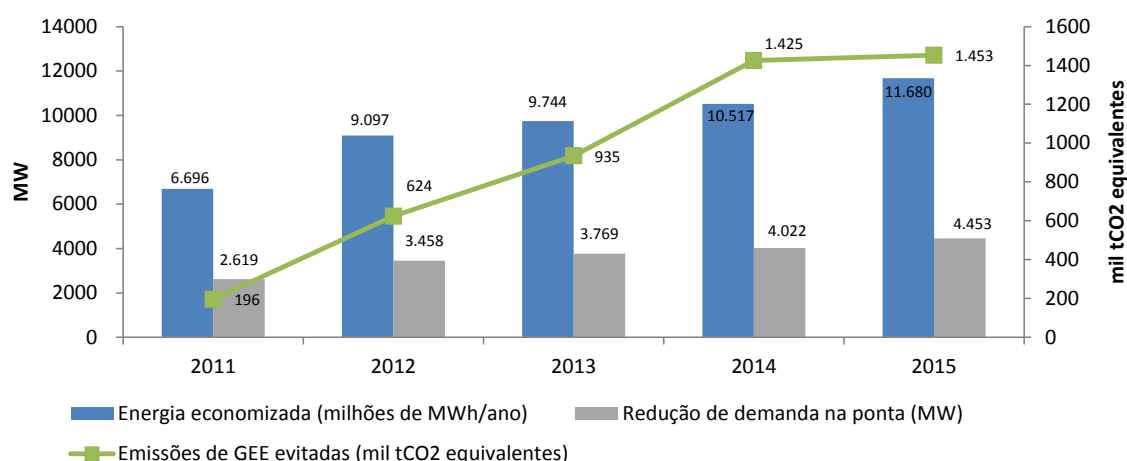
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

As informações acerca dos subprogramas do Procel podem ser verificados no website <http://www.eletrobras.com/pci>

Os benefícios gerados pelo Programa podem ser contabilizados tanto pela economia de energia quanto pelos investimentos postergados na expansão do parque de geração de energia elétrica que se revertem em benefícios para a sociedade.

Em 2015, o Procel contribuiu, principalmente através do Selo Procel, para uma economia de 11,68 milhões de megawatts-hora (MWh), equivalente ao consumo anual de 6 milhões de residências. Evitou-se ainda a emissão de 1,453 milhão tCO2 equivalentes.

Indicador / Ano	2015	2014	2013	2012	2011
Energia economizada (milhões de MWh/ano)	11.680	10.517	9.744	9.097	6.696
Emissões de GEE evitadas (mil tCO2 equivalentes)	1.453	1.425	935	624	196
Redução de demanda na ponta (MW)	4.453	4.022	3.769	3.458	2.619



No que tange aos recursos aplicados no Procel, desde 1985, cerca de 70% dos recursos aplicados eram provenientes da RGR e 30% recursos do Fundo de Desenvolvimento Tecnológico da Eletrobras. Com a redução dos recursos da RGR, em virtude da Lei 12.783/2013, a Eletrobras passou apenas a honrar com os compromissos referente à parte dela nos convênios já assinados, por meio do FDT.

Em 2015, a Eletrobras despendeu no Programa, recursos próprios da ordem de R\$ 17,09 milhões.

12. Desempenho Econômico e Financeiro

12.1. Destaque do Resultado Consolidado

- ✓ Receita Operacional Líquida consolidada de R\$ 32.589 milhões;
- ✓ EBITDA Ajustado de R\$ 2.853 milhões;
- ✓ Provisões operacionais líquidas no montante de R\$ 14.639 milhões; e
- ✓ Resultado Financeiro líquido de R\$ 1.699 milhões.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

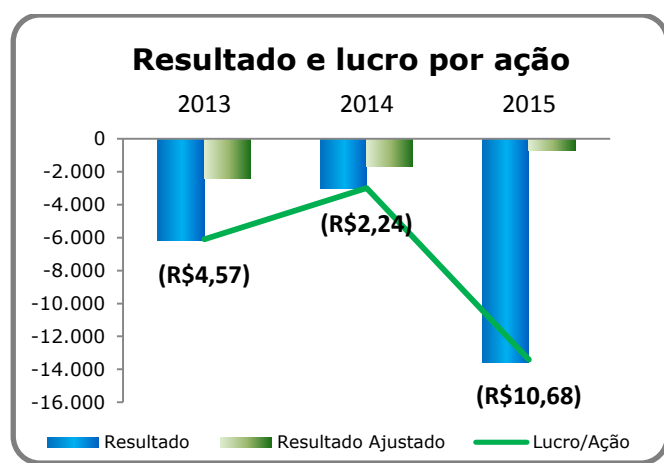
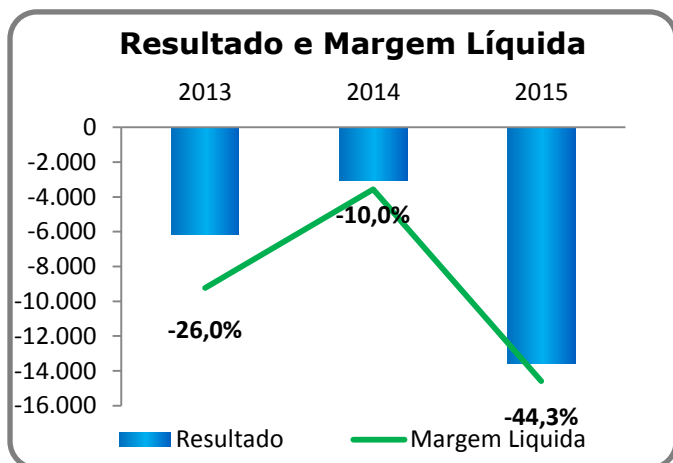
12.2. Resultado 2015 X 2014

A Eletrobras apresentou, no resultado de 2015, prejuízo líquido atribuído aos controladores de R\$ 14.442 milhões, em comparação com um prejuízo líquido de R\$ 3.031 milhões registrado em 2014.

Esse resultado foi decisivamente influenciado por: (i) Provisão para Contingências no montante de R\$ 7.084 milhões, com destaque para a provisão relativa ao empréstimo compulsório de R\$ 5.283 milhões e aos ajustes em valores de processos judiciais de Furnas, Chesf e Eletronorte; (ii) *Impairments* de R\$ 5.991 milhões, fortemente influenciado pelo *impairment* da Usina Termonuclear de Angra 3 no montante de R\$ 4.973 milhões; e (iii) Prejuízos das empresas distribuidoras que somaram R\$ 5.195 milhões em 2015.

O Resultado de 2015 foi impactado também pelas seguintes variáveis:

- De forma positiva: (i) Reversão de provisão para perdas em investimentos no montante de R\$ 611 milhões, principalmente influenciado pela reversão de R\$ 1.100.499 relativo a processo judicial envolvendo passivos de ICMS, em razão de decisão judicial favorável à subsidiária Amazonas Energia (vide Nota Explicativa 42 das Demonstrações Financeiras); (ii) aumento de 22,5% na receita de operação e manutenção no segmento de transmissão; (iii) melhora de 146% no resultado de participações societárias; (iv) Repasse de Itaipu de R\$ 234 milhões; e (v) efeito positivo relacionado à Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA no valor de R\$ 324 milhões.
- De forma negativa: (i) redução de 53% da receita de venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (ii) Despesas relativas a energia comprada para revenda no montante de R\$ 10.766 milhões; e (iii) a redução da remuneração das indenizações referente à 1ª tranche da Lei 12.783/2013, que apresentou uma variação de 89% devido à redução do saldo decorrente dos pagamentos da 1ª tranche e ao recálculo de juros e atualizações dos créditos indenizatórios.



O resultado ajustado apresentado no gráfico acima desconsidera os seguintes fatores atípicos que influenciaram o resultado: provisões com contratos onerosos, *impairments*, provisão para contingências, provisão para perda do ativo financeiro, perdas em investimentos, provisão para perdas no imobilizado, PCLD e provisões e despesas relativas ao PID.

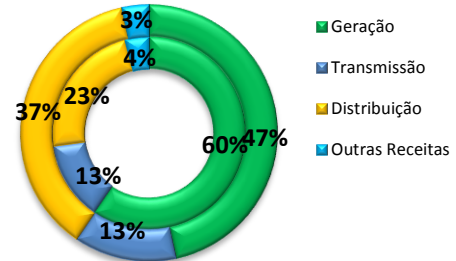
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

12.3. Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida, no montante de R\$ 32.589 milhões apresentou, em 2015, um crescimento de 8,1% em relação ao ano de 2014, quando foi registrado o montante de R\$ 30.138 milhões. Na análise por segmentos, apresentamos os seguintes destaques:

- As Receitas de geração apresentaram uma redução de 6,1%, passando de R\$ 21.256 milhões em 2014 para R\$ 19.959 milhões em 2015. Essa redução é explicada pela queda da receita de venda de energia no mercado de curto prazo (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE), assim como pela redução das receitas de suprimento das subsidiárias Eletronuclear, em virtude da parada programada da Usina Termonuclear Angra 2, em outubro de 2015, e CGTEE, em função da redução na geração das suas usinas. A venda de energia no mercado de curto prazo passou de R\$ 3.818 milhões para R\$ 1.812 milhões, devido, principalmente, a venda de energia pelas controladas Furnas e Eletronorte no Leilão A-1 em 2014 e a redução do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) em 2015. A redução das vendas na CCEE foi parcialmente compensada pelo aumento de 1,1% da receita de suprimento, que passou de R\$ 12.175 milhões para R\$ 12.310 milhões, sobretudo pelo efeito da energia comercializada no citado Leilão A-1, através do qual foi comercializada energia, de longo prazo, a uma tarifa média acima do valor de mercado atual. A venda de energia pela Eletronorte no 13º Leilão de Energia de 2014 foi de 280 MW médios até dezembro de 2019, realizada por R\$ 271/MWh, e Furnas, nesse mesmo leilão, negociou a venda de 531 MW médios até dezembro de 2019, por cerca de R\$ 271/MWh e no 14º Leilão de energia de 2014, de 352 MW médios até dezembro de 2017, por cerca de R\$ 201/MWh. A receita de fornecimento também apresentou crescimento de 7,7%, passando de R\$ 3.317 milhões para R\$ 3.572 milhões. Já o volume total de energia vendida das empresas Eletrobras, excluída comercialização de curto prazo, passou de 229 TWh em 2014 para 234 TWh em 2015. A Receita de construção tem valor equivalente contabilizado ao custo de construção.
- As Receitas de Transmissão apresentaram um crescimento de 20,2%, passando de R\$ 4.702 milhões em 2014 para R\$ 5.611 milhões em 2015, influenciadas, principalmente, pelo crescimento de 22,5% das receitas de operação e manutenção e pelo crescimento de 17,3% da atualização da taxa de retorno. Essa variação é explicada fundamentalmente pelas atualizações monetárias na Receita Anual Permitida (RAP) e pela entrada em operação de novos investimentos. A receita de construção passou de R\$ 1.786 milhões em 2014 para R\$ 2.078 milhões em 2015, porém sem efeito para o resultado, uma vez que possui valor equivalente contabilizado como custo de construção.
- As Receitas do segmento de Distribuição apresentaram um aumento de 97%, passando de R\$ 8.184 milhões em 2014 para R\$ 16.171 milhões em 2015. Quando desconsideradas as receitas relativas a CELG D, as receitas do segmento de distribuição apresentam um crescimento de 26,2%, passando de R\$ 6.491 milhões para R\$ 8.193 milhões. O incremento verificado na receita de fornecimento se deve, principalmente, a implementação das bandeiras tarifárias, que tem como contrapartida um aumento de encargos setoriais. Desconsiderando as receitas da CELG D, o fornecimento de energia apresentou um aumento de 5,2%, passando de R\$ 7.310 milhões em 2014 para R\$ 7.689 milhões em 2015. A quantidade de energia vendida

Receita por Segmento de Negócio (%)



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

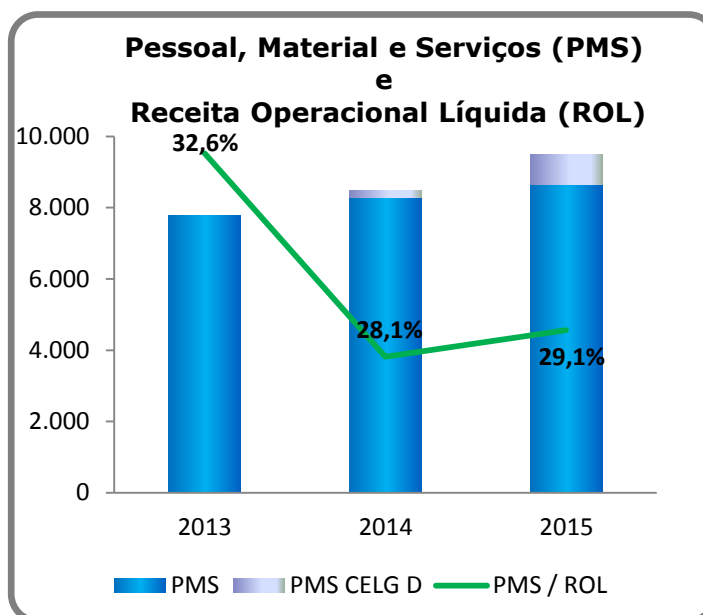
passou de 28,8 TWh em 2014 para 29,5 TWh em 2015. A Receita de construção tem valor equivalente contabilizado como custo de construção.

Receita Operacional Líquida	2015 (R\$ milhões)	2014 (R\$ milhões)
Geração – Suprimento	12.310	12.175
Geração – Fornecimento	3.572	3.317
Geração – CCEE	1.812	3.818
Geração - Receita de operação e manutenção	1.883	1.803
Geração - Receita de construção	148	240
Geração - Repasse Itaipu (vide II.3.a)	234	-98
Transmissão - Receita de operação e manutenção	2.696	2.201
Transmissão - Receita de construção	2.078	1.786
Transmissão - Atualizações da taxa de retorno	838	714
Distribuição - Fornecimento e suprimento	14.835	7.310
Distribuição - Receita de construção	1.012	873
Distribuição - CVA e outros componentes financeiros	324	38
Outras Receitas	1.484	1.339
Total	43.226	35.519
(-)Deduções da Receita	-10.637	-5.381
Receita Operacional Líquida	32.589	30.138

12.4. Custos Gerenciáveis e Não Gerenciáveis

❖ Custos Gerenciáveis:

Em 2015, a soma das contas de Pessoal, Material e Serviço (PMS) apresentou um crescimento de 11,9%, passando de R\$ 8.485 milhões em 2014 para R\$ 9.495 milhões em 2015. As contas de pessoal, material e serviços apresentaram, respectivamente, crescimento de 7,1%, 2,6% e 23,6%. Quando desconsiderados os gastos relativos a CELG D, a conta de Pessoal apresenta um crescimento de 1,0%, passando de R\$ 5.532 milhões em 2014 para R\$ 5.668 milhões em 2015, o que foi menor que a inflação do período, demonstrando o esforço da Companhia na redução de custos. A conta de Serviços cresceu 4,7% passando de R\$ 2.440 milhões em 2014 para R\$ 2.687 milhões em 2015 e a conta de material apresentou uma redução de 3,3%, passando de R\$ 307 milhões em 2014 para R\$ 300 milhões em 2015.



As Provisões operacionais passaram de R\$ 1.755 milhões em 2014 para R\$ 14.639 milhões em 2015. Em 2015, as provisões operacionais foram influenciadas, principalmente, pela provisão para contingência no montante de R\$ 7.084 milhões, com destaque para a provisão relativa a processos judiciais envolvendo empréstimo compulsório de R\$ 5.283 milhões (vide Nota Explicativa nº 31 das Demonstrações Financeiras) e aos ajustes em valores de processos judiciais de Furnas e Chesf, e pelo reconhecimento de *impairment* no montante de R\$ 5.991 milhões, fortemente impactado pelo *impairment* de Angra 3 no montante de R\$ 4.973 milhões. Vide Nota Explicativa nº 20 das Demonstrações Financeiras, destacando que o *impairment* registrado na Usina Termonuclear de Angra 3 fundamenta-se essencialmente na revisão da data de entrada

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

em operação e na variação da taxa de desconto utilizada para a realização do teste de recuperabilidade do ativo, em virtude das mudanças ocorridas nas condições macroeconômicas brasileiras. Em relação aos demais *impairments*, foram realizados testes em novos ativos que entraram em operação, tendo sido também relevante a variação da taxa de desconto aplicada. Ocorreu também o crescimento da provisão para créditos de liquidação duvidosa de consumidores e revendedores (PCLD), que apresentou o valor de R\$ 643 milhões, influenciada, principalmente, pela revisão do critério de PCLD nas distribuidoras e pela consolidação da CELG D. Desconsiderando as provisões da Celg D, o montante de provisões operacionais seria de R\$ 14.544 milhões em 2015.

❖ Custos não gerenciáveis:

A Energia Elétrica comprada para revenda apresentou um crescimento de 3,3%, passando de R\$ 10.425 milhões em 2014 para R\$ 10.766 milhões em 2015. Excluindo os dispêndios da Celg D com a compra de energia para revenda, observa-se uma redução de 7,1% e um montante de R\$ 7.820 milhões em 2015 contra um montante de R\$ 8.378 milhões em 2014.

Na conta de Uso da rede elétrica foi apurado um aumento de 14,1%. Em 2014, foi registrada uma despesa líquida de R\$ 1.523 milhões e em 2015 foi registrada uma despesa líquida de R\$ 1.738 milhões. Excluindo os dispêndios da Celg D na conta de Uso da rede elétrica, observa-se um crescimento de 3,2% e um montante de R\$ 1.572 milhões em 2015.

Na conta de Combustível para produção de energia elétrica foi apurado uma redução de 15,6%. Em 2014, foi registrada uma despesa líquida de R\$ 1.480 milhões, enquanto em 2015 foi registrada uma despesa líquida de R\$ 1.250 milhões, devido, principalmente, a diminuição da necessidade de geração térmica em 2015.

12.5. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro líquido passou de uma receita líquida de R\$ 695 milhões em 2014 para uma despesa líquida de R\$ 1.699 milhões em 2015. Desconsiderando o Resultado Financeiro da Celg D, o resultado financeiro seria negativo no montante de R\$ 833 milhões em 2015, frente a um montante positivo de R\$823 milhões em 2014. Essa variação deve-se, principalmente, ao crescimento dos encargos da dívida, que passaram de R\$ 3.449 milhões em 2014 para R\$ 6.340 milhões em 2015, influenciada pelos juros e mora relativos as dívidas das distribuidoras com fornecedores de combustível em razão do recebimento de créditos da CCC. A remuneração das indenizações da 1ª tranche da Lei 12.783/2013 passou de um montante positivo de R\$ 1.019 milhões, em 2014, para um montante positivo de R\$ 115 milhões, em 2015, devido à redução do saldo decorrente dos pagamentos da 1ª tranche e ao recálculo de juros e atualizações dos créditos indenizatórios.

12.6. Participações Societárias

A Participação Societária registrou uma variação de 144%, resultante de contabilização de um montante negativo de R\$ 1.217 milhões em 2014, ocasionada, principalmente, pelo elevado resultado negativo da SPE Madeira Energia (UHE Santo Antonio) e de um montante positivo, em 2015, de R\$ 531 milhões em 2015.

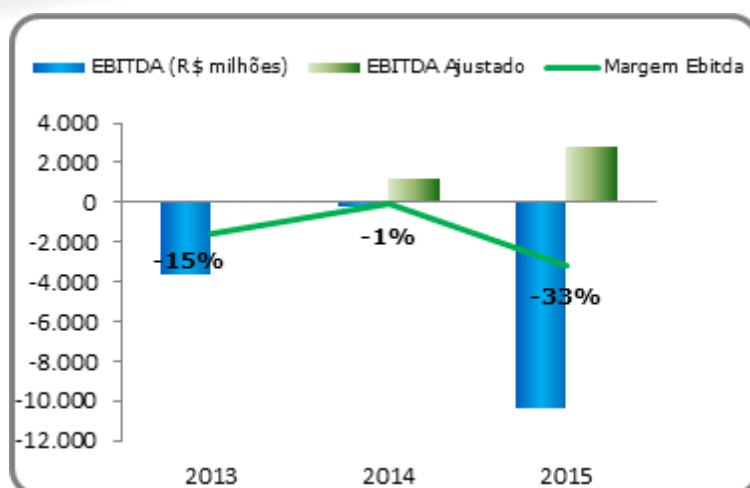
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho**12.7. Resultado Consolidado**

Lucro Líquido	2015	2014
Receita Operacional Líquida	32.589	30.138
Custos Operacionais		
Energia Comprada para Revenda	-10.766	-10.425
Uso da rede elétrica	-1.738	-1.523
Combustível para produção de energia elétrica	-1.250	-1.480
Construção	-3.238	-2.900
Resultado Bruto	15.597	13.810
Despesas Operacionais		
Pessoal, Material e Serviços	-9.495	-8.485
Remuneração e Ressarcimento	-349	-387
Depreciação e amortização	-1.843	-1.777
Outras despesas	-2.347	-2.146
	1.563	1.015
Participações societárias	531	-1.217
Provisões operacionais	-14.639	-1.755
	-12.545	-1.957
Receita de juros e aplicações financeiras	2.251	2.092
Atualização monetária	2.403	346
Variação cambial	33	296
Encargos da dívida	-6.340	-3.449
Encargos de recursos de acionistas	-41	-87
Remuneração das indenizações - Lei 12.783/13	115	1.019
Outros resultados financeiros	-120	478
	-14.244	-1.262
Imposto de Renda e Contribuição Social	-710	-1.701
Lucro líquido do período	-14.954	-2.963
Participação atribuída aos não controladores	-512	69
Lucro líquido Consolidado	-14.442	-3.031

12.8. Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (Ebitda)

Ebitda Consolidado (R\$ milhões)	2015	2014
Resultado do Exercício	-14.954	-2.963
(+) Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	710	1.701
(+) Resultado Financeiro	1.699	-695
(+) Amortização e Depreciação	1.843	1.777
(=) EBITDA	-10.702	-180
AJUSTES		
Perdas em Investimentos	-611	-314
Contratos onerosos	366	-1.800
Provisão para perda do Ativo financeiro	0	-792
Impairment	5.842	149
Provisão para contingências	7.084	3.656
Provisão para perdas no Imobilizado	0	235
PCLD	659	-185
PID	214	380
= EBITDA AJUSTADO	2.853	1.150

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho



12.9. Resultado por Segmento de Negócio

A tabela a seguir apresenta o resultado por segmento de negócio para os anos de 2015 e 2014. A coluna "Eliminações" refere-se às operações realizadas entre as Empresas Eletrobras e que são subtraídas na apuração do lucro/prejuízo consolidado da Eletrobras.

Resultado por Segmento de Negócio (R\$ milhões)								
Resultados	Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total em 31/12/2015
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	348	16.494	1.748	1.839	3.826	10.352	-2.018	33.589
Custos e Despesas Operacionais	-11.819	-21.212	-1.587	-3.254	4.008	-10.270	7.484	-45.665
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	-11.471	-5.718	161	-1.415	-182	82	5.466	-13.076
Resultado Financeiro	3.958	-2.361	-657	-573	-241	-1.752	-74	-1.699
Resultado de Participações Societárias	-6.092	-	-	-	-	-	6.623	531
Imposto de renda e contribuição social	-871	-127	0	257	20	11	-	-710
Lucro Líquido (prejuízo) do período	-14.475	-8.206	-496	-1.731	-404	-1.658	12.016	-14.954

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Resultado por Segmento de Negócio (R\$ milhões)								
Resultados	Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total em 31/12/2014
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	82	18.266	1.555	1.998	2.979	6.664	-1.407	30.137
Custos e Despesas Operacionais	6.075	-14.030	-1.756	-1.912	-2.792	-6.457	2.143	-30.877
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	-5.993	4.236	-200	87	188	208	736	-740
Resultado Financeiro	2.463	-1.280	420	-271	-30	-596	-12	695
Resultado de Participações Societárias	-1.484	-	-	-	-	-	268	-1.217
Imposto de renda e contribuição social	-242	-2.690	-1.309	3.422	-904	22	-	-1.701
Lucro Líquido (prejuízo) do período	-5.256	265	-1.089	3.239	-746	-367	991	-2.963

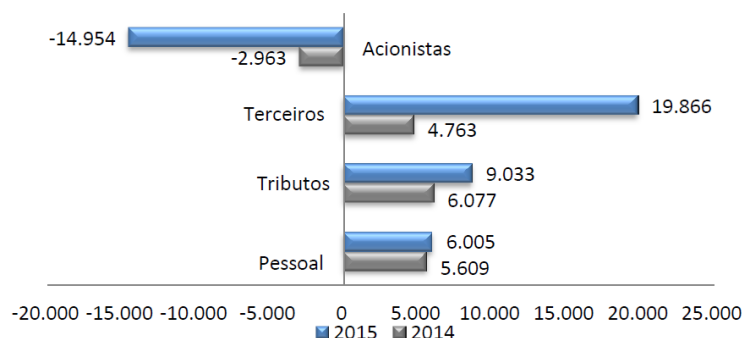
12.10. Demonstração de Valor Adicionado (DVA)

Em 2015, observa-se variação negativa de R\$ 11.991 milhões no valor adicionado para os acionistas, que passou de R\$ 2.963 milhões negativos em 2014 para R\$ 14.954 milhões negativos em 2015.

O aumento de R\$ 15.103 milhões nos valores para terceiros, reflete, principalmente: (i) o impacto do câmbio nas dívidas em moeda estrangeira, com reflexo na conta "variações cambiais passivas" (aumento de R\$ 7.220 milhões) e (ii) encargos de dívidas (aumento de R\$ 2.892 milhões), reflexo, principalmente, do maior endividamento e de atualizações de débitos com fornecedores de combustível e CDI.

O aumento de R\$ 2.956 milhões nos tributos é reflexo do aumento dos tributos sobre a receita, em especial, por causa do faturamento do segmento de distribuição, que cresceu 97%, passando de R\$ 8.183 milhões em 2014 para R\$ 16.171 milhões em 2015, fortemente influenciado pela aquisição da CELG D.

A variação de 7,1% na conta de pessoal, que passou de R\$ 5.609 milhões em 2014 para R\$ 6.005 milhões em 2015, está em linha com a inflação do período, e reflete reajuste salarial (acordo coletivo), PID da Eletronuclear, entre outros fatores. Cabe destacar que sem a CELG D a conta de pessoal apresenta crescimento de somente 1%.

Demonstração do Valor Adicionado (R\$ milhões)

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Esse efeito do aumento dos valores para terceiros e tributos, teve como contrapartida: (i) aumento das receitas financeiras (R\$ 9.252 milhões), em especial da conta "variações cambiais ativas" (R\$ 6.958 milhões), por causa dos recebíveis de Itaipu, e da conta de "atualizações monetárias ativas" (R\$ 2.923 milhões), por causa da atualização de recebíveis e créditos junto aos fundos setoriais, e (ii) aumento do faturamento da distribuição.

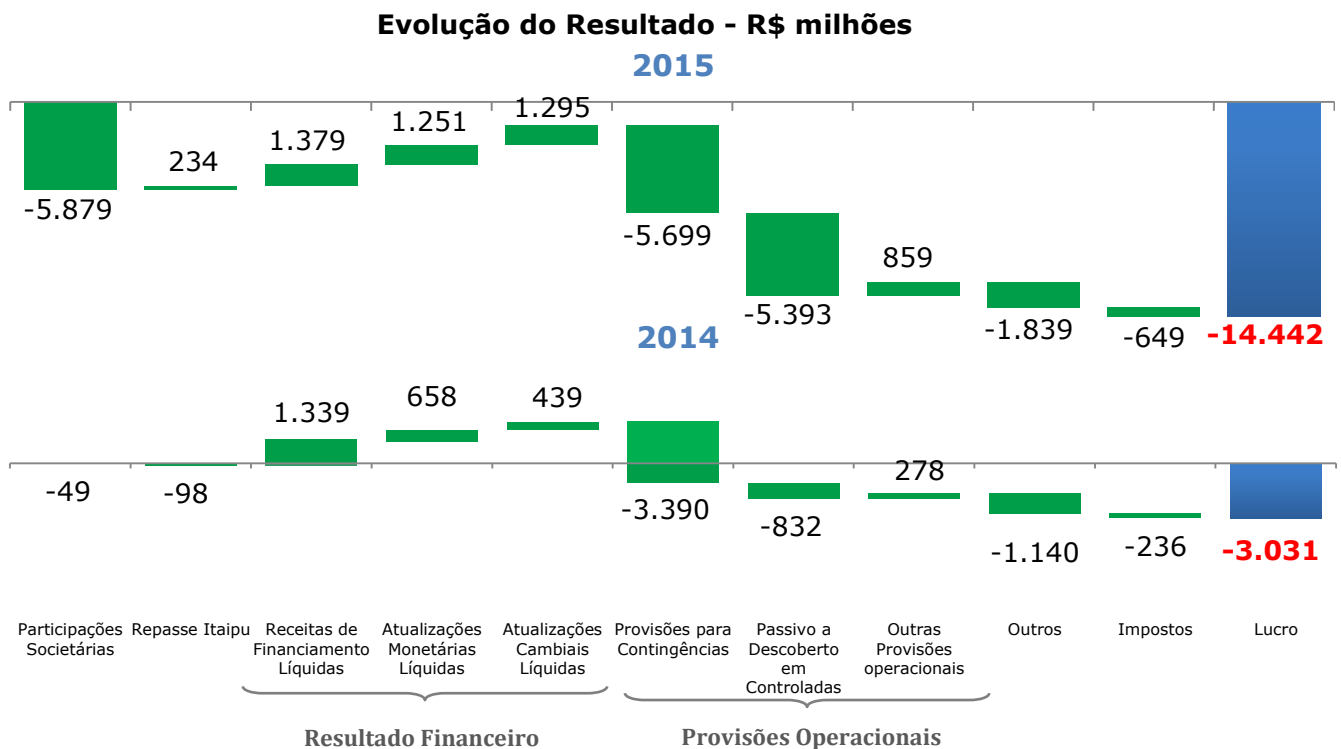
Dessa forma, a variação de R\$ 11.991 milhões para os acionistas da Eletrobras é explicada, principalmente, pelo aumento das provisões, cabendo destacar: (i) contingências judiciais (empréstimo compulsório e outras), no montante de R\$ 7.084 milhões e (ii) impairment, no montante de R\$ 5.991 milhões (sendo R\$ 4.973 milhões para Angra 3).

12.11. Análise do Resultado da Controladora

A Eletrobras apresentou, no resultado de 2015, prejuízo líquido atribuído aos controladores de R\$ 14.442 milhões, em comparação com um prejuízo líquido de R\$ 3.031 milhões registrado em 2014.

Esse resultado, conforme mencionado anteriormente, foi decisivamente influenciado por: (i) Provisões para contingências no montante de R\$ 5.699 milhões, decorrente, principalmente, das provisões relativas a processos judiciais envolvendo empréstimo compulsório; (ii) Passivo a descoberto em controladas no montante de R\$ 5.393 milhões; e (iii) Resultado de participações societárias, negativo no montante de R\$ 5.879 milhões, fortemente impactado pelo prejuízo da controlada Eletronuclear em função do *Impairment* da usina Termonuclear de Angra 3, no montante de R\$ 4.973 milhões.

O gráfico a seguir apresenta um comparativo do resultado da Eletrobras holding nos anos de 2015 e 2014.



A Receita Operacional Líquida apresentou uma leve redução em relação ao ano anterior, que se deve, principalmente, à redução de outras receitas, que passou de R\$ 161 milhões

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

em 2014 para R\$ 20 milhões em 2015. Todavia, em função da redução dos custos com energia comprada para revenda, que passou de R\$ 3.007 milhões em 2014 para R\$ 2.870 milhões em 2015, o Resultado Bruto apresentou uma piora, passando de R\$ 191 milhões em 2014 para R\$ 372 milhões em 2015.

Em relação às despesas operacionais, houve significativo crescimento das provisões operacionais, que passaram de R\$ 3.944 milhões em 2014 para R\$ 10.233 milhões em 2015. Dentre os principais itens, destacam-se: (i) provisão para contingências no valor de R\$ 5.699 milhões relativos, principalmente, aos empréstimos compulsórios; e (ii) passivo a descoberto nas controladas, que passou de R\$ 832 milhões em 2014 para R\$ 5.393 milhões em 2015. Consequentemente, o Resultado Operacional da Eletrobras antes do Resultado Financeiro passou de um prejuízo de R\$ 5.182 milhões em 2014 para um prejuízo de R\$ 11.837 milhões em 2015.

Em 2015, o Resultado Financeiro impactou de forma positiva o resultado da Controladora em R\$ 3.924 milhões, frente a R\$ 2.436 milhões em 2014. Essa variação é explicada principalmente pelo resultado da variação cambial, conforme demonstrado a seguir:

Resultado Financeiro	2015 (R\$ milhões)	2014 (R\$ milhões)
Receitas Financeiras	6.689	4.126
Receitas de juros, comissões e taxas	3.008	2.411
Receita de aplicações financeiras	592	429
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	425	91
Atualizações monetárias	1.251	658
Variações cambiais	1.295	439
Outras receitas financeiras	118	99
Despesas Financeiras	-2.764	-1.690
Encargos de dívidas	-2.448	-1.510
Encargos sobre recursos de acionistas	-27	-55
Outras despesas financeiras	-289	-124
Total	3.924	2.436

O reconhecimento dos resultados obtidos pelas empresas investidas impactou de forma negativa o resultado da Companhia em R\$ 5.879 milhões em 2015, decorrente da avaliação dos investimentos societários e um montante negativo de R\$ 49 milhões registrado em 2014, devido, principalmente, ao resultado da Equivalência Patrimonial das Empresas controladas, conforme tabela a seguir:

Resultado de Participações Societárias (R\$ milhões)	2015	2014
Investimentos em controladas		
Equivalência patrimonial	-6.438	-268
Investimentos em coligadas	407	-19
Juros sobre o capital próprio	6	11
Equivalência patrimonial	401	8
Outros investimentos	152	199
Juros sobre o capital próprio	2	20
Dividendos	62	98
Remuneração dos investimentos em parcerias	10	24
Rendimentos de capital – ITAIPU	77	56
Total	-5.879	-49

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho**12.12. Estrutura de Capital e Envidamento Consolidado**

Dívida Líquida	2015	2014*
Financiamentos a Pagar + Debentures - (RGR)	40.521	32.877
Caixa + Títulos e valores mobiliários	8.432	5.362
Financiamentos a Receber - (RGR)	15.353	12.093
Dívida Líquida	16.737	15.422

*Retificado de acordo com nova metodologia

Recursos Concedidos às Empresas Eletrobras

Empresas Eletrobras	Saldo em 31/12/2015 (R\$ milhões)			Saldo em 31/12/2014 (R\$ milhões)		
	AFAC	Financiamentos	Total	AFAC	Financiamentos	Total
CGTEE	98,79	177,96	276,75	13,79	989,88	1.003,67
Chesf	0	0	0	0	0	0
Eletronorte	0	0	0	0	0	0
Eletronuclear	0	161,56	161,56	0	445,43	445,43
Eletrosul	0	0	0	0	719,44	719,44
Eletropar	0	0	0	0	0	0
Furnas	0	0	0	0	644	644
Itaipu Binacional	0	0	0	0	0	0
ED Acre	0	36,85	36,85	0	150,87	150,87
ED Alagoas	0	157,19	157,19	0	673,93	673,93
ED Amazonas	0	675,25	675,25	0	1.545,56	1.545,56
ED Piauí	0	183,39	183,39	0	568,4	568,4
ED Rondônia	0	43,09	43,09	0	474,43	474,43
ED Roraima	0	5,75	5,75	0	45,5	45,5
Celg-D	0	258,85	258,85	0	0	0
Total Liberado	98,79	1.699,89	1.798,68	13,79	6.257,44	6.271,23

Os financiamentos liberados às Empresas Eletrobras são proveniente dos Fundos Setoriais RGR e CDE e recursos ordinários da Eletrobras (RO), conforme tabela a seguir:

Empresas Eletrobras	Saldo em 31/12/2015 (R\$ milhões)				Saldo em 31/12/2014 (R\$ milhões)			
	RGR	CDE	RO	TOTAL	RGR	CDE	RO	TOTAL
CGTEE	0	0	276,75	276,75	0	0	1.003,67	1.003,67
Chesf	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletronorte	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletronuclear	0	0	161,56	161,56	0	0	445,43	445,43
Eletrosul	0	0	0	0	0	0	719,44	719,44
Eletropar	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnas	0	0	0	0	0	0	644	644
Itaipu Binacional	0	0	0	0	0	0	0	0
ED Acre	0	10,79	26,06	36,85	0	0	150,87	150,87
ED Alagoas	0	17,06	140,13	157,19	0	0	673,93	673,93
ED Amazonas	0	123,67	551,58	675,25	0	80,12	1.465,44	1.545,56
ED Piauí	0	69,87	113,52	183,39	0	25,28	543,12	568,4
ED Rondônia	0	17,78	25,31	43,09	0	0	474,43	474,43
ED Roraima	0	0	5,75	5,75	0	0,38	45,12	45,5
Celg-D	0	20,34	238,51	258,85	0	0	0	0
Total Liberado	-	259,51	1.539,17	1.798,68	-	105,78	6.165,45	6.271,23

13. Mercado de Capitais

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho**❖ Capital Social:**

Em 31 de dezembro de 2015, o capital social da Eletrobras totalizava R\$ 31.305.331 mil, representado por 1.352.634.100 ações, conforme tabela a seguir.

As ações ordinárias da Companhia são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo - BM&FBOVESPA sob o código "ELET3" e as ações preferenciais classe "B" e classe "A" são negociadas na BM&FBOVESPA sob os códigos "ELET6" e "ELET5", respectivamente. Na Bolsa de Valores de Nova York - NYSE, as ações são negociadas através do Programa de ADR nível II, sob os códigos "EBR" e "EBR-B". Na Bolsa de Valores de Madri - Latibex, as ações são negociadas através do Programa Latibex, sob os códigos "XELTO" e "XELTB".

Acionistas	Ordinárias		Pref. "A" (%)*		Pref. "B" (%)*		Total (%)	
Acionista Controlador	826.022.020	76	0	0	45.705.317	17	871.727.337	63
União Federal	554.395.652	51	0	0	1.544	0%	554.397.196	41
BNDESpar	141.757.951	13	0	0	18.691.102	7%	160.449.053	11
BNDES	74.545.264	7%	0	0	18.262.671	7%	92.807.935	6%
FND	45.621.589	4%	0	0	0	0%	45.621.589	3%
FGHAB	1.000.000	0%	0	0	0	0%	1.000.000	0%
CEF	8.701.564	1%	0	0	0	0%	8.701.564	1%
FGI	-	-	0	0	8.750.000	3%	8.750.000	1%
Acionista não controlador	261.028.277	24	146.9	100	219.731.56	83	480.906.763	37
Custódia CBLC	259.494.572	24	81.38	55	206.903.80	78	466.479.761	35
Residente	124.893.621	11	81.38	55	90.516.497	34	215.491.501	16
Não Residente	53.229.265	6%	1	0%	95.124.435	36	148.353.701	11
Programa ADR	81.371.686	7%	0	0%	21.262.873	8%	102.634.559	8%
Demais	1.533.705	0%	65.53	45	12.827.761	5%	14.427.002	2%
Residente	1.533.459	0%	65.50	45	12.827.548	5%	14.426.516	2%
Não Residente	246	0%	27	0%	213	0%	486	0%
TOTAL	1.087.050.297	100%	146.920	100%	265.436.883	100%	1.352.634.100	100%

*As ações preferenciais de emissão da Companhia não possuem direito de tag along.

Não houve, em 2015, alteração materialmente relevante na composição do capital social da Companhia, tais como aumento, desdobramento, grupamento, bonificação ou redução no capital social da Eletrobras.

❖ Representação do Capital Social por Continente:

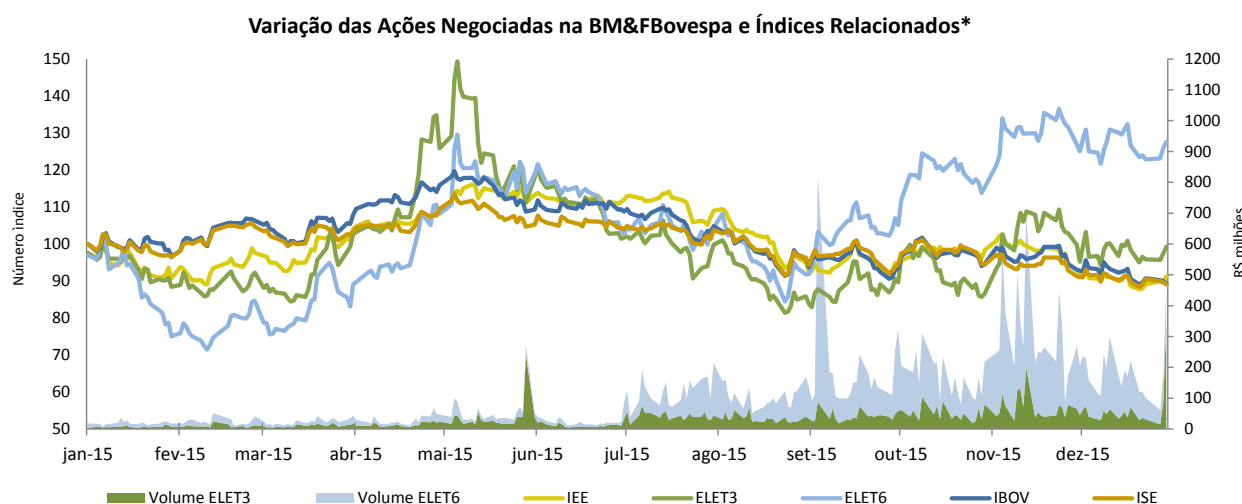
Continente	Ordinárias	%	PNA	%	PNB	%
Oceania	1.078.783	0%	0	0%	328.344	0%
Europa	21.500.807	2%	1	0%	38.893.312	15%
América do Norte	110.725.258	10%	27	0%	68.044.556	26%
América do Sul	952.459.800	88%	146.892	100%	149.134.260	56%
Ásia	1.285.649	0%	0	0%	9.036.411	3%
Total	1.087.050.297	100%	146.920	100%	265.436.883	100%

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

❖ Ações em Circulação:

Quantidade de Ações em Circulação				
Data base: 31/12/2015	Quantidade (Unidades)	ON	PNA	PNB
Acionistas pessoa física	82.581.236	34.769.273	88.369	47.723.594
Acionistas pessoa jurídica	1.019.064.118	917.679.827	58.523	101.325.768
Investidores institucionais	250.988.746	134.601.197	28	116.387.521

13.1. Programa Nível 1 BM&FBOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo (ELET3 E ELET6)



*Número índice 01/01/2015 = 100 e valores ex-dividendo.

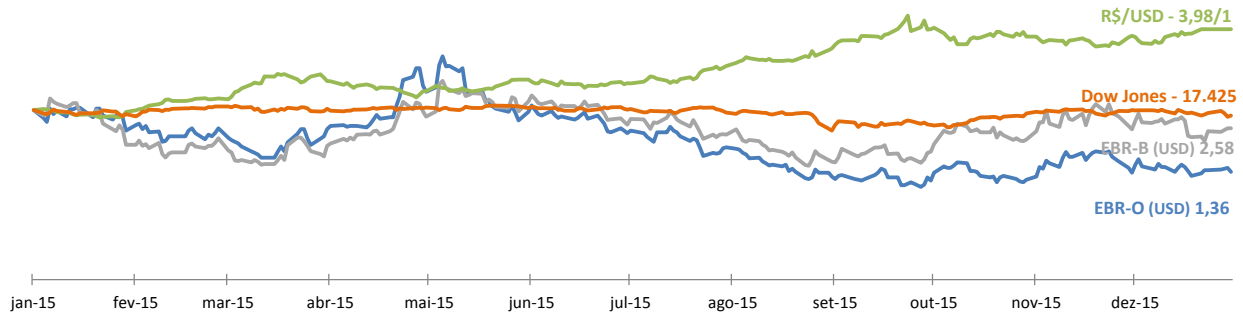
O ano de 2015 foi marcado pelas alterações de humor nos cenários econômico e político impulsionando a volatilidade no mercados de ações. O índice Bovespa, principal indicador da bolsa, recuou 13,31% em 2015, considerando a pontuação de fechamento do dia 30 de dezembro de 2014. As ações ordinárias da Eletrobras (ELET3) apresentaram uma pequena desvalorização de 0,7% em 2015, fechando o ano a R\$ 5,76. A ação ordinária da Eletrobras alcançou sua máxima do ano em 06 de maio de 2015, fechando o dia a R\$8,66, influenciada pelas variáveis do mercado internacional e por notícias veiculadas no mercado sobre rumores que a Eletrobras teria a intenção de vender o controle acionário das distribuidoras. A cotação mínima ocorreu em 24 de agosto de 2015, influenciada por notícias veiculadas no mercado em função de temor de pouca adesão dos agentes geradores à medida de repactuação do risco hidrológico (GSF) e, no aspecto internacional, a variação atípica na Bolsa de Valores da China que influenciou todas as bolsas de valores do mundo. Já as ações preferenciais da Eletrobras (ELET6) apresentaram uma valorização de 27,6% em 2015, fechando o ano a R\$ 10,44. A ação preferencial da Eletrobras alcançou sua máxima do ano em 24 de novembro, fechando o dia a R\$ 11,17, na esteira da melhora no mercado de ações americano. A cotação mínima ocorreu em 11 de fevereiro, quando fechou o dia a R\$ 5,79, influenciada pelas notícias de risco de racionamento no Brasil e retratação do PIB.

BM&FBOVESPA (R\$)		
01/01/2015 a 31/12/2015	Classes de Ações	
	ON	PNB
Máximo	8,66	11,17
Mínimo	4,72	5,79
Média	5,77	8,57

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

13.2. Programa de ADR Nível II – Bolsa de Valores de Nova Iorque (EBR e EBR-B)

Variação das Ações Negociadas no Mercado Norte-Americano e Índice Relacionado*



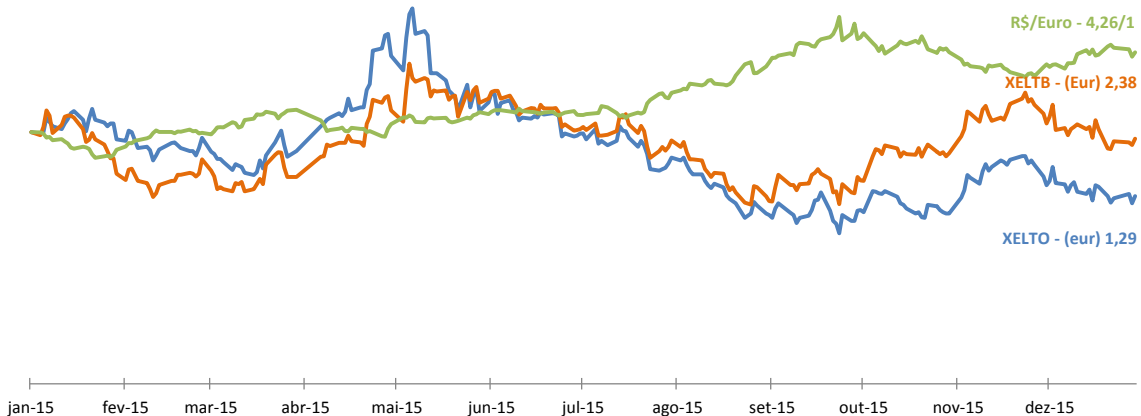
*Número índice 01/01/2015 = 100 e valores ex-dividendo.

No ano de 2015, os ADRs representativos de ações ordinárias desvalorizaram 36,45% em relação ao exercício de 2014, enquanto que os ADRs representativos de ações preferenciais desvalorizaram 10,1%. A principal razão para a variação ocorrida, em 2015, na cotação dos ADRs foi a variação do dólar americano frente ao real, que valorizou, em 2015, 46,7% em relação ao real.

01/01/2015 a 31/12/2015	NYSE - USD	
	Classes de Ações	
	ON	PNB
Máximo	2,82	3,39
Mínimo	1,17	1,94
Média	1,74	2,55

13.3. Programa Latibex – Bolsa de Valores de Madrid (XELTO e XELTB)

Variação das Ações Negociadas no Mercado Europeu*



*Número índice 01/01/2015 = 100 e valores ex-dividendo.

As ações ordinárias do programa Latibex apresentaram uma valorização de 29,12%, fechando o ano a € 1,29. Já as ações preferenciais do Programa Latibex apresentaram uma desvalorização de 4,99%, fechando o ano a € 2,38. A principal razão para a variação ocorrida na cotação do Programa Latibex foi a variação do dólar americano e euro frente ao real.

01/01/2015 a 31/12/2015	Latibex – EUR	
	Classes de Ações	
	ON	PNB
Máximo	2,58	3,11
Mínimo	1,04	1,74
Média	1,59	2,34

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho**13.4. Remuneração aos Acionistas**

A Eletrobras, nos últimos anos, efetuou o pagamento de remunerações, conforme previsto em seu Estatuto Social e na Lei Federal no 6.404/76, de acordo com a tabela a seguir:

Tipo de Ação	Remuneração Global por Tipo/Classe de Ação (R\$ Milhões)					
	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Ações ordinárias	-	-	434,0	434,0	1.339,0	753,2
Ações preferenciais classe A	-	0,01	0,3	0,3	0,3	0,3
Ações preferenciais classe B	-	27,59	433,6	433,6	433,6	370,4
Total	-	27,60	867,9	867,9	1.772,9	1.123,9

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015, por não haver lucro líquido a ser distribuído, não haverá distribuição de dividendos.

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2015	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2014	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2013
Lucro Líquido (R\$ Milhões)	(14.441,6)	(3.031,1)	(6.186,9)
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	0,0	0,0*	0,0*
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Dividendo distribuído total (R\$ Milhões)	0	27,6	867,9
Lucro líquido retido (R\$ Milhões)	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Data da aprovação da retenção (R\$)	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável

* Os dividendos distribuídos foram deliberados em Assembleia Geral de Acionistas, tendo origem em reserva estatutária de lucros.

13.5. Rating (Classificação de Risco)

De acordo com as agências de classificação de risco responsáveis pela avaliação da Eletrobras, os ratings da Companhia refletem a perspectiva do rating soberano do Brasil e também a expectativa de que a Eletrobras continuará desempenhando um papel essencial no setor elétrico brasileiro e, portanto, continuará recebendo suporte do governo. Consequentemente, qualquer ação de rating da empresa continua espelhando o rating soberano do país.

Em 21 de maio de 2015, a Agência de Risco Moodys, rebaixou o Rating da Eletrobras de Baa3 (investment grade) para Ba1 (grau especulativo). Naquela ocasião, os principais motivos alegados por aquela agência para efetuar o rebaixamento foram alto nível de investimento (CAPEX) comparado com o atual fluxo de caixa da Eletrobras e a baixa performance financeira de seus resultados. Em seu último relatório emitido em 25 de fevereiro de 2016, a Moodys, rebaixou o rating da Eletrobras para "Ba3", com perspectiva negativa, em função do rebaixamento do rating soberano (República Federativa do Brasil).

Em 17 de fevereiro de 2016, a Standard & Poor's rebaixou o rating da Eletrobras, em função do rebaixamento do rating soberano (República Federativa do Brasil).

Agência	Classificação Nacional/Perspectiva	Último Relatório
Moody's Issuer Rating	"Ba3": / Negativa	25/02/2016
Standard & Poor's	"BB": / Negativa	17/02/2016
Fitch Ratings	"BB" : / Estável	30/11/2015

Fonte: Agências de Risco.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

13.6. 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. 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.

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.

Em 2015, foram implantadas no sistema escritural do Bradesco, o montante de 303.254 ações preferenciais classe B, que correspondiam, em 30/12/2015, a avaliadas a valor de mercado, a R\$ 3,166 milhões, e enviou às empresas de distribuição de energia elétrica, para repasse aos consumidores industriais, o montante de R\$ 8,53 milhões, referente aos juros do créditos do empréstimo compulsório que ainda não foram convertido em ações. Informações detalhadas sobre o empréstimo compulsório podem ser obtidas através do email institucional emprestimo-compulsorio@eletrobras.com.

Quanto ao montante da provisão de processos judiciais envolvendo empréstimo compulsório, verificar Nota Explicativa 31 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

13.7. Principais Eventos Societários de 2015

No ano de 2015, os principais eventos societários encontram-se a seguir:

- Alienação do controle acionário da Celg Distribuição S.A ("CELG-D"):

No ano de 2015, a Companhia depositou as ações ordinárias representativas da participação acionária da Eletrobras no capital social da Celg D no Fundo Nacional de Desestatização – FND, incluindo esta concessionária no Programa Nacional Desestatização (PND).

Através da 164ª Assembleia Geral extraordinária, foi aprovado, por maioria, a prorrogação da concessão da CELG D número ANEEL 063/2000, por mais 30 (trinta) anos, nos termos do Decreto número 8.461, de 02 de junho de 2015, do Despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica número 3.540, de 20 de outubro de 2015, do Ofício número 3/2015-SE-MME e da minuta de instrumento contratual divulgado pela ANEEL. Além disso, na mesma Assembleia, foi aprovada, por maioria, a alienação do controle acionário da CELG Distribuição S.A.- CELG D em leilão de desestatização a ser promovido pela BM&FBOVESPA, pelo preço mínimo e condições estabelecidas na Resolução 11/2015 do Conselho Nacional de Desestatização – CND e que encontram-se descritas na Proposta de Administração da referida Assembleia.

Espera-se que leilão de desestatização a ser promovido pela BM&FBOVESPA, cujo processo encontra-se sob coordenação do BNDES, ocorra até o primeiro semestre de 2016, o que poderá injetar em torno de R\$ 1,4 bilhão no caixa da Eletrobras, sendo que a

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Companhia adquiriu, em 2014, a respectiva participação acionária na CELG D por R\$ 59.532.810 (cinquenta e nove milhões, quinhentos e trinta e dois mil e oitocento e dez reais).

Em dezembro de 2015, ocorreu a assinatura do 5º Termo Aditivo do Contrato de Concessão nº 063/2000, por mais 30 anos, celebrado entre o MME e a CELG D.

A seguir, encontram-se as Metas definidas pela ANEEL através do aditivo acima citado e que deverá ser atendido pela Celg D.

Índice de Sustentabilidade Financeira – ISF

- $LAJIDA \geq 0$ (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019, 2020);
- $\{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1/0,8 * SELIC$ (até término de 2019); e
- $\{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1/1,11 * SELIC$ (até término de 2020).

DEC i – Duração Equivalente de Interrupção de origem Interna por Unidade Consumidora

FEC i – Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora

DEC i (horas)					FEC i (interrupções)				
2020	2019	2018	2017	2016	2020	2019	2018	2017	2016
12,18	14,11	21,53	30,33	37,48	9,22	10,39	14,88	20,22	24,55

- Desverticalização dos ativos e passivos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia da Amazonas Energia S.A, com a transferência à Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. (Amazonas GT); aprovação da emissão, pela Amazonas Energia, de debêntures conversíveis em ações de emissão da Companhia e permutáveis por ações de emissão da Amazonas GT (“Debêntures”), a serem integralmente subscritas e integralizadas pela Eletrobras;
- Alteração nos Investimentos em Coligadas, conforme descrito abaixo:

A Eletrobras possui participação acionária minoritárias em 27 empresas coligadas, conforme Nota Explicativa 16 das Demonstrações Financeiras da Companhia, que, em 2015, tiveram as variações descritas nas tabelas a seguir, quais sejam: (i) novo aporte na Energisa S.A., em 2015, decorrente de aumento de capital proposto pelo controlador; (ii) e alienação da totalidade das ações da Tangará, no âmbito de processo de quitação de dívida da mesma com a Eletrobras.

Empresas Não Negociadas em Bolsa de Valores							
Empresa	Tipo	Forma de Controle	CNPJ		31/12/2015	31/12/2014	Variação
					R\$	R\$	R\$
TANGARÁ	Coligada G	Parceria	03.573.381/0001-96	Participação da Eletrobras no Capital Social	0.00	19.932.181,00	-19.932.181,00
				Valor Recebido pela Alienação de Participação	249.958.152,39	0.00	249.958.152,39

Empresas Não Negociadas em Bolsa de Valores							
Empresa	Tipo	Forma de	CNPJ		31/12/2015	31/12/2014	Variação

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

		Controle			R\$	R\$	R\$
ENERGISA	Coligada P	Sem Controle (EP)	00.864.214/0001-06	Participação da Eletrobras no Capital Social	37.713.056,28	30.193.565,58	7.519.490,70
				Valor Aportado no Ano	7.607.366,25	7.607.366,25	0,00

Notas: Sem Controle = Sem Influência Significativa;

EP = Equivalência Patrimonial

G: Geração; T: Transmissão; D: Distribuição P: Participação

- Alteração nos Investimentos em Sociedades de Propósito Específico, conforme descrito abaixo:

Aumento do Capital Social em 2015 – Sociedade de Propósito Específico			
Empresas Eletrobras	SPE	Segmento de Negócio	Investimento no Capital em 2015 (R\$)
Eletronorte	Norte Energia S.A	Geração	326.671.002
Eletrobras			245.248.500
Chesf			245.248.500
Chesf	Energia Sustentável do Brasil S.A	Geração	195.199.800
Eletrosul			126.199.800
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Transmissão	194.040.000
Eletronorte			194.040.000
Eletronorte	Linha Verde Transmissora de Energia S.A	Transmissão	180.802.436
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S.A.	Geração	169.406.262
Furnas	Madeira Energia S.A	Geração	164.970.000
Furnas	Teles Pires Participações S.A	Geração	155.130.208
Chesf	Extremoz Transmissora de Energia S.A.	Transmissão	136.428.796
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S.A.	Geração	128.479.214
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S.A.	Geração	110.999.930
Eletronorte/Chesf/Furnas/Eletrosul	Demais SPEs	Geração/Transmissão	1.761.397.109

13.8. Relacionamento com Acionistas e Investidores

Em conformidade com sua política de prestação de informações ao mercado e as regras do Nível 1 de Governança Corporativa da BM&FBovespa, a Companhia participa de diversos encontros com acionistas e investidores.

Realiza, semestralmente, reuniões na Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento o Mercado de Capitais – Apimec. Ao todo, no ano de 2015, foram 14 reuniões anuais nas principais praças da APIMEC do país, mais especificamente Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte, Brasília, Porto Alegre, Florianópolis e Fortaleza. Por participar, consecutivamente, por 20 anos em Apimecs no Rio de Janeiro e em São Paulo, por 13 anos em Apimecs em Fortaleza e Brasília, e por 12 em Belo Horizonte e no Sul do país, a Eletrobras tem recebido certificados de assiduidade em todas as praças citadas.

Ademais, a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores realizou, em 2015, diversas reuniões na Europa e nos Estados Unidos, durante 2 “roadshows”, com o objetivo de apresentar a Companhia aos investidores estrangeiros. Participou ainda diversos eventos organizados por fundos e bancos internacionais, no Brasil e no exterior, com a presença dos principais analistas e investidores, tanto da área de “equity” (ações)

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

como de "debt" (dívidas), tais como XVI Brasil CEO Conference (UBS), 16ª Conferência Anual do Santander, IV Latin American Infrastructure Conference (UBS, NY), IV Latam Natural Resources (HSBC).

No ano de 2015, a Companhia realizou ainda o "Eletrobras Day" na Bolsa de Nova Iorque, e participou, mais uma vez, do Fórum Latibex na Bolsa de Valores de Madrid.

Finalmente, a Eletrobras participou, através de sua equipe de relações com investidores, de diversas reuniões e conference calls com investidores e analistas, além de ter prestado atendimento, através do Canal de Relações com Investidores disponível por meio do e-mail institucional invest@eletrobras.com e dos telefones: (21) 2514-6331 ou (21) 2514-6333.

O Calendário de Eventos da Companhia são disponibilizados no site de relações com investidores www.eletrobras.com/elb/ri/calendarioeventos

Em 2015, foram divulgados 76 comunicados ao mercado e 01 Fato Relevante, em conformidade com a Instrução CVM 358/02, , que encontram-se disponíveis no website do Órgão Regulador (<http://www.cvm.gov.br>).

13.9. Ombudsman de Relações com Investidores

O Ombudsman de RI da Eletrobras está em processo de desenvolvimento e tem previsão para entrar em funcionamento até o primeiro semestre de 2016. Será um dos mais importantes instrumentos de atendimento aos investidores da Companhia e contará com diversos canais de contato para recebimento e encaminhamento de esclarecimentos, sugestões, reclamações, elogios e solicitações, visando a melhoria dos processos internos de relações com investidores, o fortalecimento da Governança Corporativa, assim como a melhoria da reputação e da transparência das ações da Eletrobras no que se refere ao mercado de capitais.



O sistema informatizado de Ombudsman de RI atenderá a Instrução CVM Nº 529/2012 e, quando acessado pelo website www.eletrobras.com.br, enviará, automaticamente, um número de protocolo para que o manifestante acompanhe o trâmite de sua manifestação.

Atualmente, a Instrução CVM Nº 529/2012 é atendida pela Companhia, através da Ouvidoria Geral e do Canal de Relações com Investidores, sendo que o Ombudsman de RI passará a ser um canal exclusivo para o mercado de capitais.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho**14. Auditores Independentes****14.1. Serviços de Auditoria Externa**

Em 2015, à exceção de Itaipu Binacional, todas as Empresas Eletrobras tiveram como Auditor Independente exclusivo a KPMG Auditores Independentes. O contrato com a KPMG Auditores Independentes foi assinado em 4 de fevereiro de 2014, com vigência de 36 meses, renovável por mais 2 anos. Itaipu, no que se refere ao Brasil, teve como auditores KPMG Auditores.

Em cumprimento à Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, informamos que no último exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015, os auditores independentes da Companhia exerceram tão somente os serviços contratados de auditoria contábil externa e não receberam quaisquer outros valores a título de prestação de outros serviços.

Remuneração (Honorários e Serviços) Relacionada aos Serviços de Auditoria Externa (em R\$)			
Auditor Independente	2015	2014	2013
PricewaterhouseCoopers (R\$)	299.780,00	4.625.186,45	18.591.123,11
KPMG Transaction and Forensic Services	4.010.874,00	-	-
KPMG Auditores Independentes(R\$)	11.764.219,86	7.208.399,97	409.000,00
KPMG Auditores Independentes(R\$) - Itaipu	82.092,70	175.429,94	46.748,00
Total	16.156.966,56	12.009.016,36	19.046.871,11

Os valores pagos à KPMG Auditores Independentes pelas Empresas Eletrobras, em 2015, foram substancialmente maiores que 2014 devido ao ano de 2014 somente ter ocorrido faturamento de nove meses, posto que iniciou os trabalhos de auditoria do primeiro trimestre de 2014, divulgado em maio de 2015. Além disso, houve reajuste contratual, pela variação do IPCA de 6,75%, que representou o montante de R\$ 648.756,00, além do aditivo contratual decorrentes dos procedimentos adicionais de auditoria, realizados para fechamento das demonstrações financeiras de 2014, no valor de R\$ 1.532.229,72 e R\$ 134.223,18 relativos à auditoria do saldo de abertura da CELG D.

Os valores pagos à KPMG Auditores Independentes, em 2013, refere-se à certificação do Relatório de Sustentabilidade de 2012, que segue a metodologia do GRI – Global Reporting Initiative, a fim de certificar que existem evidências documentais que as informações constantes do relatório são fidedignas com realidade da empresa.

Quanto aos valores pagos à PricewaterhouseCoopers, não obstante a mesma ter deixado de ser auditor independente das Empresas Eletrobras a partir de 1 de janeiro de 2014, houve necessidade de reemissão de parecer de auditoria referente ao exercício de 2013, posto que a administração da Companhia efetuou uma correção no cálculo do ajuste a valor presente dos arrendamentos mercantis financeiros relacionados aos ativos dos produtores independentes de energia que possuem contrato de fornecimento de energia com a controlada Amazonas Energia, e identificou incorreções a serem corrigidas de forma retrospectiva, conforme prevê o Pronunciamento Técnico CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas e Retificação de Erro.

14.2. Serviços Adicionais de Auditoria Forensic

O objeto do contrato KPMG Transaction and Forensic Services é a realização da Investigação ("Shadow Investigation"), que tem como objetivo complementar os procedimentos de auditoria das Demonstrações Financeiras da Companhia. Os trabalhos desenvolvidos pela Shadow Investigation não tem nenhum conflito com os trabalhos da Auditoria Contábil das Demonstrações Financeiras da Companhia e vice-versa, pelo contrário, são trabalhos complementares de auditoria, necessários para que o auditor externo obtenha o conforto necessário para emissão de seu parecer.

Na Eletrobras, o Conselho Fiscal tem a responsabilidade de analisar a independência do auditor independente a aprovar eventual prestação de outros serviços, após avaliação da área de contabilidade.

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

**Notas explicativas às demonstrações financeiras dos exercícios findos em 31
de dezembro de 2015 e de 2014**
(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 4, Bloco B, 100, sala 203 - 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.

Notas Explicativas

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

- Boa Vista Energia S.A. – Boa Vista;
- Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre;
- Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron;
- Companhia Energética de Alagoas – Ceal;
- Companhia Energética do Piauí – Cepisa; e
- CELG Distribuição S.A. – CELG D
- Amazonas Distribuidora de Energia S.A. – Amazonas D.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou os ativos e passivos da controlada CELG D como ativo mantido para venda, uma vez que a Companhia está comprometida com a alienação do controle acionário da referida controlada e espera que a venda esteja concluída até 31 de dezembro de 2016. Maiores detalhes estão divulgados na Nota 43.

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., da Centrales Hidroelectricas de Centroamerica S.A.- CHC e da Rouar S.A. (em regime de controle conjunto com a estatal uruguaiana Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay – UTE).

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 exercidas 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. A segunda fase do processo de desverticalização, a qual encontra-se em andamento nesse momento, concluirá a operação de reorganização societária, na qual a Amazonas GT resultará numa subsidiária integral da Eletrobras.

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 16).

A comercialização da energia gerada está baseada em dois ambientes distintos de mercado, sendo um regulado (energia destinada às concessionárias de distribuição) e outro caracterizado por contratos livremente pactuados (mercado livre). A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece diferenciação entre energias provenientes de novos empreendimentos e de empreendimentos existentes, determinando a realização de leilões distintos para cada uma destas modalidades.

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,

Notas Explicativas

no exterior, que se destinem direta ou indiretamente à exploração da produção ou transmissão ou distribuição de energia elétrica.

A Companhia é responsável, também, pela gestão de recursos setoriais, representados pela Reserva Global de Reversão - RGR, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, e Conta de Consumo de Combustível - CCC. Estes fundos financiam programas do Governo Federal de universalização de acesso à energia elétrica, de eficiência na iluminação pública, de incentivos às fontes alternativas de energia elétrica, de conservação de energia elétrica e a aquisição de combustíveis fósseis utilizados nos sistemas isolados de geração de energia elétrica, cujas movimentações financeiras não afetam o resultado da Companhia (exceto pela taxa de administração em determinados Fundos).

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 emissão dessas demonstrações financeiras consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 30 de março de 2016.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, possui 45,391 GW* de capacidade instalada, 68,08 mil km* de linhas de transmissão e sete distribuidoras de energia que atendem cerca de 6,6* milhões de consumidores, sendo duas, Amazonas Energia e Eletrobras Distribuição Roraima, com atuação em sistemas isolados na região Norte do Brasil.

A Companhia, por intermédio de empresas controladas, detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

Notas Explicativas



I – Concessões em Regime de O&M – renovadas - Lei 12.783/13

- Geração de Energia Elétrica

Concessões em Regime de O&M - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)*	Vencimento
UHE Paulo Afonso I	BA	180	31/12/2042
UHE Paulo Afonso II	BA	443	31/12/2042
UHE Paulo Afonso III	BA	794	31/12/2042
UHE Paulo Afonso IV	BA	2.462	31/12/2042
UHE Apolônio Sales	BA	400	31/12/2042
UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	BA	1.480	31/12/2042
UHE Xingó	SE	3.162	31/12/2042
UHE Furnas	MG	1.216	31/12/2042
UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP / MG	1.050	31/12/2042
UHE Marimbondo	SP / MG	1.440	31/12/2042
UHE Porto Colômbia	SP / MG	320	31/12/2042
UHE Funil	MG	216	31/12/2042
UHE Corumbá I	GO	375	31/12/2042
UHE Serra da Mesa	GO	1.275	12/11/2039
UHE Funil	BA	30	31/12/2042
UHE Pedra	BA	20	31/12/2042
UHE Boa Esperança	PI	237	31/12/2042
UHE Coaracy Nunes	AP	78	31/12/2042

- Transmissão de Energia Elétrica

Contrato	Titular	Prazo (anos)	Vencimento
057/2001	Eletrosul	30	31/12/2042
058/2001	Eletronorte	30	31/12/2042
061/2001	Chesf	30	31/12/2042
062/2001	Furnas	30	31/12/2043

Notas Explicativas



II – Principais Concessões em Regime de Exploração

• Geração de Energia Elétrica e Autorização

Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
UHE Sobradinho	BA / PE	1.050,3	2052
UTE Camaçari	BA	68,7	2027
UHE Belo Monte	PA	11.233,1	2045
UHE Tucuruí	PA	8.535,0	2024
UHE Samuel	RO	216,8	2029
UTE Rio Madeira	RO	119,4	2018
UTE Santana	AP	177,7	2019
UTE Santarém	PA	14,8	2034
UTE Electron (7)	AM	121,1	2020
UHE Dardanelos	MT	261,0	2042
UHE Mauá	PR	177,9	2042
UHE Teles Pires	PA / MT	1.820,0	2046
UHE Jirau (1)	RO	3.750,0	2043
UTE Presidente Médici – Candiota I e II (2)	RS	446,0	2015
UTE Candiota III (3)	RS	350,0	2041
UTE Tabatinga	AM	316,4	2016
UTE Belem de Simões	AM	316,4	2016
UHE Balbina	AM	249,5	2027
UHE Aparecida	AM	282,5	2020
UTE Mauá	AM	409,5	2020
UTE Santa Cruz (6)	RJ	500,0	2015
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476,0	2023
UHE Itumbiara	MG / GO	2.082,0	2020
UHE Manso	MT	212,0	2035
UHE Simplício/Anta	RJ / MG	305,7	2041
UHE Peixe Angical	TO	498,8	2036
UHE Baguari	MG	140,0	2041
UHE Foz do Chapecó	Uruguai	855,0	2036
UTN Angra I	RJ	640,0	2024
UTN Angra II	RJ	1.350,0	2041
UTN Angra III	RJ	1.405,0	40 anos
UHE Piloto (5)	BA	2,0	2015
UHE Araras (5)	CE	4,0	2015
UHE Curemas	PB	3,5	2024
EOL São Pedro do Lago	BA	30,0	2046
EOL Pedra Branca	BA	30,0	2046
EOL Sete Gameleiras	BA	30,0	2046
EOL Caiçara I	RN	27,0	2047
EOL Junco I	RN	24,0	2047
EOL Junco II	RN	24,0	2047
EOL Caiçara II	RN	18,0	2047

Notas Explicativas



Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
Casa Nova	BA	180,0	2043
EOL Baraúnas I	BA	29,7	2049
Morro Branco I	BA	29,7	2049
Mussambê	BA	29,7	2049
Ventos de Santa Joana XI	PI	29,6	2049
Ventos de Santa Joana XVI	PI	28,9	2049
Ventos de Santa Joana X	PI	29,6	2049
Ventos de Santa Joana XIII	PI	29,6	2049
Ventos de Santa Joana XII	PI	28,9	2049
Ventos de Santa Joana XV	PI	28,9	2049
Ventos de Santa Joana IX	PI	29,6	2049
Acauã Energia S.A.	BA	12,0	2049
Arapapá Energia S.A.	BA	10,0	2049
Angical 2 Energia S.A.	BA	14,0	2049
Teiú 2 Energia S.A.	BA	14,0	2049
Caititú 2 Energia S.A.	BA	14,0	2049
Carcará Energia S.A.	BA	10,0	2049
Carcará Energia S.A.	BA	14,0	2049
Caititú 3 Energia S.A.	BA	14,0	2049
Papagaio Energia S.A.	BA	18,0	2049
Coqueirinho 2 Energia S.A.	BA	20,0	2049
Ventos de Santa Joana IV	PI	30,0	2049
Serra das Vacas I S.A.	PE	30,0	2049
Ventos de Santa Joana V	PI	30,0	2049
Serra das Vacas II S.A.	PE	30,0	2049
Serra das Vacas III S.A.	PE	30,0	2049
Serra das Vacas IV S.A.	PE	30,0	2049
Ventos de Santa Joana III	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana I	PI	30,0	2049
Ventos de Santo Augusto IV	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana VII	PI	30,0	2049
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	BA	24,0	2049
Banda de Couro S.A.	BA	29,7	2049
Baraúnas II S.A.	BA	21,6	2049
UHE Curuá-Una	PA	30,3	2028
UTE Rio Acre	AC	45,5	2018
UTE Rio Branco I	AC	18,7	2020
UTE Rio Branco II	AC	31,8	2020
UTE- Senador Amon Afonso Farias	RR	86,0	2024
UTE Serra do Navio	SE	23,3	2037
Parque Eólico Miassaba 3	RN	68,5	2045

Notas Explicativas



Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
Parque Eólico Rei dos Ventos 3	RN	60,1	2045
UHE Passo São João	RS	77,0	2041
UHE São Domingos	MS	48,0	2037
PCH Barra do Rio Chapéu	SC	15,2	2034
PCH João Borges	SC	19,0	2035
PCH Coxilha Rica (4)	SC	18,0	2042
PCH Santo Cristo (3)	SC	19,5	2042
Coxilha Seca - Capão do Inglês	RS	10,0	2049
Coxilha Seca - Coxilha Seca	RS	30,0	2049
Coxilha Seca - Galpões	RS	8,0	2049
EOL Chuí I	RS	24,0	2047
EOL Chuí II	RS	22,0	2047
EOL Chuí IV	RS	22,0	2047
EOL Chuí V	RS	30,0	2047
EOL Chuí VI	RS	24,0	2047
EOL Chuí VII	RS	22,0	2047
EOL Chuí 09	RS	17,9	2049
Sant'Ana do Livramento - Cerro Chato IV	RS	10,0	2047
Sant'Ana do Livramento - Cerro Chato V	RS	12,0	2047
Sant'Ana do Livramento - Cerro Chato VI	RS	24,0	2047
Sant'Ana do Livramento - Cerro dos trindades	RS	8,0	2047
Sant'Ana do Livramento - Ibirapuitã	RS	24,0	2047
Parque Hermenegildo - Verace 24	RS	19,7	2049
Parque Hermenegildo - Verace 25	RS	7,2	2049
Parque Hermenegildo - Verace 26	RS	14,3	2049
Parque Hermenegildo - Verace 27	RS	16,1	2049
Parque Hermenegildo - Verace 28	RS	12,5	2049
Parque Hermenegildo - Verace 29	RS	17,9	2049
Parque Hermenegildo - Verace 30	RS	17,9	2049
Parque Hermenegildo - Verace 31	RS	9,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 34	RS	14,3	2049
Parque Hermenegildo - Verace 35	RS	12,5	2049
Parque Hermenegildo - Verace 36	RS	21,5	2049
Santa Vitória do Palmar - Verace I	RS	20,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace II	RS	20,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace III	RS	26,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace IV	RS	30,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace V	RS	30,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace VI	RS	18,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace VII	RS	30,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace VIII	RS	26,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace IX	RS	30,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace X	RS	28,0	2047

Notas Explicativas



Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
Megawatt Solar	SC	0,9	-
EOL Cerro Chato I	RS	30,0	2045
EOL Cerro Chato II	RS	30,0	2045
EOL Cerro Chato III	RS	30,0	2045
UTE São Jerônimo (2)	RS	20,0	2015
UTE Nutepe (2)	RS	24,0	2015
UTE Cidade Nova (7)	AM	29,7	2015
UTE Iranduba	AM	50,0	2020
UTE Distrito (7)	AM	124,7	2015
UTE São José	AM	73,4	2016
UTE Flores	AM	124,4	2016
UTE Roberto Silveira	RJ	30,0	2027
UHE Batalha	MG / GO	52,5	2041
UHE Retiro Baixo	MG	82,0	2041
Três Irmãos	Tietê	807,5	2044
Serra do Facão	GO	212,6	2036
Santo Antonio (Mesa)	RO	3.567,50	2043
Teles Pires	PA / MT	1.819,8	2046
Rei dos Ventos 1	RN	58,5	2045
Famosa 1	RN	22,5	2047
Pau Brasil	CE	15,0	2047
Rosada	RN	30,0	2048
São Paulo	CE	17,5	2047
Bom Jesus	CE	18,0	2049
Cachoeira	CE	12,0	2049
Pitimbu	CE	18,0	2049
Jandaia	CE	28,8	2047
Jandaia 1	CE	19,2	2047
São Caetano	CE	25,2	2049
São Caetano 1	CE	18,0	2049
São Clemente	CE	19,2	2047
São Galvão	CE	22,0	2049
Carnaúba I	RN	22,0	2049
Carnaúba II	RN	18,0	2049
Carnaúba III	RN	16,0	2049
Carnaúba V	RN	24,0	2049
Cervantes I	RN	16,0	2049
Cervantes II	RN	12,0	2049
Punaú I	RN	24,0	2049
Arara Azul	RN	27,5	2049
Bentevi	RN	15,0	2049
Ouro Verde I	RN	27,5	2049
Ouro Verde II	RN	30,0	2049
Ouro Verde III	RN	25,0	2049

Notas Explicativas

**Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO**

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)	Ano de Vencimento
Santa Rosa	CE	20,0	2049
Uirapuru	CE	28,0	2049
Ventos de Angelim	CE	24,0	2049
Serra do Mel I	RN	28,0	2049
Serra do Mel II	RN	28,0	2049
Serra do Mel III	RN	28,0	2049
Itaguaçu da Bahia	BA	28,0	2049
Ventos de Santa Luiza	BA	28,0	2049
Ventos de Santa Madalena	BA	28,0	2049
Ventos de Santa Marcella	BA	28,0	2049
Ventos de Santa Vera	BA	28,0	2049
Ventos de Santo Antônio	BA	28,0	2049
Ventos de São Bento	BA	28,0	2049
Ventos de São Cirilo	BA	28,0	2049
Ventos de São João	BA	28,0	2049
Ventos de São Rafael	BA	28,0	2049
São Januário	CE	19,2	2047
Nsa Sra de Fátima	CE	28,8	2047
UHE Jirau	RO	3.750,0	2043
UHE Sinop	MT	406,0	2045
UHE São Manoel	PA	700,0	2049
Brasventos Eolo	RN	58,5	2045

(1) Em setembro/2013, a Companhia deu início à sua operação, estando atualmente em funcionamento com 20 unidades geradoras, com 75 MW, de um total de 50 unidades geradoras. Em janeiro de 2016, a Companhia estava com 41 Unidade Geradoras em operação comercial.

(2) Contrato de concessão nº67.

(3) Em fase de licença de Instalação, início da operação 22 meses após emissão da Licença de Instalação

(4) Início de construção e operação indefinido em função de parecer negativo do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional

(5) Usinas sem operação com contrato de concessão vencido, aguardando autorização da ANEEL para dissolução do contrato.

(6) Usina ainda não prorrogada.

(7) Usina encontra-se desativada.

III – Concessões em Regime de O&M sem renovação

Geradoras sob Administração especial nos termos da Lei nº 12.783/2013 sem renovação

Concessões em Regime de O&M

Concessões/Permissões	Capacidade Instalada (MW) (*)	Ano de Vencimento	Ano de Vencimento
Dona Rita	2,41	06.2013	(1)
Sinceridade	1,42	04.2013	(1)
Neblina	6,47	04.2013	(1)
Ervália	6,97	07.2015	(1)
Coronel Domiciano	5,04	07.2015	(1)

(1) Tais usinas foram devolvidas ao Poder Concedente sob a responsabilidade de Furnas até a conclusão de nova licitação para concessão das PCHs.

Notas Explicativas

O contrato de concessão nº 067/2000, das UTE's Presidente Médici (Fases A e B), São Jerônimo e Nutepa da controlada CGTEE encerrou em 07 de julho de 2015.

Conforme estabelecido no contrato de concessão e na legislação atinente ao assunto, a controlada CGTEE formalizou, no tempo devido, o interesse na renovação da concessão das usinas.

Até o presente momento não há posição final do Poder Concedente sobre a manifestação da controlada, e, portanto, até que o processo esteja encerrado, a controlada CGTEE permanece explorando estas unidades nas bases atuais da referida concessão. O Poder Concedente não manifestou estimativa de prazo para conclusão do processo.

Não há, na legislação, indicação sobre quais bases a referida concessão poderá ser renovada, não sendo possível definir impactos que afetarão a receita ou ativos da controlada CGTEE. Mesmo assim, a CGTEE mensurou possível valor de indenização, com base no Valor Novo de Reposição (VNR) e mantém registrada uma provisão que reduz a zero o saldo contábil dos ativos das UTE's São Jerônimo, Nutepa e Presidente Médici (Fase A), refletindo expectativa de não indenização desses ativos em função da obsolescência deles.

A decisão sobre a renovação da concessão deverá ser objeto de análise pela Controlada CGTEE, após apresentação da posição do Poder Concedente.

Notas Explicativas



IV- Transmissão de Energia Elétrica

Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
- LT Teresina II - Sobral - Fortaleza, em 500 kv	PI/CE	30	2034
- LT Colinas - Miracema - Gurupi - Peixe Nova - Serra da Mesa II, em 500kv	TO/GO	30	2036
- LT Oriximiná - Silves - Lechunga (Am) em 500 kv	PA/AM	30	2038
- LT Coletora Porto Velho / Araraquara II, em 600kv	RO/SP	30	2039
- LT São Luiz II - São Luiz III, em 239 kv	MA/CE	30	2040
- LT Ceará-Mirim II - João Câmara III, em 500kv / LT Ceará-Mirim II - Campina Grande III, em 500kv/ LT Ceará-Mirim II - Extremoz II, em 230kv / LT Campina Grande III - Campina Grande II, em 230kv.	RN/PB	30	2041
- LT Luiz Gonzaga - Garanhuns, em 500kv / LT Garanhuns - Campina Grande III, em 500kv / LT Garanhuns - Pau Ferro, em 500kv / LT Garanhuns - Angelim I, em 230kv.	AL/PE/PB	30	2041
- Linha de transmissão Camaçari IV/Pirajá (BA), em 230 kv, em circuito simples, com extensão aproximada de 45 km e Linha de transmissão Pituaçu/Pirajá (BA), em 230 kv, em circuito simples, com extensão aproximada de 5 km.	BA	30	2042
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 1 (BA), em 230 kv, com extensão aproximada de 144 km e Subestação Teixeira de Freitas II, em 230/138 kv (BA).	BA	30	2038
- Linha de transmissão Russas/Banabuiú C2 (CE), em 230 kv, em circuito simples, com extensão aproximada de 110 km; Linha de transmissão Touros/Ceará MirimII (RN), em 230 kv, em circuito simples, com extensão	CE / RN	30	2042
- Linhas de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kv, circuito 3, com extensão aproximada de 123 km, Açu/Mossoró II (RN), em 230 kv, circuito 2, com extensão aproximada de 69 km e João Câmara/Extremoz II	RN	30	2040
- Linha de transmissão Paraíso/Lagoa Nova (RN), em 230 kv, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Lagoa Nova, em 230/69 kv (RN).	RN	30	2041
- Linha de transmissão Teresina II/Teresina III (PI), em 230 kv, em circuito duplo, com extensão aproximada de 26 km, e Subestação Teresina III, em 230/69 kv (PI).	PI	30	2041
- Linha de transmissão Camaçari IV/Sapeaçu (BA), em 500 kv, em circuito simples, com extensão aproximada de 105 km.	BA	30	2041
- Linha de transmissão Igaporã III/Pindaí II (BA), em 230 kv, em circuito simples, com extensão aproximada de 46 km; Linha de transmissão Igaporã III/Igaporã II C1 e C2 (BA), em 230 kv, em circuito simples, com	BA	30	2042
- Linha de transmissão Jardim/Nossa Senhora do socorro (SE), em 230 kv, em circuito duplo, com extensão aproximada de 1,3 km; Linha de transmissão Messias/Maceió II (AL), em 230 kv, em circuito duplo, com	SE / AL / BA	30	2042
- Linha de transmissão Morro do Chapéu/Irecê (BA), em 230 kv, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Morro do Chapéu, em 230/69 kv (BA).	BA	30	2041
- Linha de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kv, com extensão de 132,8 km.	RN	30	2037
- Linha de transmissão Recife II/Suape II (PE), em 500 kv, em circuito simples, com extensão aproximada de 44 km.	PE	30	2041
- Linha de transmissão Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus (BA), em 230 kv, em circuito simples, com extensão aproximada de 32 km.	BA	30	2041
- Linhas de transmissão Sobral III/Acaraú II (CE), em 230 kv, C2, com extensão aproximada de 97 km, e Subestação Acaraú II, em 230 kv (CE).	CE	30	2040
- Subestação Arapiraca III, em 230/69 kv (AL), e linha de transmissão, em circuito duplo, Rio Largo II/Penedo, em 230 kv, com extensão aproximada de 44 km.	AL	30	2040
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 2 (BA), em 230 kv, com extensão aproximada de 144 km.	BA	30	2039
- Linha de transmissão Funil/Itapebi (BA), em 230 kv, com extensão aproximada de 198 km.	BA	30	2037
- Linha de transmissão Ibicoara/Brumado (BA), em 230 kv, com extensão aproximada de 94,5 km.	BA	30	2037
- Linhas de transmissão Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA), em 230 kv, C1, com extensão aproximada de 115 km, e Subestação Igaporã, em 230 kv (BA).	BA	30	2040
- Linhas de transmissão Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB), em 230kv, com extensão aproximada de 109 km .	PE / PB	30	2039
- Subestação Camaçari IV em 500 kv(BA)	BA	30	2040
- Subestação Ibiapina, em 230/69 kv (CE).	CE	30	2041
- Subestação Mirueira II, em 230/69 kv (PE) - 300MVA e Subestação Jaboatão II, em 230/69 kv (PE)- 300MVA.	PE	30	2042
- Subestação Suape II em 500 kv(PE)	PE	30	2039
- Linha de transmissão Jardim/Penedo (SE/AL), em 230 kv, com extensão aproximada de 110 km.	SE / AL	30	2038
- Linha de transmissão Milagres/Coremas (CE/PB), em 230 kv, com extensão de 119,8 km.	CE / PB	30	2035

Notas Explicativas



Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
- Linha de transmissão Milagres/Tauá (CE), em 230 kV, com extensão de 208,1 km e Subestação Tauá (CE), em 230 kV.	CE	30	2035
- Linha de transmissão Picos/Tauá (PI/CE), em 230 kV, com extensão aproximada de 183 km.	PI / CE	30	2037
- Linha de transmissão Pirapama/Suape III, com extensão de 41,8 km; e Subestação Suape III, em 230/69 kv (PE)	PE	30	2039
- Linhas de transmissão e Paulo Afonso III/Zebu (AL), em 230kV, com extensão de 10,8 km	BA / AL	30	2039
- Subestação Ibicoara em 500/230 kV (PE)	BA	30	2037
- Subestação Pólo, em 230/69 kv (BA).	BA	30	2040
Expansão da Interligação Sul - Sudeste	PR/ SP	30	2031
LT 230 kV - SE Ribeiro Goncalves / SE Balsas	PI / MA	30	2039
LT 230 kV - SE São Luís II / SE São Luís III	MA	30	2038
34 subestações de transmissão, 1 conversora de frequência e 9.838,33 Km de linhas de transmissão em 525 kv, 230kv e 138 kv.	-	30	2042
Substação Missões em 230/69 kv	-	30	2039
SE Ivinhema 2 230/138 kV com 2x150 MVA (ampliação)	-	30	2044
LT 230 kV Coletora Porto Velho/Porto Velho "C" 1 - 22km	RO	30	2039
LT 230 kV Coletora Porto Velho/Porto Velho "C" 2 - 22km	RO	30	2039
LT 230 kV Monte Claro/Garibaldi 33,5km	RS	30	2040
LT 230 kV Presidente Médice/Santa Cruz 1 - 237,4km	RS	30	2038
LT 500 kv - LT Jorge Teixeira/ LT Lechuga, Circuito Duplo	AM	30	2040
LT 500 kv - LT Presidente Dutra-São Luís II / SE Miranda II	MA	30	2039
LT 525 kv Campos Novos/Blumenau 357,8km e subestação Biguaçu 525 Kv	SC	30	2035
LT 525 kv Campos Novos/Nova Rita 257,43 km e Módulos na SE Nova Santa Rita e SE Campos Novos	SC,RS	30	2036
LT 525 kv Ivaiporã/Cascavel D' oeste 203,4km	PR	30	2034
LT 525 kv Salto Santiago/Ivaiporã 168,5km	PR	30	2034
LT Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 – 500 kv	MG	30	2039
LT coletora 500/230 Kv Porto Velho/Porto Velho e duas conversoras CA/CC/CA back to back em 400 MW	RO	30	2039
LT Macaé – Campos C3	RJ	30	2035
LT Mascarenhas – Linhares 230 kV – CS SE Linhares – 230/138 kV	ES	30	2040
LT Tijuco Preto – Itapeti – Nordeste 345 kv	SP	30	2036
LT 345 kv Furnas – Pimenta 2, 62,7kv	MG	30	2035
LT 500 kv Rio Verde Norte – Trindade (193 km) / LT 230 kv Trindade – Xavantes (37 km) / LT 230 kv Trindade – Carajás (29 km)	GO	30	2040
LT Coletora Porto Velho – Araraquara 2 (2.375 km) / Estação retificadora nº 2 CA/CC, em 500/±600 kv – 3.150 MW - Estação Inversora nº 02 CC/CA, em ±600/500 kv – 2.950 MW	RO	30	2039
LT 230 kv Serra da Mesa - Niquelândia 100 km	GO	30	2039
LT 230 kv Niquelândia – Barro Alto 88 km			
LT 230 kv CS Barra dos Coqueiros – Quirinópolis 52 km			
LT 230 kv CD Chapadão – Jataí 256 km			
LT 230 kv CS Palmeiras – Edéia 60 km			
LT 138 kv CS Jataí – Mineiros 65 km			
LT 138 kv CS Mineiros - Morro Vermelho 60 km			
LT 138 kv CS Jataí - UTE Jataí 51 km	-	30	2039
LT 138 kv CS Jataí - UTE Perolândia			
LT 138 kv CS Mineiros - UTE Água Emendada			
LT 138 kv CS Morro Vermelho - Alto Taquari 31 km			
LT 138 kv CS Edéia - UTE Tropical Bioenergia I 49 km			
2 LT 500 kv no seccionamento da LT Campinas – Ibiúna e a SE Itatiba 500/138 kv	SP	30	2039
LT 230 kv Irapé – Araçuaí 2	MG	30	2035

Notas Explicativas



Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
LT 345 kV Montes Claros – Irapé	MG	30	2034
LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora	MG	30	2035
Consórcio Caldas Novas - Ampliação da Subestação da Usina de Corumbá 345/138 kV (150 MVA) de propriedade de Furnas	-	30	2041
SE Niquelândia 230/69 kV	-	30	2042
LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas	-	30	2043
LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia	-	30	2043
LT 500 kV Luziânia - Pirapora (967 km)	-	30	2043
LT 500 kV Marimondo II - Assis, CS (296,5 km)	-	30	2043
LT 500 kV Brasília Leste - Luziânia - C1 e C2	-	30	2043
LT 230 kV Brasília Geral-Brasília Sul - C3	-	30	2043
LT 345 kV Brasília Sul - Samambaia - C3 (94,5 km)	-	30	2044
LT 500 kV Itatiba - Bateias	-	30	2044
LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba	-	30	2044
LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (847 km)	-	30	2044
LT 230 kV Barro Alto - Itapaci, C2 (69 km)	-	30	2044
LT-CC ±800 kV (2.092 km) - Estação Conversora Xingu ±800 kV 4.000 MW e Estação Conversora Estreito ±800 kV 3.850 MW.	-	30	2044
LT Xavantes – Pirineus, CS, em 230 Kv	GO	30	2041
SE - Caxias 6 (330 MVA) 230/69 Kv	RS	30	2040
SE - Foz do Chapecó (100 MVA) 230/138 Kv	SC	30	2041
SE - Ijuí 2 230/69Kv	RS	30	2040
SE - Lageado Grande (83 MVA) 230/69 Kv (ampliação)	RS	30	2040
SE - Nova Petrópolis 2 (166 MVA) 230/69 Kv	RS	30	2040
SE Zona Oeste (Transformador 500/138 kV)	RJ	30	2042
Subestação Natal III, em 230/69kV (RN) Linha de transmissão Natal II/Natal III, com 23 km	RN	30	2039
Subestação Santa Rita II, em 230/69kV (PB)	PB	30	2039
Subestação Zebu, em 230/69kV (AL)	AL	30	2039
LT 230Kv Campos Novos - Santa Marta	SC/RS	30	2032
LT 525kv Ivaiporã - Londrina	PR	30	2035
LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara 2 (SP), ±600 kV com 2.375 Km	RO/SP	30	2039
LT 230kv Cascavel Oeste - Umuarama	PR	30	2042
LT 525kv Curitiba - Curitiba Leste	PR	30	2042
LT 230 kv Santo Ângelo-Maçambará; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó, circuito simples,C1; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó, circuito simples, C2.	-	30	2044
Construtora da LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2, montagem e serviços associados.	RO/SP	-	-
LT 230 kv Nova Santa Rita - Camaquã 3; LT 230Kv Camaquã 3 - Quinta; LT 525kv Salto Santiago - Itá; LT 525kv Itá - Nova Santa Rita.	RS	30	2042
LT 525 kv Nova Santa Rita - Povo Novo; LT 525Kv Povo Novo - Marmeleiro; LT 525kv Marmeleiro - Santa Vitória do Plamar; Seccionamento da LT 230 kv Camaquã 3.	RS	30	2042
Transmissão Rede Básica	Diversos	30	2042
SE Nobres 230/138 kV	MG	30	2041
SE Miramar 230/69 kV	Amazonas e Roraima	30	2041
SE Lucas do Rio Verde 230/ 138 kV	Mato Grosso	30	2031
LT Lechuga - Jorge Teixeira, C3, 230 kV, 3x150 MVA	Amazonas	30	2043
Estação Retificadora n° 01 CA/CC, 800/+ 600kV - 310Mw e Estação Inversora n° 01 CC/CA +- 600/500kV - 2950MW	RO/SP	30	2039
Linha de Transmissão Porto Velho - Abunã (RO), Rio Branco (AC), com 487 Km de extensão e 230 kV	Diversos	30	2039
LT 230 kV Rio Branco I -- Feijó; LT 230 kV Feijó - Cruzeiro do Sul; SE 230/69 kV Feijó - (3+1R) x 10 MVA; SE 230/69 kV Cruzeiro do Sul - (6+1R) x 10 MVA	AC	30	2034
LT Coxipó-Cuiabá- Rondonópolis (MT), em 230 kV com 193 Km e SE Seccionadora Cuiabá	MT	30	2034
LT Jauru-Juba (MT) e Maggi - Nova Mutum (MT), ambas em 230 kV e com 402 km, SE Juba e SE Maggi - 230/138 kV	MT	30	2038
LT Colinas-Miracema-Gurupi-Peixe Nova Serra da Mesa 2 (TO/GO), em 500 kV com 695 Km SE Serra da mesa 2 e SE Peixe 2	TO/GO	30	2036
LT Jaurú - Cuiabá (MT), com 500 kv e com 348 Km e SE Jaurú, com 500/230 kV	MT	30	2039
LT Oriximiná - Silves - Lechuga (PA/AM), em 500 kV, com 586 Km, SE Silves 500/138kv e SE Cariri 500/230 kv	PA/AM	30	2038
LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara 2 (SP), ±600 kV com 2.375 Km	RO/SP	30	2039
Empresa constituída para construção do empreendimento da Norte Brasil Transmissora de Energia S/A	-	30	-
Empresa constituída para construção do empreendimento da Manaus Transmissora de Energia S/A	-	30	-
LT Porto Velho - Samuel - Ariquemes - Ji-Paraná - Pimenta Bueno - Vilhena (RO), Jaurú (MT), com 987 Km, 230 kV	RO/MT	30	2039
LT Xingu - Estreito - Pará (PA) a Minas Gerais (MG), em 800 kV com 2.093 km.	PA/MG	30	2044
LT Lechuga (AM) - Equador - Boa Vista (RR), com 500 kV e com 715 km, e SE Equador 500kv, SE Boa Vista 500/230 kv	AM/RR	30	2032

Notas Explicativas



• Distribuição de Energia

Concessões em Regime de Exploração - DISTRIBUIÇÃO			
Concessões/ Permissões	Região Geográfica	Municípios atendidos (*)	Vencimento da Concessão
Cia. de Eletricidade do Acre - Eletroacre	Estado do Acre	22	2015
Centrais Elétricas de Rondônia - Ceron	Estado de Rondônia	52	2015
Companhia Energética de Alagoas - Ceal	Estado de Alagoas	102	2015
Companhia Energética do Piauí - Cepisa	Estado do Piauí	224	2015
Amazonas Energia	Estado do Amazonas	62	2015
Boa Vista Energia	Estado de Roraima	1	2015
CELG Distribuição S.A. ¹	Estado de Goiás	237	2045

(*) Não auditado pelos auditores independentes

⁽¹⁾ Concessão prorrogada conforme assinatura, em 29 de dezembro de 2015, do quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 63/2000 – ANEEL**2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica**

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

Descritivo	31/12/2015					Total
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	CGTEE	
Geração						
Modernizações e melhorias	697.124	-	-	995.718	-	1.692.842
Geração térmica	-	-	-	557.409	356.937	914.346
Transmissão						
Rede básica - serviços existentes (RBSE)	1.588.752	1.732.910	513.455	4.530.060	-	8.365.177
Total	2.285.876	1.732.910	513.455	6.083.187	356.937	10.972.365

Descritivo	31/12/2014					Total
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	CGTEE	
Geração						
Modernizações e melhorias	487.822	-	-	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	186.355	-	673.030	356.937	1.216.322
Transmissão						
Modernização e melhorias (RBNI)	289.676	-	-	552.138	-	841.814
Rede básica - serviços existentes (RBSE)	1.187.029	1.732.910	513.455	3.977.922	-	7.411.316
Total	1.964.527	1.919.265	513.455	6.198.808	356.937	10.952.992

Até que ocorra a homologação, inclusive definição sobre a forma, prazo de recebimentos e a remuneração aplicável, dos valores destas indenizações pelo Poder Concedente, tais valores não sofrerão atualização monetária, sendo mantidos pelo custo histórico.

Através das Resoluções Normativas 589 e 596, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para fins de indenização, 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.

Notas Explicativas

A controlada Eletrosul, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL número 589, de 10/12/2013, apresentou à ANEEL, seu laudo de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 ("Laudo de Avaliação"), para fins do processo de indenização das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente – RBSE prevista no Artigo 15, §2º da Lei 12.783/13, no montante de R\$ 1.061.000. Em 14 de julho de 2015, a ANEEL através do despacho nº 2.296, homologou, por deliberação de sua Diretoria, o valor de R\$ 1.007.043 referente a tais ativos, sendo que o valor contabilizado é de R\$ 513.455.

Em 3 de setembro de 2015 a controlada Eletronorte reapresentou à ANEEL o laudo de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, para fins do processo de indenização das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente – RBSE prevista no Artigo 15, §2º da Lei 12.783/13, sendo o novo valor pleiteado de R\$ 2.926 milhões, enquanto que o valor atualmente contabilizado é de R\$ 1.733 milhões.

Em 6 de março de 2015, a controlada Chesf apresentou à ANEEL laudo de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31/05/2000 para fins do processo de indenização das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente – RBSE e demais instalações de transmissão – RPC, prevista no Artigo 15, §2º da Lei 12.783/2013, no montante de R\$ 5.627.200, sendo que o valor contabilizado é de R\$ 1.588.752.

Em 21 de maio de 2015, a controlada Furnas apresentou à ANEEL laudo de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31/05/2000 para fins do processo de indenização das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente – RBSE e demais instalações de transmissão – RPC, prevista no Artigo 15, §2º da Lei 12.783/2013, no montante de R\$ 10.699.000. Em 15 de dezembro de 2015, a ANEEL através do despacho nº 4.042, homologou, por deliberação de sua Diretoria, o valor de R\$ 8.999.520 referente a tais ativos, sendo que o valor contabilizado é de R\$ 4.530.060.

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 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 indenização complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R\$ 1.311.900 como valor base para a citada indenização complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, na mesma data, era de R\$ 995.718.

O excesso entre os valores pleiteados nos referidos laudos de avaliação dos ativos de transmissão e os valores contabilizados não foi reconhecido nas demonstrações financeiras, tendo em vista que parte desses valores estão sujeitos à aprovação pela ANEEL, e há indefinição sobre a forma, prazo de recebimentos e a remuneração aplicável.

Notas Explicativas

	Valor Contábil	Valor Homologado / Pleiteado	Variação
Eletrosul	513.455	1.007.043	493.588
Furnas	4.530.060	8.999.520	4.469.460
Chesf*	1.588.752	5.627.200	4.038.448
Eletronorte*	1.732.910	2.926.000	1.193.090
Total	8.365.177	18.559.763	10.194.586

*Os valores requeridos das indenizações estão sujeitos à aprovação da ANEEL.

2.2. Prorrogação das concessões de distribuição

Em 15 de outubro de 2012, as distribuidoras da Eletrobras cujas concessões venceram em 2015, tiveram o direito de manifestar o interesse na prorrogação da concessão por um período adicional de 30 anos, o que fizeram no prazo estabelecido.

O Decreto número 8.461, de 02 de junho de 2015, que regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica e autorizou o Ministério de Minas e Energia ("MME") a prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo artigo 7º da Lei número 12.783, de 11 de janeiro de 2013, por 30 (trinta) anos, estabeleceu que deverão ser observados os seguintes critérios:

I. Eficiência da qualidade do serviço, a ser apurada por meio dos indicadores Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora ("DECI") e Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora ("FECI");

II. Eficiência econômico-financeira, a ser apurada por meio do EBITDA e do nível de endividamento, que significa a capacidade da concessionária honrar com seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável;

III. Racionalidade operacional e econômica; e

IV. Modicidade tarifária.

Tais critérios deverão ser alcançados por meio de métricas de melhoria contínua estabelecidas pelo Poder Concedente, a serem detalhadas pelos aditivos aos Contratos de Concessão que serão assinados pelas distribuidoras. Em 05 de novembro de 2015, o MME por meio do Ofício Circular nº 3/2015-SE-MME, informou que a minuta do Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, aprovada pela ANEEL por meio do Despacho número 3.540, de 20 de outubro de 2015, deveria ser submetida às instâncias decisórias de cada Distribuidora, juntamente com os limites anuais estabelecidos para atendimento aos critérios dos incisos I (Eficiência da qualidade do serviço) e II (Eficiência econômico-financeira) do artigo 1º do Decreto número 8.461/2015, conforme constante do Anexo II da Nota Técnica nº 0335/2015-SCT-SFE-SFF-SRDSRM.

De acordo com o Termo Aditivo, o descumprimento das metas a que se referem os itens I e II acima mencionados, pelo período de 5 (cinco) anos, a partir de 1º de janeiro

Notas Explicativas

de 2016, por 2 (dois) anos consecutivos ou se não atender qualquer dessas metas ao final do prazo de 5 (cinco) anos, acarretará a extinção da concessão.

De igual forma, a partir do 6º (sexto) ano, o descumprimento de tais metas, configurará a inadimplência da concessionária e implicará a abertura do processo de caducidade, observados o seguinte: (i) Critério I - Eficiência da qualidade do serviço: se houver descumprimento por três anos consecutivos; ou (ii) Critério II - Eficiência econômico-financeira: se houver descumprimento por dois anos consecutivos. Porém, neste caso, o concessionário poderá apresentar um plano de transferência do controle societário como forma alternativa a essa extinção, contendo a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado.

O decreto estabelece ainda que as concessões não prorrogadas ou que tenham sido objeto de extinção serão licitadas conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME). A indenização a ser paga para a antiga concessionária por investimentos nos bens reversíveis não depreciados e não amortizados será calculada com base no valor novo de reposição - VNR e vai considerar a entrada em operação das instalações.

Na 164ª Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras ocorrida em 28 de dezembro de 2015, em razão da solicitação, pelo representante da União Federal, foi retirada de pauta as matérias concernentes à prorrogação dos contratos de concessão das controladas – Cepisa, Ceal, Eletroacre, Ceron, Boa Vista e Amazonas D., pelo fato das referidas distribuidoras solicitarem, em 28 de dezembro de 2015, a prorrogação do prazo para assinatura do respectivo termo aditivo, nos termos da Medida Provisória 706, a ser deliberado em nova Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras a ser convocada.

A Medida Provisória 706, de 28 de dezembro de 2015, alterou a redação do parágrafo segundo do art. 11 da Lei 12.783/2012, estabelecendo que o concessionário deverá assinar o termo aditivo no prazo de até 210 dias, contados da convocação pelo Poder Concedente.

Desta forma, essas citadas distribuidoras têm um prazo até 26 de julho de 2016 para assinatura dos termos aditivos ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica e estão preparando estudos atualizados para submissão à nova Assembleia de Acionista da Eletrobras.

As concessões de distribuição dessas Empresas do grupo Eletrobras tiveram seus contratos vencidos em junho de 2015, entretanto, à luz da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, art.42 “as concessões permanecerão válidas pelo prazo necessário à realização dos levantamentos e avaliações indispensáveis à organização das licitações que precederão a outorga das concessões que as substituirão, prazo esse que não será inferior a 24 meses” (Vide Nota 19).

Notas Explicativas

**NOTA 3 – PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS**

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

3.1. Base de preparação

A preparação de demonstrações financeiras 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 demonstrações financeiras 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 demonstrações financeiras 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 Demonstrações financeiras individuais e consolidadas

As demonstrações financeiras da Companhia compreendem as demonstrações financeiras individuais da controladora, identificadas como Controladora, e as demonstrações financeiras consolidadas, identificadas como Consolidado, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRSs") emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRSs não requerem apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelo IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

Nas demonstrações financeiras individuais, as controladas são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial.

Notas Explicativas

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

(b) Mudanças nas políticas contábeis e divulgações**(b.1) Alterações às IFRSs e as novas interpretações de aplicação obrigatória a partir do exercício corrente sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas**

No exercício corrente, a Companhia aplicou diversas emendas e novas interpretações às IFRSs e aos CPCs emitidas pelo IASB e pelo CPC, que entram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2015. Tais alterações e melhorias anuais não tiveram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas.

(b.2) Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas

O International Accounting Standards Board – IASB publicou ou alterou os seguintes principais pronunciamentos, orientações ou interpretações contábeis, cuja adoção obrigatória deverá ser feita em períodos subsequentes:

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2016:

Revisão IAS 16/CPC 27 e IAS 38/CPC 04 (R1) – a modificação tem o propósito de incluir informações sobre o conceito de expectativa futura de redução no preço de venda e esclarecer sobre o método de depreciação baseado na receita gerada por uma atividade.

As alterações a IAS 16/CPC 27 proíbem as empresas de usarem o método de depreciação baseada na receita para itens do imobilizado. As alterações da IAS 38/CPC 04(R1) introduzem a premissa refutável de que a receita não é uma base apropriada para determinar a amortização de um ativo intangível.

Atualmente, a Eletrobras não utiliza o método de depreciação baseado na receita gerada por uma atividade. A Administração da Companhia acredita que a aplicação dessas alterações a IAS 16 não terá impacto material nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras.

Revisão IFRS 11/CPC 19 (R2) – a alteração requer que o adquirente de uma participação em operação conjunta que constitui um negócio, conforme definido no IFRS 3/CPC 15 (R1), aplique os princípios do IFRS 3, exceto aqueles que entram em conflito com o IFRS 11. Um negócio em conjunto também requer que sejam divulgadas as informações relevantes requeridas pela IFRS 3 e outras normas de combinação de negócios.

Notas Explicativas

As alterações devem ser aplicadas prospectivamente a aquisições de participações em operações conjuntas (nas quais as atividades das operações conjuntas constituam negócios, conforme definição dada pela IFRS 3) ocorridas a partir dos períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2016. A Administração da Companhia acredita que a aplicação dessas alterações à IFRS 11 poderá impactar suas demonstrações financeiras consolidadas em períodos futuros, caso essas transações ocorram.

Revisão IFRS 10/CPC 36 (R3) e IAS 28/CPC 18 (R2) – Esclarece que em uma transação entre investidor e associado ou joint venture, o reconhecimento do ganho ou perda depende se os bens vendidos ou contribuídos constituem um negócio.

A Administração da Companhia acredita que a aplicação dessas alterações à IFRS 10 e a IAS 28 poderá impactar as demonstrações financeiras consolidadas do Grupo em períodos futuros, caso essas transações ocorram.

Revisão IAS 1/CPC 26 (R1) – Esclarecimentos sobre o processo julgamental de divulgações das Demonstrações Financeiras. As alterações a IAS 1/CPC26 oferecem orientações com relação à aplicação do conceito de materialidade na prática.

A Administração da Companhia não acredita que a aplicação dessas alterações a IAS 1 terá um impacto relevante sobre as demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras.

Modificações às IFRSs – Ciclos de Melhorias Anuais 2012-2014

As Melhorias Anuais às IFRSs Ciclo 2012-2014 incluem diversas alterações a uma série de IFRSs, que estão resumidas a seguir:

As alterações à IFRS 5/CPC 31 introduzem orientações específicas na IFRS 5 com relação à quando uma entidade reclassifica um ativo (ou grupo de alienação) de “mantido para venda” para “mantido para distribuição para titulares” (ou vice-versa). As alterações esclarecem que essa mudança deve ser considerada como uma continuidade do plano original de alienação e, portanto, as exigências previstas na IFRS 5 com relação à alteração do plano de venda não são aplicáveis. As alterações esclarecem ainda a orientação com relação à descontinuidade da contabilização mantida para distribuição”.

As alterações à IFRS 7/CPC 40 (R1) fornecem orientações adicionais para esclarecer se um contrato de serviços constituiu envolvimento contínuo em um ativo transferido para fins das divulgações necessárias com relação a ativos transferidos.

As alterações a IAS 19/CPC 33 (R1) esclarecem que a taxa utilizada para desconto de obrigações de benefício pós-aposentadoria deve ser determinada com base nos rendimentos de mercado no final do período de reporte com relação a títulos corporativos de alta qualidade. A avaliação da profundidade de um mercado para títulos corporativos de alta qualidade deve ser ao nível da moeda (isto é, a mesma moeda na qual os benefícios serão pagos). Para moedas para as quais não haja mercado de alta liquidez para esses títulos corporativos de alta qualidade, deve-se tomar por base os rendimentos de mercado sobre títulos governamentais denominados naquela moeda no final do período de reporte.

Notas Explicativas

A Administração da Companhia não acredita que a aplicação dessas alterações tenha um efeito relevante sobre as demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras.

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2018 (*):

IFRS 15 – Reconhecimento de Receita (novo pronunciamento) – especifica como e quando será feito o reconhecimento das receitas provenientes de contratos com clientes assim como requer que a entidade forneça aos usuários das demonstrações financeiras informações mais informativas e relevantes.

IFRS 9 – Instrumentos Financeiros – tem como objetivo substituir o IAS 39 – Instrumentos Financeiros – Reconhecimento e Mensuração e estabelecer princípios para divulgação de ativos e passivos financeiros, bem como adicionar novo modelo de impairment e alterações limitadas para os requerimentos de classificação e mensuração ao introduzir um critério de avaliação a “valor justo reconhecido através de outros resultados abrangentes” para alguns instrumentos de dívida simples.

A Companhia está procedendo a sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos em suas demonstrações financeiras.

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2019 (*):

IFRS 16 – Leasing (novo pronunciamento) – tem como objetivo introduzir exigências de reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação dos arrendamentos. O pronunciamento fornece um modelo único de contabilização dos arrendamentos, requerendo que o arrendatário reconheça os ativos e passivos para todos os contratos de arrendamentos, a menos que o prazo do contrato seja inferior a 12 meses ou o valor do ativo objeto do leasing tenha baixo valor. Para os arrendadores não há alterações substanciais, devendo continuar classificando os contratos de leasing como operacionais ou financeiros, conforme definido no IAS 17.

A Companhia está procedendo a sua análise sobre os impactos desse novo pronunciamentos em suas demonstrações financeiras.

(*) Essas alterações ainda não foram homologadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis.

Notas Explicativas**3.2. Bases de consolidação e investimentos em controladas**

As seguintes políticas contábeis são aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas que incluem as participações societárias da Companhia e suas controladas.

Nas demonstrações financeiras consolidadas as informações financeiras das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto, assim como das coligadas, são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidas pelo seu valor de custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

Quando necessário, as demonstrações financeiras das controladas, controladas em conjunto e coligadas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas adotadas pela Companhia.

As controladas, controladas em conjunto e coligadas estão substancialmente domiciliadas no Brasil.

(a) Controladas

Controladas são todas as entidades nas quais o Sistema Eletrobras detém o controle. O Sistema Eletrobras controla uma entidade quando está exposto ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Sistema Eletrobras. A consolidação é interrompida a partir da data em que o Sistema Eletrobras deixa de ter o controle.

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas.

Os resultados das controladas adquiridas ou alienadas durante o exercício estão incluídos nas demonstrações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição até a data da efetiva alienação, conforme aplicável.

Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre as empresas da Companhia são eliminados integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas.

A Companhia adota as seguintes principais práticas de consolidação:

- a) Eliminação dos investimentos da investidora nas empresas investidas, em contrapartida à sua participação nos respectivos patrimônios líquidos;
- b) Eliminação de saldos a receber e a pagar intercompanhias;
- c) Eliminação das receitas e despesas intercompanhias;
- d) Destaque da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido e na demonstração do resultado das empresas investidas consolidadas.

Notas Explicativas



A Companhia utiliza os critérios de consolidação integral, conforme descrito no quadro abaixo. A participação é dada sobre o capital total da controlada.

<u>Controladas</u>	<u>31/12/2015</u>		<u>31/12/2014</u>	
	<u>Participação</u>		<u>Participação</u>	
	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>
Amazonas Energia	100%	-	100%	-
Boa Vista Energia	100%	-	100%	-
Ceal	100%	-	100%	-
CELG- D ⁽¹⁾	51%	-	51%	-
Cepisa	100%	-	100%	-
Ceron	100%	-	100%	-
CGTEE	100%	-	100%	-
Chesf	100%	-	100%	-
Eletoacre	94%	-	94%	-
Eletronorte	99%	-	99%	-
Eletronuclear	100%	-	100%	-
Eletropar	84%	-	84%	-
Eletrosul	100%	-	100%	-
Furnas	100%	-	100%	-
Chuí IX	-	99,99%	-	99,99%
Coxilha Seca	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo I	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo II	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo III	-	99,99%	-	99,99%
Linha Verde Transmissora	-	100%	-	100%
Uirapuru	-	75%	-	75%
Energia dos Ventos V ⁽²⁾	-	99,99%	-	-
Energia dos Ventos VI ⁽²⁾	-	99,99%	-	-
Energia dos Ventos VII ⁽²⁾	-	99,99%	-	-
Energia dos Ventos VIII ⁽²⁾	-	99,99%	-	-
Energia dos Ventos IX ⁽²⁾	-	99,99%	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste S/A ⁽³⁾	-	100,00%	-	-
Complexo Eólico Pindaí I				
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%
Complexo Eólico Pindaí II				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	99,98%
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Complexo Eólico Pindaí III				
Tamanduá Mirim 2 Energia S/A ⁽³⁾	-	83,01%	-	-

⁽¹⁾ Controlada classificada como ativo não circulante mantido para venda (Vide Nota 43)

⁽²⁾ Aquisição de controle em 2015 pela controlada Furnas

⁽³⁾ Aquisição de controle em 2015 pela controlada CHESF

As demonstrações financeiras consolidadas incluem os saldos e as transações dos fundos exclusivos cujos únicos quotistas são a Companhia e suas controladas, composto de títulos públicos, privados e debêntures de empresas com classificação de risco baixo e alta liquidez dos papéis.

Notas Explicativas**(a.1) Mudanças nas participações do Grupo em controladas existentes**

Nas demonstrações financeiras, as mudanças nas participações da Companhia em controladas que não resultem em perda do controle do Grupo sobre as controladas são registradas como transações de capital. Os saldos contábeis das participações da Companhia e de não controladores são ajustados para refletir mudanças em suas respectivas participações nas controladas. A diferença entre o valor com base no qual as participações não controladoras são ajustadas e o valor justo das considerações pagas ou recebidas é registrada diretamente no patrimônio líquido e atribuída aos proprietários da Companhia.

Quando a Companhia perde o controle de uma controlada, o ganho ou a perda é reconhecido na demonstração do resultado e é calculado pela diferença entre: (i) a soma do valor justo das considerações recebidas e do valor justo da participação residual; e (ii) o saldo anterior dos ativos (incluindo ágio) e passivos da controlada e participações não controladoras, se houver. Todos os valores reconhecidos anteriormente em "Outros resultados abrangentes" relacionados à controlada são contabilizados como se a Companhia tivesse alienado diretamente os correspondentes ativos ou passivos da controlada (ou seja, reclassificados para o resultado ou transferidos para outra conta do patrimônio líquido, conforme requerido ou permitido pelas IFRSs aplicáveis). O valor justo de qualquer investimento devido na antiga controlada na data da perda de controle é considerado como o valor justo no reconhecimento inicial para contabilização subsequente pela IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (equivalente ao CPC 38) ou, quando aplicável, o custo no reconhecimento inicial de um investimento em uma coligada ou joint venture.

(b) Investimentos em coligadas

Coligadas são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem influência significativa, e que não se configura como uma controlada nem em uma controlada em conjunto.

Qualquer montante que exceda o custo de aquisição sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da coligada na data de aquisição é reconhecido como ágio. O ágio é acrescido ao valor contábil do investimento. Qualquer montante da participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis que exceda o custo de aquisição, após a reavaliação, é imediatamente reconhecido no resultado.

Quando a parcela da Companhia no prejuízo de uma coligada excede a participação naquela coligada (incluindo qualquer participação de longo prazo que, na essência, esteja incluída no investimento líquido na coligada), a Companhia deixa de reconhecer a sua participação em prejuízos adicionais. Os prejuízos adicionais são reconhecidos somente se a Companhia tiver incorrido em obrigações legais ou construtivas ou tiver efetuado pagamentos em nome da coligada.

Notas Explicativas

**(c) Participações em empreendimentos controlados em conjunto (*joint venture*)**

Uma *joint venture* é um acordo contratual através do qual a Companhia e outras partes exercem uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da *joint venture* requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Quando uma controlada da Companhia exerce diretamente suas atividades por meio de uma *joint venture*, a participação da Companhia nos ativos controlados em conjunto e quaisquer passivos incorridos em conjunto com os demais controladores é reconhecida nas Demonstrações Financeiras da respectiva controlada e classificada de acordo com sua natureza. Os passivos e gastos incorridos diretamente relacionados a participações nos ativos controlados em conjunto são contabilizados pelo regime de competência. Qualquer ganho proveniente da venda ou do uso da participação da Companhia nos rendimentos dos ativos controlados em conjunto e sua participação em quaisquer despesas incorridas pela *joint venture* são reconhecidos quando for provável que os benefícios econômicos associados às transações serão transferidos para a/dá Companhia e seu valor puder ser mensurado de forma confiável.

3.3. Caixa e equivalente de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de até três meses e com risco insignificante de mudança de valor.

3.4. Clientes e provisão para créditos de liquidação duvidosa

As contas a receber de clientes (consumidores e revendedores) são compostas por créditos provenientes do fornecimento e suprimento de energia elétrica faturado e não faturado, este por estimativa, incluídos aqueles decorrentes de energia transacionada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE contabilizado com base no regime de competência, e são reconhecidas inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado menos a provisão para créditos de liquidação duvidosa.

O saldo inclui ainda o fornecimento de energia ainda não faturado, originado substancialmente da atividade de distribuição e que é mensurado com base em estimativas, tendo como base o histórico de consumo de MW/h.

As contas a receber são normalmente liquidadas em um período de até 45 dias, motivo pelo qual os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas de encerramento contábil.

Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante (Nota 7).

Notas Explicativas**3.5. Conta de Consumo de Combustível – CCC**

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 conta bancária vinculada, e às quotas não quitadas pelos concessionários. Os valores registrados no ativo são corrigidos pela rentabilidade da aplicação e representam um caixa restrito, não podendo ser utilizado para outros propósitos.

As operações com a CCC não afetam o resultado do exercício da Companhia.

3.6. Cauções e Depósitos Vinculados

Os montantes registrados destinam-se ao atendimento legal e/ou contratual. Estão avaliados pelo custo de aquisição acrescido de juros e correção monetária com base nos dispositivos legais e ajustados por provisão para perda na realização quando aplicável. O resgate dos mesmos encontra-se condicionado a finalização dos processos judiciais a que esses depósitos se encontram vinculados.

3.7. Estoque de Almoxarifado e Combustível - CCC

Os estoques estão registrados ao custo médio de aquisição, líquido de provisões para perdas, quando aplicável, e não excedem ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização. O valor líquido de realização corresponde ao preço de venda estimado dos estoques, deduzido de todos os custos estimados para conclusão e custos necessários para realizar a venda.

Os materiais em estoque de almoxarifado e de combustível - CCC são classificados no ativo circulante e está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado.

3.8. Estoque de combustível nuclear

Composto pelo concentrado de urânio em estoque, os serviços correspondentes e os elementos de combustível nuclear utilizados nas usinas termonucleares Angra I e Angra II, e são registrados pelo custo de aquisição.

Na sua etapa inicial de formação, são adquiridos o minério de urânio e os serviços necessários à sua fabricação, classificados contabilmente no ativo não circulante - realizável a longo prazo, apresentado na rubrica Estoque de Combustível Nuclear. Depois de concluído o processo de fabricação, a parcela relativa à previsão do consumo para os 12 meses subsequentes é classificada no ativo circulante.

O consumo dos elementos de combustível nuclear é apropriado ao resultado do exercício de forma proporcional, considerando a energia mensal efetivamente gerada em relação à energia total prevista para cada elemento do combustível. Periodicamente são realizados inventários e avaliações dos elementos de combustível nuclear que

Notas Explicativas

passaram pelo processo de geração de energia elétrica e encontram-se armazenados no depósito de combustível usado.

3.9. Imobilizado

O imobilizado é mensurado pelo custo histórico deduzido da depreciação acumulada. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuídos a aquisição dos ativos, e também inclui, no caso de ativos qualificáveis, os custos de empréstimos capitalizados de acordo com a política contábil da Companhia. Tais imobilizações são classificadas nas categorias adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido. A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso pretendido na mesma base dos outros ativos imobilizados.

A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil seja integralmente baixado (exceto para terrenos e construções em andamento). A Companhia considera que a vida útil estimada de cada ativo é semelhante às taxas de depreciação determinadas pela ANEEL, as quais são tidas pelo mercado como aceitáveis por expressar adequadamente o tempo de vida útil dos bens. Adicionalmente, em conexão com o entendimento da Companhia sobre o atual arcabouço regulatório de concessões, inclusive a Lei 12.783/2013, foi considerada a indenização ao fim da concessão com base no menor valor entre o VNR ou o valor residual contábil, sendo esse fator considerado na mensuração do ativo imobilizado (Vide detalhes na Nota 17).

Ativos mantidos por meio de arrendamento mercantil financeiro são depreciados pela vida útil esperada da mesma forma que os ativos próprios ou por um período inferior, se aplicável, conforme termos do contrato de arrendamento em questão.

Um item do imobilizado é baixado após alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado do exercício.

3.9.1. Custos de empréstimos

Mensalmente são agregados ao custo de aquisição do imobilizado em formação os juros e quando aplicável, à variação cambial incorrida sobre os empréstimos e financiamentos considerando os seguintes critérios para capitalização:

- a) O período de capitalização ocorre quando o ativo qualificável encontra-se em fase de construção, sendo encerrada a capitalização de juros quando o item encontra-se disponível para utilização;
- b) Os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos e financiamentos vigentes na data da capitalização ou, para aqueles ativos nos quais foram obtidos empréstimos específicos, as taxas destes empréstimos específicos;
- c) Os juros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização;

Notas Explicativas

- d) Os juros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil estimada determinados para o item ao qual foram incorporados.

Os ganhos sobre investimentos, decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos e financiamentos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável, são deduzidos dos custos com empréstimos e financiamentos elegíveis para capitalização, quando o efeito é material.

Todos os demais custos com empréstimos e financiamentos são reconhecidos no resultado do exercício em que são incorridos.

3.10. Contratos de concessão

A Companhia possui contratos de concessão nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, firmados com o Poder Concedente (Governo Federal Brasileiro), por períodos que variam entre 20 anos e 35 anos, sendo todos os contratos, por segmento, bastante similares em termos de direitos e obrigações do concessionário e do poder concedente. Os prazos das principais concessões estão descritas na Nota 2.

I- Sistema de Tarifação

a) O sistema de tarifação da distribuição de energia elétrica é controlado pela ANEEL e tais tarifas são reajustadas anualmente e revisadas a cada período de quatro anos, tendo como base a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, considerando os investimentos prudentes efetuados e a estrutura de custos e despesas da empresa de referência. A cobrança pelos serviços ocorre diretamente aos usuários, tendo como base o volume de energia consumido e a tarifa autorizada (Vide Nota 18)

b) O sistema de tarifação da transmissão de energia elétrica é regulado pela ANEEL e são efetuadas revisões tarifárias periódicas, sendo estabelecida uma Receita Anual Permitida – RAP, atualizada anualmente por um índice de inflação e, sujeita a revisões periódicas para cobertura de novos investimentos e eventuais aspectos de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão. Ressaltamos que esse sistema de tarifação foi alterado a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013.

c) O sistema de tarifação da geração de energia elétrica foi baseado, de forma geral, em tarifa regulada até 2004 e, após essa data, em conexão com as mudanças na regulamentação do setor, foi alterado de base tarifária para um sistema de preços, sendo que as geradoras de energia elétrica podem ter a liberdade de participar em leilões de energia elétrica destinados ao mercado regulado, havendo nesse caso um preço-base, sendo o preço final determinado através de competição entre os participantes do leilão. Adicionalmente as geradoras de energia elétrica podem efetuar contratos bilaterais de venda com os consumidores que se enquadrem na categoria de consumidores livres (definição com base na potência demandada em MW). Ressaltamos que esse sistema de tarifação foi alterado a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013.

Notas Explicativas**II – Concessões de Transmissão e Distribuição**

Os contratos de concessão regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição e de transmissão de energia elétrica pela Companhia, onde:

1) Distribuição de energia elétrica

a) O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;

b) O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o concessionário tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;

c) Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização determinada pela Base de Remuneração Regulatória - BRR depreciada.

2) Transmissão de energia elétrica

a) O preço (tarifa) é regulado e denominado Receita Anual Permitida (RAP). A transmissora de energia elétrica não pode negociar preços com usuários. Para alguns contratos, a RAP é fixa e atualizada monetariamente por índice de preços uma vez por ano. Para os demais contratos, a RAP é atualizada monetariamente por índice de preços uma vez ao ano e revisada a cada cinco anos. Geralmente, a RAP de qualquer empresa de transmissão de energia elétrica está sujeita a revisão anual devido ao aumento do ativo e de despesas operacionais decorrentes de modificações, reforços e ampliações de instalações. Os níveis de tarifa (RAP) foram alterados a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013.

b) Os bens são reversíveis no final da concessão, com direito a recebimento de indenização (caixa) do poder concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, determinado pelo valor novo de reposição - VNR. Ainda há ativos de concessões renovadas, pendentes de homologação da ANEEL, e, conseqüentemente, pendente de indenização.

II.1 - Aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12) – Contratos de Concessão de Serviços, aplicável aos contratos de concessão público-privados nos quais a entidade pública:

a) Controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;

b) Controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos;

c) Controla/detém um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Notas Explicativas

Uma concessão público-privada apresenta, tipicamente, as seguintes características:

- a) Uma infraestrutura subjacente à concessão a qual é utilizada para prestar serviços;
- b) Um acordo/contrato entre o poder concedente e o operador;
- c) O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;
- d) O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, quer diretamente do poder concedente, quer dos utilizadores da infraestruturas, ou de ambos;
- e) As infraestruturas são transferidas para o poder concedente no final da concessão, tipicamente de forma gratuita ou também de forma onerosa.

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas de concessão enquadradas na norma não são reconhecidas pelo concessionário como ativo imobilizado, uma vez que se considera que o operador não controla tais ativos, passando a ser reconhecidas de acordo com um dos seguintes modelos contábeis, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo poder concedente no âmbito do contrato:

1) Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual foi classificado como empréstimos e recebíveis (geração e transmissão) ou disponível para venda (distribuição).

2) Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização das infraestruturas (risco de crédito e demanda) em relação à concessão e resulta no registro de um ativo intangível.

3) Modelo Misto

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo poder concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão.

Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia e suas controladas e nos requerimentos da norma, os seguintes ativos são reconhecidos sobre o negócio de distribuição elétrica:

- a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e

Notas Explicativas

- b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) será classificada como um ativo intangível em virtude de sua recuperação estar sujeita à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- a) Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia e potência consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e
- b) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do poder concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

As concessões de distribuição de energia elétrica de suas controladas não são onerosas. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

Para a atividade de transmissão de energia elétrica a Receita Anual Permitida - RAP é recebida das empresas que utilizam sua infraestrutura por meio de tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). Essa tarifa resulta do rateio entre os usuários de transmissão de alguns valores específicos; (i) a RAP de todas as transmissoras; (II) os serviços prestados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS; e (iii) os encargos regulatórios.

O poder concedente delegou às geradoras, distribuidoras, consumidores livres, exportadores e importadores o pagamento mensal da RAP, que por ser garantida pelo arcabouço regulatório de transmissão, constitui-se em direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, deste modo o risco de crédito é baixo.

Considerando que a Companhia não se encontra exposta a riscos de crédito e demanda e que a receita é auferida com base na disponibilidade da linha de transmissão, toda infraestrutura foi registrada como ativo financeiro.

O ativo financeiro inclui ainda a indenização que será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

III. Concessões de Geração

- a) Geração hidráulica e térmica – as concessões, não atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, não estão no escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), tendo em vista as características de preço e não de tarifa regulada. A partir de 1º de janeiro de 2013, as concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, até

Notas Explicativas

então fora do escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), passam a fazer parte do escopo de tais normativos, considerando a alteração no regime de preço, passando a ser tarifa regulada para essas concessões, nos moldes já aplicados a concessões de distribuição até então.

- b) Geração nuclear – Possui um sistema de tarifação definido, porém difere dos demais contratos de geração, por ser uma autorização e não uma concessão. Não há prazo definido para o fim da autorização bem como as características de controle significativo dos bens por parte do poder concedente ao final do período de autorização.

IV. Itaipu Binacional

a) Itaipu Binacional é regida por um Tratado Binacional de 1973 em que foram estabelecidas as condições tarifárias, sendo a base de formação da tarifa determinada exclusivamente para cobrir as despesas e o serviço da dívida dessa Companhia;

b) A base tarifária e os termos de comercialização estarão vigentes até 2023, o que corresponde à parte significativa da vida-útil da planta, quando então a base tarifária e os termos de comercialização deverão ser revistos;

c) A base tarifária de Itaipu foi estabelecida de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida, que tem vencimento final em 2023, e a manter os seus gastos de operação e manutenção;

d) A comercialização de energia de Itaipu foi sub-rogada a Companhia, porém foi originada de contratos previamente assinados com as distribuidoras em que foram previamente definidas as condições de pagamento.

e) Através da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002 foram sub-rogados à Companhia os compromissos de aquisição e repasse às concessionárias de distribuição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional firmados até então por Furnas e Eletrosul, subsidiárias da Companhia, com as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Dívidas oriundas de comercialização de energia de Itaipu Binacional foram renegociadas junto à Companhia dando origem a contratos de financiamento. Tais contratos foram inicialmente registrados a valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos.

f) Os termos do tratado garantem o reembolso a Companhia mesmo nos casos de falta de capacidade de geração de energia ou problemas operacionais com a planta.

V. Ativo financeiro – Concessões de Serviço Público.

A Companhia reconhece um crédito a receber do poder concedente (ou de quem o poder concedente tenha outorgado) quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados pelas distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica, e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base na parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da

Notas Explicativas

concessão. Os ativos de distribuição são remunerados com base na remuneração *Weighted Average Cost of Capital* – WACC (custo de capital) regulatório, sendo esse fator incluído na base tarifária e os de transmissão e os de geração são remunerados com base na taxa interna de retorno do empreendimento. No caso de geração, somente os ativos vinculados às concessões diretamente afetadas pela Lei 12.783/2013 e formados a partir da mencionada Lei, são considerados ativos financeiro que serão remunerados nos mesmos moldes das transmissoras, desde que a aquisição de tais ativos seja homologada pelo MME e ANEEL.

Estas contas a receber são classificadas entre circulante e não circulante considerando a expectativa de recebimento destes valores, tendo como base a data de encerramento das concessões.

3.11. Intangível

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar os usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica (para a geração a infraestrutura da Amazonas Energia, que possui vínculo exclusivo com a atividade de distribuição dessa mesma Companhia, também é classificada como intangível). O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizada pela Companhia e o valor do ativo financeiro referente ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização.

O ativo é apresentado líquido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável (*impairment*), quando aplicável.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia, ou o prazo final da concessão, o que ocorrer primeiro. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica, considerando que os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão.

O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia. A amortização é cessada quando o ativo tiver sido totalmente consumido ou baixado, deixando de integrar a base de cálculo da tarifa de prestação de serviços de concessão, o que ocorrer primeiro.

A Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade dos seus ativos utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos, considerando que não há mercado ativo para os ativos vinculados à concessão. (Vide Nota 20).

Os ativos intangíveis compreendem basicamente os direitos de uso da concessão, mas incluem, também, ágio na aquisição de investimentos e gastos específicos associados à aquisição de direitos, acrescidos dos respectivos custos de implantação, quando aplicável.

Notas Explicativas

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida, adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

3.11.1. Concessões Onerosas (Uso do Bem Público - UBP)

A Companhia e algumas controladas possuem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica em determinadas usinas.

Os valores identificados nos contratos estão a preços futuros e, portanto, a Companhia e essas controladas ajustaram a valor presente esses contratos com base na taxa de desconto apurada na data da obrigação.

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária, definida no contrato de concessão, é capitalizada no ativo, durante a construção das Usinas e, a partir da data da entrada em operação comercial, é reconhecida diretamente no resultado.

Esses ativos estão registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo não circulante.

3.11.2. Gastos com Estudos e Projetos

Os gastos efetuados com estudos e projetos, inclusive de viabilidade e inventários de aproveitamento hidroelétricos e de linhas de transmissão, são reconhecidos como despesa operacional, quando incorridos, e até que se tenha a comprovação efetiva da viabilidade econômica de sua exploração ou a outorga da concessão ou autorização. A partir da concessão e/ou autorização para exploração do serviço público de energia elétrica ou, da comprovação da viabilidade econômica do projeto, os gastos incorridos passam a ser capitalizados como custo do desenvolvimento do projeto. Atualmente, a Companhia não possui valores capitalizados referentes a gastos com estudos e projetos.

3.12. Reconhecimento dos valores a receber e obrigações 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, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo de aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de

Notas Explicativas

CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Como consequência, foi emitido pelo CPC a Orientação Técnica – OCPC08 (“OCPC08”) que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que assegura, a partir da data de sua assinatura, o direito ou impõe a obrigação de o concessionário receber ou pagar os ativos e passivos junto à contraparte – Poder Concedente. Esse novo evento altera, a partir dessa data, o ambiente e as condições contratuais anteriormente existentes e extingue as incertezas quanto à capacidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo. São condições, assim, que diferem em essência das que ocorriam anteriormente.

Os efeitos do aditamento dos contratos de concessão e permissão não têm natureza de mudança de política contábil, mas, sim, a de uma nova situação e, conseqüentemente, sua aplicação foi prospectiva. Portanto, o registro dos valores a receber (obrigações) foi efetuado em contas de ativo (ou passivo financeiro), conforme o caso, em contrapartida ao resultado do exercício (receita de venda de bens e serviços).

3.13. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros, excluindo o ágio

Ao fim de cada exercício, a Companhia avalia se há alguma indicação de que seus ativos não financeiros sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda. Quando não é possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo.

Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente por uma taxa de desconto, que reflita uma avaliação atual de mercado: do valor da moeda no tempo e dos riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros foi efetuada.

Se o valor recuperável de um ativo (ou unidade geradora de caixa) calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) é reduzido ao seu valor recuperável. A perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Quando a perda por redução ao valor recuperável é revertida subsequentemente, ocorre o aumento do valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa), em função da estimativa revisada de seu valor recuperável. Tal aumento não pode exceder o valor

Notas Explicativas

contábil que teria sido determinado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo (ou unidade geradora de caixa) em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

3.14. Ágio

O ágio resultante de uma combinação de negócios é demonstrado ao custo na data da combinação do negócio, líquido da perda acumulada no valor recuperável, se aplicável.

Para fins de teste de redução no valor recuperável, o ágio é alocado para cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia (ou grupos de unidades geradoras de caixa) que irão se beneficiar das sinergias da combinação.

Considerando que as operações de investimento da Companhia estão atreladas a operações que possuem contratos de concessão, o ágio decorrente da aquisição de tais entidades representa o direito de concessão com vida útil definida, sendo reconhecido como ativo intangível da concessão, e a amortização efetuada de acordo com o prazo de concessão.

3.15. Ativos não circulantes mantidos para venda

Os ativos não circulantes e os grupos de ativos são classificados como mantidos para venda caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo (ou grupo de ativos) estiver disponível para venda imediata em sua condição atual, sujeito apenas a termos usuais e costumeiros para venda desse ativo (ou grupo de ativos), e sua venda for considerada altamente provável. A Administração deve estar comprometida com a venda, a qual se espera que, no reconhecimento, possa ser considerada como uma venda concluída dentro de um ano a partir da data de classificação.

Quando a Companhia está comprometida com um plano de venda que envolve a perda de controle de uma controlada, quando atendidos os critérios descritos no parágrafo anterior, todos os ativos e passivos dessa controlada são classificados como mantidos para venda nas demonstrações financeiras consolidadas, mesmo se após a venda a Companhia ainda retenha participação na empresa.

Os ativos não circulantes (ou o grupo de ativos) classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda. Os ativos e passivos relacionados são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

3.16. Combinação de negócios

Nas demonstrações financeiras consolidadas, as aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo. Tal valor justo é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos à Companhia e dos passivos assumidos pela Companhia, na data de aquisição, com os antigos controladores da adquirida e das

Notas Explicativas

participações emitidas pela Companhia em troca do controle da adquirida. Os custos relacionados à aquisição são geralmente reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Na data de aquisição, os ativos adquiridos e os passivos assumidos identificáveis são reconhecidos pelo valor justo na data da aquisição, exceto por:

- ativos ou passivos fiscais diferidos e ativos e passivos relacionados a acordos de benefícios com empregados que são reconhecidos e mensurados de acordo com a IAS 12 - Impostos sobre a Renda e IAS 19 - Benefícios aos Empregados (equivalentes aos CPC 32 e CPC 33), respectivamente;
- passivos ou instrumentos de patrimônio, relacionados a acordos de pagamento baseado em ações da adquirida ou acordos de pagamento baseado em ações de Grupo, celebrados em substituição aos acordos de pagamento baseado em ações da adquirida que são mensurados de acordo com a IFRS 2 - Pagamento Baseado em Ações (equivalentes ao CPC 10(R1)) na data de aquisição; e
- ativos (ou grupos para alienação) classificados como mantidos para venda conforme a IFRS 5 - Ativos Não Correntes Mantidos para Venda e Operações Descontinuadas (equivalente ao CPC 31) que são mensurados conforme essa Norma.

O ágio é mensurado como o excesso da soma: (1) da contrapartida transferida; (2) do valor das participações não controladoras na adquirida e; (3) do valor justo da participação do adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver) sobre os valores líquidos, na data de aquisição, dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis. Se, após a avaliação, os valores líquidos dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis na data de aquisição forem superiores à soma: (1) da contrapartida transferida; (2) do valor das participações não controladoras na adquirida e; (3) do valor justo da participação do adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver), o excesso é reconhecido imediatamente no resultado como ganho.

As participações não controladoras, que correspondam a participações atuais e, conferem aos seus titulares o direito a uma parcela proporcional dos ativos líquidos da entidade, no caso de liquidação, poderão ser, inicialmente, mensuradas pelo valor justo. Poderão também ser mensuradas com base na parcela proporcional das participações não controladoras nos valores reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida. A seleção do método de mensuração é feita transação a transação. Outros tipos de participações não controladoras são mensurados pelo valor justo ou, quando aplicável, conforme descrito em outra IFRS e CPC.

Quando a contrapartida transferida pela Companhia, em uma combinação de negócios, inclui ativos ou passivos resultantes de um acordo de contrapartida contingente, a contrapartida contingente é mensurada pelo valor justo, na data de aquisição. Adicionalmente, é incluída na contrapartida transferida em uma combinação de negócios. As variações no valor justo da contrapartida contingente, classificadas como ajustes do período de mensuração, são ajustadas retroativamente, com os correspondentes ajustes no ágio. Os ajustes do período de mensuração correspondem a ajustes resultantes de informações adicionais obtidas durante o "período de mensuração" e relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição. O

Notas Explicativas

período de mensuração não poderá ser superior a um ano a partir da data de aquisição.

A contabilização subsequente das variações no valor justo da contrapartida contingente, não classificadas como ajustes do período de mensuração, depende da forma de classificação da contrapartida contingente. A contrapartida contingente classificada como patrimônio não é reavaliada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes e sua correspondente liquidação é contabilizada no patrimônio. A contrapartida contingente classificada como ativo ou passivo é reavaliada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes, de acordo com a IAS 39 (equivalente ao CPC 38), ou a IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), conforme aplicável, sendo o correspondente ganho ou perda reconhecido no resultado.

Quando uma combinação de negócios é realizada em etapas, a participação anteriormente detida pela Companhia na adquirida é reavaliada pelo valor justo na data de aquisição (ou seja, na data em que a Companhia adquire o controle) e o correspondente ganho ou perda, se houver, é reconhecido no resultado. Os valores das participações na adquirida, antes da data de aquisição, que foram anteriormente reconhecidos em "Outros resultados abrangentes" são reclassificados no resultado, na medida em que tal tratamento seja adequado caso essa participação seja alienada.

Se a contabilização inicial de uma combinação de negócios estiver incompleta no encerramento do período no qual essa combinação ocorreu, a Companhia registra os valores provisórios dos itens cuja contabilização estiver incompleta. Esses valores provisórios são ajustados durante o período de mensuração (vide acima), ou ativos e passivos adicionais são reconhecidos para refletir as novas informações obtidas relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição que, se conhecidos, teriam afetado os valores reconhecidos naquela data.

As combinações de negócios ocorridas até 31 de dezembro de 2008 foram contabilizadas de acordo com a instrução CVM 247/1996. Os ágios e deságios apurados nas aquisições de participações de acionistas não controladores após 1º de janeiro de 2009, data da adoção inicial do IFRS, são alocados integralmente ao contrato de concessão e reconhecidos no ativo intangível.

3.17. Tributação

A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos tributos correntes e diferidos. Adicionalmente, a opção de apuração dos impostos sobre o resultado da Companhia é pelo método do lucro real.

3.17.1. Tributos correntes

A provisão para imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL) está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado porque exclui receitas tributáveis ou despesas dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada

Notas Explicativas

individualmente por cada empresa da Companhia com base nas alíquotas vigentes ao final do exercício.

3.17.2. Impostos diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos, no final de cada período de relatório, sobre as diferenças temporárias entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e nas bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os tributos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os tributos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a empresa apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas, sendo observado também o histórico de lucratividade.

A recuperação do saldo dos tributos diferidos ativos é revisada no final de cada período de relatório e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Tributos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada período de relatório, ou quando uma nova legislação tiver sido substancialmente aprovada. A mensuração dos impostos diferidos ativos e passivos reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a Companhia espera, no final de cada período de relatório, recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos.

Os tributos correntes e diferidos são reconhecidos no resultado, exceto quando correspondem a itens registrados em Outros Resultados Abrangentes, ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os tributos correntes e diferidos também são reconhecidos em Outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente. Quando os tributos correntes e diferidos são originados da contabilização inicial de uma combinação de negócios, o efeito fiscal é considerado na contabilização da combinação de negócios.

3.18. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando uma entidade da Companhia for parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo.

Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

Notas Explicativas**3.18.1. Ativos financeiros**

Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial.

1) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

- (a) For adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou
- (b) No reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados, que o Sistema Eletrobras administra em conjunto e, possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou
- (c) For um derivativo que não tenha sido designado como um instrumento de "hedge" efetivo.

Um ativo financeiro, além dos mantidos para negociação, pode ser designado ao valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial se:

- (a) Tal designação eliminar ou reduzir, significativamente, uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou
- (b) O ativo financeiro for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos, e
- (c) Seu desempenho for avaliado com base no valor justo, de acordo com a estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento da Companhia, e quando as informações sobre o agrupamento forem fornecidas internamente com a mesma base; ou
- (d) Fizer parte de um contrato contendo um ou mais derivativos embutidos e a IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (equivalente ao CPC 38) permitir que o contrato combinado (ativo ou passivo) seja totalmente designado ao valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação com o propósito de venda no curto prazo ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo e quaisquer ganhos ou perdas resultantes são reconhecidos no resultado. Ganhos e perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os dividendos ou juros auferidos pelo ativo financeiro, sendo incluídos na rubrica outras receitas e despesas financeiras, na demonstração do resultado.

Notas Explicativas

Investimentos mantidos até o vencimento

Os investimentos mantidos até o vencimento correspondem a ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e data de vencimento fixa que a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Após o reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, menos eventual perda por redução ao valor recuperável.

(a) Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não são cotados em um mercado ativo. Os empréstimos e recebíveis (inclusive contas a receber de clientes e outras, caixa e equivalentes de caixa, valores a receber de Parcela A e outros) são inicialmente registrados pelo seu valor de aquisição, que é o valor justo do preço pago, incluindo as despesas de transação. Após o reconhecimento inicial são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável.

A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva.

(a) Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda correspondem a ativos financeiros não derivativos designados como disponíveis para venda e não classificados como:

- 1) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado,
- 2) Investimentos mantidos até o vencimento, ou
- 3) Empréstimos e recebíveis.

As variações no valor contábil dos ativos financeiros monetários disponíveis para venda relacionadas a variações nas taxas de câmbio, as receitas de juros calculadas utilizando o método de juros efetivos e os dividendos sobre investimentos em ações disponíveis para venda são reconhecidos no resultado. As variações no valor justo dos ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidas em Outros resultados abrangentes. Quando o investimento é alienado ou apresenta redução do valor recuperável, o ganho ou a perda acumulado anteriormente reconhecido na conta de Outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado.

3.18.2. Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

Notas Explicativas

No caso de investimentos de capital classificados como disponíveis para venda, uma queda relevante ou prolongada no valor justo do título, abaixo de seu custo, também é uma evidência de que os ativos estão deteriorados. Se, qualquer evidência desse tipo, existir para ativos financeiros disponíveis para venda, o prejuízo cumulativo será retirado do patrimônio e reconhecido na demonstração consolidada do resultado. Tal prejuízo cumulativo é medido como a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo atual, menos qualquer prejuízo por perda por valor recuperável, sobre o ativo financeiro reconhecido anteriormente no resultado. As perdas por valor recuperável reconhecidas na demonstração do resultado em instrumentos patrimoniais não são revertidas por meio da demonstração consolidada do resultado. Se, em um período subsequente, o valor justo de um instrumento da dívida classificado como disponível para venda aumentar, e o aumento puder ser objetivamente relacionado a um evento que ocorreu após a perda por valor recuperável ter sido reconhecido no resultado, a perda por valor recuperável é revertida por meio de demonstração do resultado.

Para certas categorias de ativos financeiros, tais como contas a receber, os ativos são avaliados coletivamente, mesmo se não apresentarem evidências de que estão registrados por valor superior ao recuperável, quando avaliados de forma individual. Evidências objetivas de redução ao valor recuperável para uma carteira de créditos podem incluir: a experiência passada da Companhia na cobrança de pagamentos e o aumento no número de pagamentos em atraso, após o período médio de recebimento, além de mudanças observáveis nas condições econômicas nacionais ou locais relacionadas à inadimplência dos recebíveis.

Para os ativos financeiros registrados ao valor de custo amortizado, o montante da redução ao valor recuperável registrado corresponde: à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontado pela taxa de juros efetiva original do ativo financeiro.

Para ativos financeiros registrados ao custo, o montante da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontado pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar. Essa perda por redução ao valor recuperável não será revertida em períodos subsequentes.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão. Recuperações subsequentes de valores anteriormente provisionados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

Para ativos financeiros registrados ao custo amortizado, se em um período subsequente o valor da perda da redução ao valor recuperável diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente a um evento ocorrido após a redução ao valor recuperável ter sido reconhecida, a perda anteriormente reconhecida é revertida por meio do resultado, desde que o valor contábil do investimento na data dessa reversão não exceda o eventual custo amortizado se a redução ao valor recuperável não tivesse sido reconhecida.

Notas Explicativas**3.18.3. Baixa de ativos financeiros**

A Companhia baixa um ativo financeiro apenas quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa provenientes desse ativo expiram ou são transferidos juntamente com os riscos e benefícios da propriedade. Se a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do ativo financeiro, mas continuar a controlar o ativo transferido, a Companhia reconhece a participação retida e o respectivo passivo nos valores que terá de pagar. Se reter substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo da propriedade do ativo financeiro transferido, a Companhia continua reconhecendo esse ativo, além de um empréstimo garantido pela receita recebida.

Na baixa de um ativo financeiro, a diferença entre o valor contábil do ativo e a soma da contrapartida recebida e a receber e o ganho ou a perda acumulado que foi reconhecido em Outros resultados abrangentes e acumulado no patrimônio é reconhecida no resultado.

3.18.4. Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

Instrumentos de dívida e de patrimônio emitidos por uma entidade do Sistema Eletrobras são classificados como passivos financeiros ou patrimônio, de acordo com a natureza do acordo contratual e as definições de passivo financeiro e instrumento de patrimônio. Um instrumento de patrimônio é um contrato que evidencia uma participação residual nos ativos de uma empresa após a dedução de todas as suas obrigações. Os instrumentos de patrimônio emitidos pelo Sistema Eletrobras são reconhecidos quando os recursos são recebidos, líquidos dos custos diretos de emissão.

Os passivos financeiros são classificados como passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado ou outros passivos financeiros.

Os outros passivos financeiros, que incluem os empréstimos e financiamentos, fornecedores e outras contas a pagar, são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e pontos pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

3.18.5. Baixa de passivos financeiros

A Companhia baixa passivos financeiros somente quando as obrigações da Companhia são extintas e canceladas ou quando vencem. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

Notas Explicativas**3.18.6. Contratos de garantia financeira**

Contrato de garantia financeira consiste em contrato que requer que o emitente efetue pagamentos especificados a fim de reembolsar o detentor por perda que incorrer devido ao fato de o devedor especificado não efetuar o pagamento na data prevista, de acordo com as condições iniciais ou alteradas de instrumento de dívida.

Garantias financeiras são inicialmente reconhecidas nas demonstrações financeiras pelo valor justo na data de emissão da garantia. Subsequentemente as obrigações em relação a garantias são mensuradas pelo maior valor inicial menos a amortização das taxas reconhecidas, e melhor estimativa do valor requerido para liquidar a garantia. Essas estimativas são definidas com base na experiência de transações similares e no histórico de perdas passadas e no o julgamento da administração da Companhia. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia. Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias são apresentadas quando ocorridas nas despesas operacionais (Vide Nota 23).

3.18.7. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua exposição a riscos de taxa de juros e câmbio, incluindo contratos de câmbio a termo, swaps de taxa de juros e de moedas. A Nota 44 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data de contratação, e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente, a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*; nesse caso, o momento do reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge* (Vide item 3.18.9).

3.18.8. Derivativos embutidos

Os derivativos embutidos, em contratos principais não derivativos, são tratados como um derivativo, separadamente, quando seus riscos e suas características não forem estreitamente relacionados aos dos contratos principais e estes não forem mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

3.18.9. Contabilização de *hedge*

A Companhia possui política de contabilização de *hedge* e os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

No início da relação de *hedge*, a Companhia documenta a relação entre o instrumento de *hedge* e o item objeto de *hedge*, com seus objetivos na gestão de riscos e sua estratégia para assumir variadas operações de *hedge*. Adicionalmente, no início do

Notas Explicativas

hedge e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de *hedge* usado em uma relação de *hedge* é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de *hedge* atribuível ao risco sujeito a *hedge*.

Para os fins de contabilidade de *hedge*, a Companhia utiliza as seguintes classificações:

(a) *Hedges* de valor justo

Mudanças no valor justo dos derivativos designados e qualificados como *hedge* de valor justo são registradas no resultado com quaisquer mudanças no valor justo dos itens objetos de *hedge* atribuíveis ao risco protegido. As mudanças no valor justo dos instrumentos de *hedge* e no item objeto de *hedge*, atribuível ao risco de *hedge*, são reconhecidas na demonstração do resultado.

A contabilização do *hedge* é descontinuada prospectivamente quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou quando não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. O ajuste ao valor justo do item objeto de *hedge*, oriundo do risco de *hedge*, é registrado no resultado a partir dessa data.

(b) *Hedges* de fluxo de caixa

A parte efetiva das mudanças no valor justo dos derivativos, que for designada e qualificada como *hedge* de fluxo de caixa, é reconhecida em outros resultados abrangentes. Os ganhos ou as perdas relacionados à parte não efetiva são reconhecidos imediatamente no resultado.

Os valores anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado no exercício em que o item objeto de *hedge* é reconhecido no resultado.

A contabilização de *hedge* é descontinuada quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. Quaisquer ganhos ou perdas reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio, naquela data, permanecem no patrimônio e são reconhecidos quando a transação prevista for finalmente reconhecida no resultado. Quando não se espera mais que a transação prevista ocorra, os ganhos ou as perdas acumulados e diferidos no patrimônio são reconhecidos imediatamente no resultado.

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos para sua gestão de riscos financeiros, conforme descrito na Nota 44. Com data inicial em 1º de outubro de 2013, a Companhia adotou procedimentos de contabilidade de *hedge* conforme as disposições do CPC 38 (IAS 39) objetivando a redução da volatilidade nas demonstrações financeiras gerada pela marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos e maior transparência das atividades da Gestão de Risco da Companhia.

Na data inicial, a Companhia designou os seus *hedges* de taxas de juros como *Hedge* de Fluxo de Caixa, portanto, a variação efetiva do valor justo dos instrumentos de *hedge* será represada na conta de Outros resultados abrangentes. Conforme a dívida

Notas Explicativas

protegida é reconhecida no resultado financeiro, a variação de valor justo represada em Outros resultados abrangentes do *hedge* é reconhecida no resultado financeiro com base na taxa de juros efetiva. A cada trimestre são realizados testes de efetividade para avaliar se os instrumentos derivativos protegeram e se devem continuar protegendo efetivamente a dívida atrelada. Se durante o teste de efetividade houver parcela ineficaz, este valor será reconhecido imediatamente no resultado financeiro.

Cada relação de *hedge* é documentada de forma que seja identificada a dívida protegida, o derivativo designado, o objetivo, a estratégia da gestão de risco, os termos contratuais designados para Contabilidade de *Hedge* e a metodologia de aferição da eficácia prospectiva e retrospectiva.

3.19. Benefícios pós-emprego**3.19.1. Obrigações de aposentadoria**

A Companhia e suas controladas patrocinam vários planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos à estes fundos de pensão, determinados por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida e variável. Nos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. Adicionalmente, não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições, se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que, em tais planos de benefício definido, é estabelecido um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. Nesse tipo de plano, a Companhia tem a obrigação de honrar com o compromisso assumido, caso o fundo não possua ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano.

O passivo reconhecido no Balanço Patrimonial, com relação aos planos de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método do crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa. As taxas de juros utilizadas nesse desconto são condizentes com os títulos de mercado, os quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência, nas mudanças das premissas atuariais e nos rendimentos dos ativos do plano, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado no período de ocorrência de uma alteração do plano.

Notas Explicativas

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia efetua o pagamento das contribuições de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.

3.19.2. Outras obrigações pós-emprego

Algumas empresas da Companhia oferecem benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço, ou a invalidez do mesmo enquanto funcionário ativo.

Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispondo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes, no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

3.19.3 Benefícios de Rescisão

Os benefícios de rescisão são exigíveis quando o vínculo empregatício é encerrado pelo Sistema Eletrobras antes da data normal de aposentadoria, ou sempre que um empregado aceitar a demissão voluntária em troca desses benefícios. O Sistema Eletrobras reconhece os benefícios de rescisão na primeira das seguintes datas: (i) quando o Sistema Eletrobras não mais puder retirar a oferta desses benefícios; e (ii) quando a entidade reconhecer custos de reestruturação que estejam no escopo do CPC 25/IAS 37 e envolvam o pagamento de benefícios de rescisão. No caso de uma oferta efetuada para incentivar a demissão voluntária, os benefícios de rescisão são mensurados com base no número de empregados que, segundo se espera, aceitarão a oferta. Os benefícios que vencerem após 12 meses da data do balanço são descontados a valor presente.

3.20. Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

Notas Explicativas

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos, requeridos para a liquidação de uma provisão, podem ser recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

3.20.1. Provisão para desmobilização de ativos

Conforme previsto no pronunciamento IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), é constituída provisão ao longo do tempo de vida útil econômica de usinas termonucleares. O objetivo de tal provisão é alocar ao respectivo período de operação os custos a serem incorridos com sua desativação técnico-operacional, ao término da sua vida útil, estimada em quarenta anos.

Os valores são apropriados ao resultado do exercício a valor presente, com base em quotas anuais fixadas em dólares norte americanos, a razão de 1/40 dos gastos estimados, registrados imediatamente e convertidos pela taxa de câmbio do final de cada período de competência (vide Nota 32).

3.20.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões para contingências judiciais são constituídas sempre que a perda for avaliada como provável e o montante possa ser confiavelmente estimado. Nesse caso, tal contingência ocasionaria uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e os montantes envolvidos seriam mensuráveis com suficiente segurança, levando em conta a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e o posicionamento de tribunais (jurisprudência).

3.20.3. Contratos onerosos

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato.

3.21. Adiantamento para futuro aumento de capital

Adiantamentos de recursos recebidos do acionista controlador e destinados a aporte de capital são concedidos em caráter irrevogável. São classificados como passivo não circulante e reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pelo indexador estabelecido contratualmente.

3.22. Capital social

As ações ordinárias e as ações preferenciais são classificadas no patrimônio líquido.

Os custos incrementais, diretamente atribuíveis à emissão de novas ações, são demonstrados no patrimônio líquido como uma dedução do valor captado, líquida de impostos.

Notas Explicativas

Quando a Companhia compra suas próprias ações (ações em tesouraria), o valor pago, incluindo quaisquer custos adicionais diretamente atribuíveis (líquidos do imposto de renda), é deduzido do capital atribuível aos acionistas da Companhia até que as ações sejam canceladas ou reemitidas. Quando essas ações são subsequentemente reemitidas, qualquer valor recebido, líquido de quaisquer custos adicionais da transação, diretamente atribuíveis e dos respectivos efeitos do imposto de renda e da contribuição social, é incluído no capital atribuível aos acionistas da Companhia.

3.23. Juros sobre o capital próprio e dividendos

Os juros sobre o capital próprio são imputados aos dividendos do exercício, sendo calculados tendo como limite uma porcentagem sobre o patrimônio líquido, usando a Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP estabelecida pelo Governo Brasileiro, conforme exigência legal, limitado a 50% do lucro líquido do exercício ou 50% das reservas de lucro, antes de incluir o lucro do próprio exercício, o que for maior.

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, são apresentados no Patrimônio Líquido, em conta específica denominada dividendos adicionais propostos.

3.24. Outros resultados abrangentes

Outros resultados abrangentes compreendem itens de receita e despesa que não são reconhecidos na demonstração do resultado. Os componentes dos outros resultados abrangentes incluem:

- a) Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido;
- b) Ganhos e perdas derivados de conversão de demonstrações contábeis de operações no exterior;
- c) Ajuste de avaliação patrimonial relativo aos ganhos e perdas na remensuração de ativos financeiros disponíveis para venda; e
- d) Ajuste de avaliação patrimonial relativo à efetiva parcela de ganhos ou perdas de instrumentos de *hedge* em *hedge* de fluxo de caixa.

3.25. Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções e outras deduções similares.

3.25.1. Venda de energia e serviços**a) Geração e Distribuição**

As receitas de distribuição são classificadas como: i) Suprimento (venda) de Energia Elétrica a distribuidoras; ii) Fornecimento de Energia Elétrica para o consumidor, e; iii) Energia Elétrica no mercado de Curto Prazo. A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos

Notas Explicativas

incidentes sobre a mesma. A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia; o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; e a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida. Inclui também a receita de construção vinculada ao segmento de distribuição de energia elétrica e de parte da geração abrangida no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

Para as concessões de geração renovadas à luz da Lei 12.783/2013, houve a alteração do regime de preço para tarifa, com revisão tarifária periódica nos mesmos moldes já aplicados à atividade de transmissão até então. A tarifa é calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos da taxa de 10%, sendo contabilizada a receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

b) Transmissão

1) Receita financeira decorrente da remuneração do ativo financeiro, até o final do período da concessão, auferida de modo pró-rata e que leva em consideração a taxa média de retorno dos investimentos.

2) Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

3) A receita de desenvolvimento da infraestrutura é reconhecida no resultado na medida do estágio de conclusão da obra, de acordo com o que dita o pronunciamento técnico CPC 17 (R1) (equivalente à IAS 11) e mensurada com base nos seus valores justos. Os custos de desenvolvimento da infraestrutura são reconhecidos à medida que são incorridos. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que:

(i) A atividade fim da Companhia é a transmissão de energia elétrica;

(ii) Toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a transmissão de energia elétrica.

(iii) A Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

3.25.2. Receita de dividendos e juros

A receita de dividendos proveniente de investimentos é reconhecida quando o direito do acionista de receber tais dividendos é estabelecido e desde que seja provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita proveniente de ativo financeiro de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da

Notas Explicativas

receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear, com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

3.26. Arrendamento Mercantil

Conforme orientações do Pronunciamento CPC 06 (R1) – Operações de Arrendamento Mercantil e da Interpretação Técnica ICPC 03- Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil, devem ser registrados no Ativo Imobilizado os direitos que a Companhia detenha sobre bens corpóreos destinados à manutenção de suas atividades, decorrentes de arrendamento mercantil financeiro que transfiram ao arrendatário os benefícios, riscos e controle sobre os bens. No início do arrendamento financeiro, estes bens são capitalizados pelo menor valor entre o valor justo do bem arrendado e o valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento.

Os arrendamentos financeiros são registrados como se fossem uma compra financiada, reconhecendo, no momento da aquisição, um ativo imobilizado e um passivo de financiamento (arrendamento). Cada parcela paga do arrendamento é alocada, parte no passivo e parte aos encargos financeiros, para que, dessa forma, seja obtida uma taxa constante sobre o saldo da dívida em aberto. As obrigações correspondentes, líquidas dos encargos financeiros, são incluídas em outros passivos a longo prazo.

Os juros e outras despesas financeiras são reconhecidos na demonstração do resultado durante o período do arrendamento, para produzir uma taxa periódica constante de juros sobre o saldo remanescente do passivo para cada período. O imobilizado adquirido por meio de arrendamento mercantil financeiro (a) está classificado no Ativo Não Circulante sendo amortizado durante a sua vida útil (Nota 23.3).

3.27. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais não são reconhecidas até que exista segurança razoável de que a Companhia irá atender às condições relacionadas e que as subvenções serão recebidas. As subvenções governamentais são reconhecidas, sistematicamente, no resultado durante os exercícios nos quais a Companhia reconhece como despesas os correspondentes custos que as subvenções pretendem compensar. As subvenções governamentais recebíveis como compensação por despesas já incorridas, com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato à Companhia, sem custos futuros correspondentes, são reconhecidas no resultado do período em que forem recebidas e apropriadas à reserva de lucros e não são destinadas a distribuição de dividendos.

3.28. Paradas programadas

Os custos incorridos antes e durante as paradas programadas de usinas e linhas de transmissão são apropriados ao resultado no período em que forem incorridos.

Notas Explicativas**3.29. Apuração do resultado do exercício**

O resultado é apurado pelo regime contábil de competência dos exercícios.

3.30. Lucro básico e lucro diluído

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuído aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações em circulação (total de ações menos as ações em tesouraria). O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações em circulação, para presumir a conversão de todas as ações potenciais diluídas, de acordo com o CPC 41 (IAS 33).

3.31. Apresentação de relatórios por segmentos de negócio

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos relatórios operacionais são fornecidos para o principal tomador de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração, responsável pela tomada das decisões estratégicas da Companhia, que adota os seguintes segmentos:

- (I) Geração;
- (II) Transmissão;
- (III) Distribuição; e
- (IV) Administração.

Os resultados decorrentes das atividades de comercialização são apresentados juntamente com o segmento de geração.

3.32. Demonstração do valor adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição, durante determinado período. É apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte, apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada:

- Pelas receitas - receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas, inclusive de construção, e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- Pelos insumos adquiridos de terceiros - custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização; e,

Notas Explicativas

- Pelo valor adicionado recebido de terceiros - resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas.

A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

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, na data base das demonstrações financeiras, para os quais não são facilmente obtidos através de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. As estimativas e premissas subjacentes são revisadas continuamente. Os efeitos decorrentes das revisões feitas às estimativas contábeis são reconhecidos no período em que as estimativas são revistas, se a revisão afetar apenas este período, ou também em períodos posteriores se a revisão afetar tanto o período presente como períodos futuros.

Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Companhia e de suas controladas, a materialização sobre o valor contábil de receitas, despesas, ativos e passivos é inerentemente incerta, por decorrer do uso de julgamento. Como consequência, a Companhia pode sofrer efeitos em decorrência de imprecisão nestas estimativas e julgamentos que sejam substanciais em períodos futuros, que podem ter efeito material adverso na sua condição financeira, no resultado de suas atividades e/ou nos seus fluxos de caixa.

A seguir, são apresentadas as principais premissas das estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Companhia e de suas controladas, a respeito do futuro e outras principais origens da incerteza utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos períodos:

I. Ativo e passivo fiscal diferidos

As estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente e no histórico de lucratividade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido (Vide Nota 11).

II. Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração

A Administração da Companhia considerou premissas e dados técnicos para elaboração do teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração, a fim de verificar se seu ativo imobilizado não está registrado contabilmente por

Notas Explicativas

valor superior ao passível de ser recuperável no futuro, deverá ser reconhecido *impairment*, a desvalorização por meio da constituição de provisão para perdas. Nesta prática são aplicadas premissas, baseadas na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, e práticas de avaliação comumente utilizadas no mercado. Tais premissas podem, eventualmente, não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada. Atualmente, a vida útil adotada pela Companhia está de acordo com as práticas determinadas pela ANEEL, aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor. Adicionalmente, a vida útil é limitada ao prazo de concessão somente para as operações no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela Administração da Companhia e de suas controladas na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inerentemente incertos. Dentre estes eventos destacam-se: a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica; taxa de crescimento da atividade econômica no país; e disponibilidade de recursos hídricos; além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de que a indenização está contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor novo de reposição (VNR), para geração e transmissão. Esses são os valores esperados de indenização ao final do prazo das concessões de geração e transmissão de energia elétrica (vide prática contábil na Nota 3.11 e movimentação das provisões efetuadas no exercício na Nota 20). A variável mais relevante foi a taxa de desconto utilizada nos fluxos de caixa, com a definição de um percentual específico para o segmento de geração, 7,00%. A taxa utilizada para a Angra 3 levou em conta características peculiares do segmento nuclear, bem como premissas de financiamento, estrutura de capital específica do projeto e beta alavancado calculado com premissas da ANEEL. O percentual utilizado foi de 5,47%.

III. Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões

A Lei 12.783/2013, promulgada em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adotou, para as concessões ainda não prorrogadas, a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão. Seguindo essa premissa, para as concessões já prorrogadas, foram mantidos valores a receber do poder concedente, relacionados à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, aos investimentos realizados após o projeto básico das usinas e linhas de transmissão (modernização e melhorias) e aos ativos de geração térmica. Tais valores são objeto de homologação pela ANEEL conforme divulgado na Nota 2.1. A Companhia adotou o valor novo de reposição (VNR), como forma de mensuração do valor a ser indenizado pelo Poder Concedente, da parcela dos ativos de geração e transmissão não totalmente depreciada até o final da concessão. Para os ativos de distribuição foi definida a Base de Remuneração Regulatória – BRR para tal mensuração.

Notas Explicativas**IV. Vida útil dos bens do imobilizado**

A Administração da Companhia utiliza os critérios definidos na resolução ANEEL 367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado, limitado ao prazo de concessão para as operações que estão no escopo do ICPC 01/IFRIC 12, por entender que elas representam adequadamente a referida vida útil (Vide Nota 17).

V. Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termoeletricas. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos (Vide Nota 32). A estimativa dos custos é baseada nos requerimentos legais e ambientais para a desativação e remoção de toda a usina assim como os preços de produtos e serviços a serem utilizados no final da vida útil.

VI. Obrigações atuariais

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante (tábua AT-2000), idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente (Vide Nota 30).

VII. Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis, quando aplicável, são constituídas para os riscos com expectativa de perda provável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis. (Vide Nota 31).

VIII. Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD

A Companhia registra provisão sobre contas a receber e empréstimos concedidos que a Administração entende haver incerteza quanto ao recebimento. A PCLD dos clientes é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera, também, uma análise

Notas Explicativas

individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas nas existências de garantias reais.

A PCLD de empréstimos concedidos é constituída com base nos valores a receber vencidos. A reversão desta PCLD é realizada uma vez que a dívida é quitada ou repactuada.

IX. Avaliação de instrumentos financeiros

Conforme descrito na Nota 44, a Administração da Companhia utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros. A Nota 44 apresenta as informações sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas. A Administração da Companhia e suas controladas acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

X. Contratos onerosos

A Companhia e as controladas utilizam-se de premissas relacionadas aos custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. No caso de compromissos de longo prazo como compra e venda de energia, uma das estimativas críticas na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio histórico aprovado pela Administração da Companhia como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis, assim como a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD e/ou dos elementos considerados dentro da taxa de desconto ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores aos das premissas utilizadas pela Companhia. Adicionalmente, a Companhia pode ter contratos onerosos em concessões onde o atual custo esperado para a operação e manutenção não é coberto integralmente pelas receitas (Vide Nota 34).

XI. Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos**Lava Jato**

Em 2014 foi deflagrada a chamada “Operação Lava Jato”, que investiga, segundo informações públicas, a existência de um suposto esquema de corrupção envolvendo empresas responsáveis, principalmente, por obras no setor de infraestrutura no Brasil.

Em razão das notícias divulgadas na imprensa em 2015 em conexão com tal Operação, envolvendo empresas que também prestam serviços para a controlada Eletrobras Termonuclear S.A. – Eletronuclear (“Eletronuclear”) (UTN Angra 3) e para determinadas sociedades de propósito específico nas quais a Eletrobras ou suas controladas detêm participação, foram abertas 3 (três) comissões de correição na Eletrobras, a fim de verificar os processos de

Notas Explicativas

contratação de empreiteiras pelas referidas empresas. Considerando as limitações dos métodos de trabalho dessas Comissões, o Conselho de Administração da Eletrobras decidiu pela contratação de um escritório com a expertise necessária para conduzir uma investigação independente com o intuito de avaliar a eventual existência de irregularidades que violem o Foreign Corruption Practice Act (FCPA), a Lei anti-corrupção brasileira e/ou o código de ética da Eletrobras em determinados empreendimentos, tendo o escritório de advocacia Hogan Lovells sido contratado em 10 de junho de 2015 com essa finalidade.

Tal investigação independente é supervisionada por uma Comissão Independente para Gestão da Investigação, cuja criação foi aprovada pelo Conselho de Administração da Eletrobras em 31 de julho de 2015, com a finalidade de garantir a independência dos trabalhos desenvolvidos pelo escritório Hogan Lovells. Esta Comissão é composta pela Dra. Ellen Gracie Northfleet, ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal, pelo Dr. Durval José Soledade Santos, ex-diretor da Comissão de Valores Mobiliários, e pelo Dr. Manoel Jeremias Leite Caldas, representante dos acionistas minoritários.

Ainda sobre a Operação Lava-Jato, importa mencionar que em 29 de abril de 2015, em razão de notícias que tratavam de um suposto esquema de corrupção, o então Diretor-Presidente da Eletronuclear, Sr. Othon Luiz Pinheiro da Silva, solicitou seu licenciamento e em 04 de agosto de 2015 renunciou ao cargo. O Sr. Othon Luiz Pinheiro da Silva atualmente é réu de ação penal na qual a Eletrobras solicitou ingresso na qualidade de assistente de acusação.

Quanto à construção da Usina de Angra 3, importa mencionar que a Eletronuclear suspendeu os contratos de montagem eletromecânica e de obra civil, tendo o consórcio ANGRAMON proposto uma ação requerendo a rescisão de seu contrato. Tal ação não teve antecipação de tutela deferida e nem tampouco sentença proferida.

Outrossim, em decorrência de notícias citando o suposto envolvimento do Diretor da Eletrobras Eletronorte, o Sr. Adhemar Palocci, e do Diretor da Eletrobras, Sr. Valter Luiz Cardeal, na prática de supostos atos ilícitos em conexão com a Operação Lava-Jato, em 31 de julho de 2015 ambos solicitaram licença de seus cargos como diretores da Eletronorte e Eletrobras, respectivamente, e no dia 05 de agosto de 2015 o Sr. Valter Luiz Cardeal solicitou licença também dos Conselhos de Administração das empresas CGTEE, Amazonas GT e Eletrosul. Os Srs. Adhemar Palocci e Valter Luiz Cardeal permanecem licenciados.

Na medida em que os trabalhos de investigação conduzidos pelo escritório Hogan Lovells evoluírem e, caso conduzam a achados e produzam informações e dados suficientes para que a Companhia avalie, de acordo com a legislação do Brasil e dos Estados Unidos da América, a eventual ocorrência de impactos sobre as Demonstrações Financeiras, será dado aos mesmos o tratamento legal e regulamentar pertinente.

Notas Explicativas



Atualmente, como as ações relacionadas à investigação ainda estão em andamento, não foi possível identificar e refletir nestas Demonstrações Financeiras eventuais impactos, se houver, relacionados a este tema.

Arquivamento Formulário 20-F

Em virtude dos procedimentos de investigação em curso, conforme descrito acima, a Eletrobras não pôde arquivar tempestivamente o Formulário 20-F relativo ao exercício de 2014, tendo sido concedido, pela Bolsa de Nova York, o prazo de até 18 de maio de 2016 para a Companhia proceder o referido arquivamento. O arquivamento do 20-F é um dos requisitos de governança para a manutenção da listagem da Eletrobras na referida Bolsa de Valores.

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	343.613	10.236	656.505	251.031
Aplicações Financeiras	348.106	77.958	737.468	1.156.047
	<u>691.719</u>	<u>88.194</u>	<u>1.393.973</u>	<u>1.407.078</u>
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	346.874	355.095	346.874	355.095
Comercialização - Itaipu	47.082	729.560	47.082	729.560
Comercialização - PROINFA	232.785	585.201	232.785	585.201
Recursos da RGR	20.692	73.669	20.692	73.669
	<u>647.433</u>	<u>1.743.525</u>	<u>647.433</u>	<u>1.743.525</u>
	<u>1.339.152</u>	<u>1.831.719</u>	<u>2.041.406</u>	<u>3.150.603</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.

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	31/12/2015	31/12/2014
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	2.740.281	332.211
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	214.210	13.315
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	275.094	-
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	188.273	34.841
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	-	41.104
Op. Compromissadas	CEF	-	-	36.668	347
TOTAL CIRCULANTE				3.454.526	421.817
NÃO CIRCULANTE					
Titulos	31/12/2015	31/12/2014			
FINOR/FINAM	916	1.240			
PARTES BENEFICIÁRIAS	190.847	203.425			
TOTAL NÃO CIRCULANTE	191.763	204.665			

Notas Explicativas



CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2015	31/12/2014
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	SELIC	195.368	310.652
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	4.691.729	1.879.832
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	214.210	13.315
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	467.735	182.029
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	191.693	51.008
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	-	1.160.926
Op. Compromissadas	CEF	-	-	1.082.039	132.583
TOTAL CIRCULANTE				6.842.774	3.730.345

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2015	31/12/2014
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	405	352
FINOR/FINAM	-	-	-	916	1.240
PARTES BENEFICIÁRIAS	-	-	-	190.847	203.425
OUTROS	-	-	-	2.822	19.717
TOTAL NÃO CIRCULANTE				194.990	224.734

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		
	31/12/2015	31/12/2014
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	(461.728)	(449.150)
Valor presente	190.847	203.425

Notas Explicativas

**NOTA 7 – CLIENTES**

CONSOLIDADO						
	31/12/2015					31/12/2014
CIRCULANTE	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados (b)	Total	Total
AES ELETROPAULO	18.072	-	-	-	18.072	54.004
AES SUL	24.294	-	-	-	24.294	35.904
AMPLA	26.661	-	-	-	26.661	28.902
CEA	9.271	9.782	-	225.514	244.567	202.735
CEB	5.366	454	-	-	5.820	10.370
CEEE	29.908	-	-	-	29.908	42.767
CELESC	44.085	-	-	-	44.085	41.932
CELPA	39.191	-	8.210	18.891	66.292	69.552
CELPE	22.508	-	60	-	22.568	26.046
CEMAR	23.803	-	-	-	23.803	24.630
CEMIG	37.797	-	-	-	37.797	50.591
CESP	6.428	-	-	-	6.428	2.882
COELBA	36.008	-	59	-	36.067	32.813
COELCE	30.935	-	-	-	30.935	31.450
COPEL	67.248	-	-	-	67.248	107.239
CPFL	14.082	-	165	-	14.247	42.427
EBE	7.968	-	-	-	7.968	9.035
ELEKTRO	42.180	-	-	-	42.180	56.250
ENERGISA	24.451	4.495	58.552	-	87.498	17.832
ENERSUL	14.767	-	1.601	-	16.368	18.493
ESCELSA	17.457	-	60	-	17.517	22.231
LIGHT	55.856	-	122	-	55.978	56.731
PIRATININGA	3.215	-	54	-	3.269	6.244
RGE	27.095	-	1	-	27.096	15.925
Rolagem da Dívida	-	-	-	22.840	22.840	22.076
Comercialização CCEE	126.415	292.605	20.458	-	439.478	60.366
Uso da Rede Elétrica	211.521	3.648	36.172	-	251.341	412.377
PROINFA (a)	379.214	-	-	-	379.214	399.132
Consumidor Residencial	266.504	313.916	120.646	113.311	814.377	843.953
Consumidor Industrial	317.729	43.641	183.214	94.062	638.646	608.273
Consumidor Rural	27.495	22.520	16.587	38.022	104.625	185.909
Comércio, serviços e outras atividades	196.370	82.103	60.768	75.289	414.529	371.712
Poder público	118.925	78.999	236.844	60.918	495.686	794.810
Outros	712.777	31.030	124.478	41.258	909.544	879.372
(-) PCLD (c)	(24.417)	(137.127)	(1.013.837)	(114.064)	(1.289.445)	(1.157.749)
	2.961.180	746.067	(145.787)	576.041	4.137.501	4.427.216
NÃO CIRCULANTE						
CEB	-	-	14.111	-	14.111	-
CELPA	-	-	-	19.317	19.317	35.911
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica	-	-	6.276	-	6.276	6.276
PROINFA (a)	-	-	125.383	-	125.383	174.324
Rolagem da Dívida	-	-	-	489.556	489.556	930.380
Poder público	-	-	-	290.965	290.965	426.847
Consumidor Residencial	-	-	-	50.220	50.220	44.331
Consumidor Industrial	-	-	-	49.584	49.584	41.400
Consumidor Rural	-	-	-	65.673	65.673	60.196
Comércio, serviços e outras atividades	-	-	-	175.812	175.812	192.403
Outros	-	-	30.030	653.173	683.203	39.890
(-) PCLD (c)	-	-	(326.699)	(103.504)	(430.203)	(502.014)
	-	-	142.661	1.690.796	1.833.457	1.743.504
	2.961.180	746.067	(3.126)	2.266.837	5.970.958	6.170.720

(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 negativo no exercício de 2015 de R\$ 355.526 (31 de dezembro de 2014 – positivo em R\$ 72.113), 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\$ 504.597 do PROINFA referente à Controladora (31 de dezembro de 2014 – R\$ 573.456).

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. Representam R\$512.396 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 952.456 em 31 de dezembro de 2014).

(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.

As controladas que atuam no segmento de Distribuição utilizam os seguintes critérios de provisão:

Débitos Relevantes – Clientes ligados em Alta Tensão

São incluídos na provisão valores correspondentes às faturas (vencidas) dos consumidores que possuam débitos vencidos conforme atinjam a seguinte escala de vencimento, incluindo-se no montante Renda Não Faturada. Abaixo tabela da provisão:

CLASSE DE CONSUMO	IDADE DE PROVISIONAMENTO
Residencial	60 dias
Industrial	180 dias
Comercial, Rural	90 dias
Poder Público	150 dias
Serviço Público	120 dias
Suprimento, Consumidor Livre e PIE	60 dias

Débitos não Relevantes

Clientes ligados em Baixa Tensão: São incluídos na provisão valores correspondentes às faturas (vencidas) dos consumidores que possuam débitos vencidos conforme atinjam a seguinte escala de vencimento:

Notas Explicativas



CLASSE DE CONSUMO	IDADE DE PROVISIONAMENTO
Residencial	90 dias
Industrial, Rural, Poder Público e Serviço Público	180 dias
Comercial e Iluminação Pública	150 dias

PCLD Parcelamentos

Constitui-se como PCLD Parcelamentos o somatório do saldo parcelado vencido e a vencer, incluindo os juros transcorridos, cujos valores já estiverem na provisão de devidos vencidos anterior ao parcelamento, quando a celebração do parcelamento total foi feita sem garantia real e que atenderem os critérios abaixo:

Número de Parcelas	Provisão ou Reversão Classes Privadas	Provisão ou Reversão Classes Públicas
Até 36	Pagamento efetivo de 5 parcelas	4 parcelas faturadas, vencidas e não pagas
De 37 a 60	Pagamento efetivo de 5 parcelas	4 parcelas faturadas, vencidas e não pagas
Mais de 60	Pagamento efetivo de 6 parcelas	6 parcelas faturadas, vencidas e não pagas

O saldo da PCLD é composto como segue:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Consumidores	609.403	651.875
Revendedores	816.685	714.328
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	<u>1.719.648</u>	<u>1.659.763</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.

Notas Explicativas

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

	CONSOLIDADO
Saldo em 31 de dezembro de 2013	1.916.808
(+) Constituição	559.141
(-) Reversão	(475.221)
(-) Baixa	(340.965)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	1.659.763
(+) Constituição	832.632
(-) Reversão	(286.629)
(-) Baixa	(486.118)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	1.719.648

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

As principais constituições de provisão no período ocorreram nas controladas Amazonas D no valor de R\$ 137.507 e Boa Vista no valor de R\$ 197.353.

Para fins fiscais, o excesso de provisão calculada, em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei 9.430/1996, está adicionado ao Lucro Real e à base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL.

NOTA 8 – INDENIZAÇÕES LEI 12.783/2013

Quando da renovação das concessões, as controladas Chesf, Eletronorte e Eletrosul optaram pelo recebimento de 50% do valor à vista e o restante parcelado, e a controlada Furnas optou pelo recebimento de grande parte valor da indenização de forma parcelada, nos termos da Portaria Interministerial 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012.

Conforme previsto na legislação, o valor parcelado será recebido em parcelas mensais, até a data do encerramento original da concessão, atualizado pelo IPCA, acrescido da remuneração pelo custo médio ponderado de capital (WACC) de 5,59% real ao ano. A atualização é contada a partir de 4 de dezembro de 2012, data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

Notas Explicativas



A movimentação dos montantes das indenizações a receber do poder concedente em função da Lei 12.783/2013 está demonstrada abaixo:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Saldo Inicial	3.738.295	5.496.179
Valores Recebidos	(4.027.661)	(2.773.092)
Atualização Monetária	289.366	1.015.208
Saldo Final	-	3.738.295
Total Circulante	-	3.738.295
	-	3.738.295

NOTA 9 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

	31/12/2015							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
FURNAS	7,76	29.346	428.005	3.590.369	-	-	-	-
CHESF	5,02	174	13.602	17.188	-	-	-	-
ELETROSUL	9,53	35.971	147.653	1.957.886	-	-	-	-
ELETRONORTE	6,02	26.260	373.823	2.619.958	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	9,21	11.317	165.647	1.423.301	-	-	-	-
CGTEE	11,67	24.473	319.222	2.074.115	-	-	-	-
CEAL	13,78	2.622	307.221	856.905	-	-	-	-
CERON	13,09	1.092	131.367	607.023	-	-	-	-
CEPISA	12,28	26.855	543.082	654.379	-	-	-	-
ELETOACRE	12,97	-	80.467	202.548	-	-	-	-
BOA VISTA	12,11	177	17.194	37.048	-	-	-	-
AMAZONAS D	13,29	-	141.777	1.185.390	-	-	-	-
AMAZONAS GT	15,20	-	812.873	656.214	-	-	-	-
		158.287	3.481.933	15.882.324		-	-	-
ITAIPU	7,11	-	1.894.766	12.907.368	7,11	-	1.894.766	12.907.368
CEMIG	5,09	973	54.104	134.907	5,09	973	54.104	134.907
COPEL	6,39	471	35.102	50.744	6,39	471	35.102	50.744
CEEE	5,00	199	9.320	23.884	5,00	199	9.320	23.884
AES ELETROPAULO	10,00	338.017	10.561	-	10,00	338.017	10.561	-
CELPE	5,00	69	8.395	5.199	5,00	69	8.395	5.199
CELG	8,12	1.249	188.502	51.048	8,12	1.249	188.502	51.048
ENERGISA - MT	9,19	2.549	52.942	255.206	9,19	2.549	52.942	255.206
ENERGISA - TO	10,58	998	20.031	87.231	10,58	998	20.031	87.231
ENERGISA - MS	5,21	222	12.426	28.968	5,21	222	12.426	28.968
CELPA	5,00	70.479	248.059	274.415	5,00	70.479	248.059	274.415
CEMAR	2,12	1.080	69.842	205.017	2,12	1.080	69.842	205.017
CESP	5,09	123	5.569	15.056	5,09	123	5.569	15.056
COELCE	5,00	237	10.769	36.678	5,00	237	10.769	36.678
COSERN	5,00	23	2.161	2.499	5,00	23	2.161	2.499
COELBA	5,00	533	23.833	82.762	5,00	533	23.833	82.762
ESCELSA	5,00	206	12.593	28.609	5,00	206	12.593	28.609
GLOBAL	5,00	94.327	44.100	-	5,00	94.327	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	593	36.529	56.696	5,00	593	36.529	56.696
OUTRAS		70.840	98.983	149.186		70.852	105.470	154.108
(-) PCLD		(163.607)	(77.440)	-		(163.607)	(77.440)	-
		419.581	2.761.147	14.395.473		419.593	2.767.633	14.400.394
		577.868	6.243.080	30.277.797		419.593	2.767.633	14.400.394

Notas Explicativas

Eletrobras

31/12/2014								
Controladas	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
FURNAS	5,96	27.419	321.569	3.660.132	-	-	-	-
CHESF	5,02	247	15.260	28.177	-	-	-	-
ELETROSUL	6,23	12.723	104.876	1.807.906	-	-	-	-
ELETRONORTE	5,85	24.581	337.373	2.806.723	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	5,00	4.196	61.722	1.417.595	-	-	-	-
CGTEE	5,08	9.864	237.209	1.818.594	-	-	-	-
CEAL	8,05	4.205	250.665	692.604	-	-	-	-
BOA VISTA	7,79	88	7.905	36.543	-	-	-	-
CERON	8,54	810	90.104	605.576	-	-	-	-
CEPISA	7,71	731	330.198	690.460	-	-	-	-
ELETROACRE	8,26	1.065	32.353	201.731	-	-	-	-
AMAZONAS	7,60	284	646.274	1.517.902	-	-	-	-
CELG	6,64	562	18.502	66.675	-	-	-	-
		86.775	2.454.010	15.350.618		-	-	-
ITAIPU	7,11	-	1.584.773	10.071.923	7,11	-	1.584.773	10.071.923
CEMIG	5,07	1.343	74.126	184.709	5,07	1.343	74.126	184.709
COPEL	6,39	784	52.164	82.903	6,39	784	52.164	82.903
CEEE	5,00	311	12.009	32.191	5,00	311	12.009	32.191
AES ELETROPAULO	9,44	336.852	11.074	-	9,44	336.852	11.074	-
CELPE	5,00	117	10.185	12.729	5,00	117	10.185	12.729
CEMAT	5,00	2.512	44.669	306.419	5,00	2.512	44.669	306.419
CELTINS	5,00	932	21.044	105.701	5,00	932	21.044	105.701
ENERSUL	5,17	287	13.194	40.383	5,17	287	13.194	40.383
CELPA	5,00	70.869	204.048	295.882	5,00	70.869	204.048	295.882
CEMAR	2,92	1.420	55.030	273.621	2,92	1.420	55.030	273.621
CESP	5,09	153	5.571	20.208	5,09	153	5.571	20.208
COELCE	5,00	316	10.918	52.239	5,00	316	10.918	52.239
COSERN	5,00	34	2.289	4.532	5,00	34	2.289	4.532
COELBA	5,00	707	27.060	114.351	5,00	707	27.060	114.351
ESCELSA	5,00	269	13.177	40.546	5,00	269	13.177	40.546
GLOBAL	5,00	82.695	44.100	-	5,00	82.695	44.100	-
CELESC DIST.	5,00	793	49.954	89.774	5,00	793	49.954	89.774
OUTRAS	6,44	63.626	114.035	249.220	6,44	63.627	121.909	260.431
(-) PCLD		(144.429)	(80.864)	-		(144.429)	(80.864)	-
		419.591	2.268.554	11.977.332		419.592	2.276.428	11.988.543
		506.366	4.722.565	27.327.950		419.592	2.276.428	11.988.543

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.

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 8,74% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos na controladora, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 42% do total da carteira (38% em 31 de dezembro de 2014). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 58% do saldo da carteira (62% em 31 de dezembro de 2014).

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

O aumento no saldo de recebíveis de empréstimos no exercício deve-se, principalmente, à variação cambial apurada sobre os empréstimos concedidos à Itaipu, decorrente da valorização do dólar frente ao real quando comparadas as cotações de fechamento de dezembro de 2015 e dezembro de 2014. O dólar variou positivamente em 47%.

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

	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021	Total
Controladora	5.308.612	4.660.575	4.553.474	4.458.283	4.451.743	6.845.109	30.277.797
Consolidado	2.309.541	2.501.514	2.566.158	2.584.985	2.707.376	1.730.821	14.400.394

9.1 – 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\$ 2.382.255 (R\$ 2.355.584 em 31 de dezembro de 2014), sendo R\$ 348.578 (R\$ 347.926 em 31 de dezembro de 2014) 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.

9.2 - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 241.047 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 225.293) 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.

Na composição da provisão encontram-se os créditos junto à Celpa, controlada pela Equatorial Energia, no montante de R\$ 14.194 (R\$ 17.614 em 31 de dezembro de 2014). Tal provisão foi considerada necessária considerando o processo de recuperação judicial da Celpa.

Notas Explicativas

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

	Controladora
Saldo em 31 de dezembro de 2013	494.345
(+) Complemento	49.985
(-) Reversões / baixas	(319.037)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	225.293
(+) Complemento	19.367
(-) Reversões	(3.613)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	241.047

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício 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 10 - 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	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Eletronorte	10.016	454.402	-	-
Lajeado Energia	76.325	94.810	76.325	94.810
CGTEE	73.035	64.479	-	-
CEMAR	22.911	20.754	22.911	20.754
Eletrosul	37.024	8.531	-	-
Eletropar	1.046	-	-	-
CTEEP	20	11.008	20	11.008
CEB Lajeado	16.767	14.606	16.767	14.606
Enerpeixe	-	-	34.686	26.059
Goiás Transmissão	-	-	23.857	20.051
Chapecoense	-	-	22.288	9.512
Transenergia Renovável	-	-	13.979	15.648
IE Madeira	-	-	27.589	14.917
Manaus Construtora	-	-	9.178	12.351
Transenergia São Paulo	-	-	4.275	15.934
MGE Transmissão	-	-	11.447	6.812
Serra do Facão	-	-	9.154	2.289
Baguari	-	-	2.462	7.294
Uirapuru	-	-	2.288	2.295
EAPSA	-	-	2.181	1.124
TSBE	-	-	-	2.660
Transudeste	-	-	1.033	1.033
Santa Vitória	-	-	-	1.163
Transirape	-	-	678	-
ETAU	-	-	257	39
Outros	18.325	8.954	27.985	9.215
	<u>255.468</u>	<u>677.544</u>	<u>309.360</u>	<u>289.574</u>

Notas Explicativas

Conforme estabelecido em Assembleia Geral Extraordinária da Eletronorte, em 30 de outubro de 2015, foi realizado o pagamento da parcela correspondente aos 25% dos dividendos declarados pela investida, cujo valor atualizado até a data do referido pagamento era de R\$ 502.141 mil.

NOTA 11 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - ATIVO

11.1 - Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	373.962	577.720	574.083	735.463
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	-	13.497	58.349	99.304
ICMS a recuperar	-	-	40.538	31.084
Outros	-	-	43.681	34.580
	<u>373.962</u>	<u>591.217</u>	<u>716.651</u>	<u>900.431</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar (a)	-	-	1.724.692	1.924.057
PIS/COFINS a recuperar (a)	-	-	877.386	601.968
Outros	-	-	21.108	12.106
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.623.186</u>	<u>2.538.131</u>

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

A Companhia mantém registrado no ativo não circulante um montante de R\$ 2.602.078 (R\$ 2.526.025 em 31 de dezembro de 2014) referente a PIS, COFINS e ICMS a recuperar. Desse montante, R\$ 2.150.827 (R\$ 1.924.354 em 31 de dezembro de 2014) 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 12).

(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 Demonstrações Financeiras, não havia decisão final sobre a questão.

Notas Explicativas



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 Demonstrações Financeiras, uma vez que a referida declaração de inconstitucionalidade somente beneficia as empresas autoras dos recursos extraordinários julgados.

11.2 - Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	928.743	374.504	1.475.598	762.726
Ativo não circulante:				
Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	1.645.382	1.464.148	1.645.382	1.464.148
IRPJ/CSLL Diferidos	-	-	1.422.209	1.003.483
	<u>1.645.382</u>	<u>1.464.148</u>	<u>3.067.591</u>	<u>2.467.631</u>
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	<u>733.289</u>	<u>291.878</u>	<u>1.003.796</u>	<u>569.380</u>

11.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2015			31/12/2014		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletronorte	<u>1.529.640</u>	<u>(219.692)</u>	<u>1.309.948</u>	<u>1.204.951</u>	<u>(201.468)</u>	<u>1.003.483</u>
	1.529.640	(219.692)	1.309.948	1.204.951	(201.468)	1.003.483
Eletrobras	-	(733.289)	(733.289)	63.051	(354.929)	(291.878)
Eletrosul	457.629	(345.368)	112.261	271.534	(300.598)	(29.064)
Furnas	258.709	(453.084)	(194.375)	373.272	(373.272)	-
Chesf	-	(65.070)	(65.070)	-	(199.523)	(199.523)
Eletropar	-	(11.062)	(11.062)	-	(11.428)	(11.428)
Celg-D	-	-	-	152.668	(190.155)	(37.487)
	<u>716.338</u>	<u>(1.607.873)</u>	<u>(891.535)</u>	<u>860.525</u>	<u>(1.429.905)</u>	<u>(569.380)</u>

Notas Explicativas



	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Impostos diferidos ativos:				
Variação Cambial Passiva	-	1.322	-	1.322
Provisão de Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-
Provisão para Contingências	-	36.186	68.066	131.022
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	3.967	56.047	196.971
Provisão p/ ajuste ao valor de mercado	-	4.500	-	4.500
Provisões Operacionais	-	-	407.319	212.505
Gastos Estudos e Projetos / AVP	-	7.774	-	214.470
Provisão para não realização de créditos tributários	-	-	74.700	-
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa	-	9.302	1.532.766	1.233.312
Outros	-	-	107.080	71.374
Total Ativo	-	63.051	2.245.978	2.065.475
Impostos diferidos passivos:				
Variação Cambial Ativa	416.810	-	416.810	-
Instrumentos Financeiros Disponíveis para venda	316.479	354.929	316.479	354.929
Depreciação acelerada	-	-	81.255	53.187
Receita de atual. créditos energia renegociados	-	-	221.871	184.890
Gastos Estudos e Projetos / AVP	-	-	488.425	553.659
Provisão para não realização de créditos	-	-	-	-
Débito tributário	-	-	258.709	373.272
Outros	-	-	44.016	111.436
Total Passivo	733.289	354.929	1.827.565	1.631.373

No ano de 2015 foi realizada uma baixa na Controladora no valor de R\$ 63.051 referente aos impostos Ativos Fiscais Diferidos devido à falta de expectativa de realização de tais valores.

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Impostos diferidos				
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Ajuste ganhos e perdas atuariais	-	-	-	(404.332)
Remensuração do valor justo de instrumentos de <i>hedge</i> contratados para <i>hedge</i> de fluxo de caixa	-	-	-	309
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	38.502	(26.482)	37.228	(24.855)
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	-	-	1.274	402.396
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	38.502	(26.482)	38.502	(26.482)

Notas Explicativas

**NOTA 12 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO**

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
<u>Direitos de ressarcimento</u>		
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>		
CCC de Sistemas Isolados (a)	2.118.184	3.052.898
Energia nuclear	-	238.381
Reembolso CDE (b)	147.058	382.360
	<u>2.265.242</u>	<u>3.673.639</u>
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC de Sistemas Isolados (a)	8.238.140	6.109.507
Energia nuclear	-	19.916
	<u>8.238.140</u>	<u>6.129.423</u>
<u>Obrigações de ressarcimento</u>		
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>		
CCC de Sistemas Isolados (a)	19.423	11.238
PROINFA	299.632	655.158
Reembolso CDE (b)	77.153	36.332
	<u>396.208</u>	<u>702.728</u>
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC de Sistemas Isolados (a)	2.483.378	2.529.893
	<u>2.483.378</u>	<u>2.529.893</u>

a) Conta de consumo de combustível (CCC) de sistemas isolados

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.

Notas Explicativas

A conta de consumo de combustível de sistemas isolados refere-se aos valores a receber e recebidos da CCC nos respectivos períodos. A Companhia apresenta um valor a receber de R\$ 10.356.324 (R\$ 9.162.405 em 31 de dezembro de 2014) e um passivo de R\$ 2.502.801 (R\$ 2.541.131 em 31 de dezembro de 2014) 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.

b) 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.

NOTA 13 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE		
Elementos prontos	402.453	340.319
	<u>402.453</u>	<u>340.319</u>
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	441.223	296.269
Concentrado de urânio	7.723	130.396
Em curso - combustível nuclear	129.479	234.824
	<u>578.425</u>	<u>661.489</u>
	<u>980.878</u>	<u>1.001.808</u>

Notas Explicativas

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.

NOTA 14 - 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	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Controladas				
Furnas	43.649	38.530	44.099	18.075
Chesf	-	-	348.887	590.015
Eletrosul	-	63.976	781.467	503.987
Eletronorte	-	12.984	37.079	24.556
CGTEE	120.505	18.391	-	-
Ceal	8.307	8.307	-	-
Cepisa	-	16.416	-	-
Eletroacre	12.787	12.787	-	-
	<u>185.248</u>	<u>171.391</u>	<u>1.211.532</u>	<u>1.136.633</u>
Outros investimentos	4.245	4.245	4.000	4.000
Total:	<u>189.493</u>	<u>175.636</u>	<u>1.215.532</u>	<u>1.140.633</u>

Os valores apresentados no consolidado referem-se a adiantamentos para futuro aumento de capital (AFACs) efetuado pelas controladas nas SPEs, destacando-se os AFACs na Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A., no valor de R\$ 84.847; na Chuí Holding S.A. no valor R\$ 431.913; na Livramento Holding S.A., no valor de R\$ 173.860 e na TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A., no valor de R\$ 101.000. Estes AFACs têm o objetivo de viabilizar os empreendimentos.

NOTA 15 – 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.

Observados os critérios e condições definidas na norma, a SFF (Secretaria de Fiscalização Financeira da ANEEL) entende que as empresas interessadas na repactuação possuem condições plenas de quantificarem os montantes de energia elegíveis, tanto para o ACR quanto para o ACL. Destaca-se que não só as informações dos montantes são de conhecimento da empresa, mas como a decisão pela repactuação é de seus administradores, e ao Órgão Regulador caberia apenas homologar os valores. Uma vez que as informações fornecidas pelas empresas aderentes à repactuação estejam consistentes às premissas estabelecidas na legislação, não haveria discricionariedade por parte do regulador quanto à homologação da repactuação. O GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante que será compensando com os prêmios de risco calculados pelas controladas que optaram por aderir à repactuação – Eletronorte, Eletrosul, Furnas e Amazonas GT.

Notas Explicativas



A Lei nº 13.203/2015 é objetiva ao estabelecer que os efeitos de tal repactuação devem ser aplicados a partir de 1º de janeiro de 2015 e, sendo assim, as demonstrações financeiras de 2015, para que retratem a realidade dos fatos ocorridos no exercício, deverão refletir os efeitos da repactuação. Os elementos são: a) os montantes são fornecidos à ANEEL pela própria empresa; ii) a norma que definiu os critérios é conhecida, e foi aprovada ainda no exercício de 2015, produzindo seus efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015; iii) a decisão pela repactuação parte da administração da empresa, não havendo julgamento da decisão da administração pelo regulador; e iv) obedecidos os critérios definidos pela norma, caberá a ANEEL apenas a confirmação dos dados fornecidos pelas empresas, com a consequente homologação. A composição dos valores contabilizados em 2015 em decorrência da repactuação do risco hidrológico, referente aos contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulado – ACR são os seguintes:

	CONSOLIDADO
	31/12/2015
UHE Tucuruí	312.414
UHE Serra da Mesa	189.367
UHE Mascarenhas de Moraes	79.076
UHE Itumbiara	67.487
UHE Simplício	54.371
UHE Batalha	25.939
UHE Balbina	24.928
UHE Mauá	14.968
UHE Manso	13.813
UHE Passo São João	5.918
UHE São Domingos	5.708
	<u>793.990</u>
 Total do Ativo Circulante	 195.830
Total do Ativo Não Circulante	598.160
TOTAL	<u>793.990</u>

Notas Explicativas

**NOTA 16 – INVESTIMENTOS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Eletronorte	11.912.412	13.158.185	-	-
Furnas	10.171.122	10.327.900	-	-
Chesf	8.811.169	9.483.869	-	-
Eletrosul	4.385.308	5.262.369	-	-
Eletropar	120.338	117.951	-	-
Eletronuclear *	-	4.792.158	-	-
Distribuidora Acre *	-	53.100	-	-
Distribuidora Rondônia *	-	104.066	-	-
CELG - D **	-	108.872	-	-
	<u>35.400.349</u>	<u>43.408.470</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
b) Coligadas				
CTEEP	924.185	927.814	942.732	946.187
CEMAR	653.419	554.817	653.419	554.817
CEEE-GT	448.274	449.336	448.274	449.336
Energisa MT	385.318	376.031	385.318	376.031
EMAE	296.828	265.552	307.195	275.214
Lajeado Energia	219.173	206.282	219.173	206.282
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	208.795	184.632
CEB Lajeado	80.353	71.723	80.353	71.723
Paulista Lajeado	23.507	18.119	23.507	18.119
CEEE-D	-	7.476	-	7.476
	<u>3.031.057</u>	<u>2.877.150</u>	<u>3.268.766</u>	<u>3.089.817</u>
c) Controlada em conjunto				
Norte Energia	1.039.632	802.964	3.469.789	2.676.578
Madeira Energia S.A.	-	-	2.896.068	2.724.068
ESBR Participações S.A.	-	-	2.807.626	2.907.364
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	912.098	822.342
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	887.528	842.103
Teles Pires Participações	-	-	662.564	496.425
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	621.873	547.784
Enerpeixe S.A.	-	-	561.282	555.860
Empresa de Energia São Manoel	-	-	103.314	(594)
Chapecoense Geração S.A.	-	-	415.501	364.522
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	391.058	12.081
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	318.972	181.526
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	-	-	270.252	275.960
Goiás Transmissão S.A.	-	-	190.245	138.436
Companhia Energética SINOP S.A.	-	-	179.052	177.772
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	176.941	163.434
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	175.572	169.450
Transnorte Energia S.A. Total	-	-	148.373	51.656
MGE Transmissão S.A.	-	-	136.755	118.953
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	-	-	134.739	139.719
Transenergia Renovável S.A.	-	-	128.418	96.813
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	120.873	115.568
Retiro Baixo Energia S.A.	-	-	121.774	111.906
Rouar	111.775	70.044	111.775	70.044
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	-	-	100.726	67.383
CHC	98.514	79.081	98.514	79.081
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	97.154	85.368
Transenergia São Paulo S.A.	-	-	91.141	83.116
Baguari Energia S.A.	-	-	82.721	85.815
Vamcruz Participações S.A.	-	-	73.368	-
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	-	-	50.223	157.627
Mangue Seco II	16.889	16.726	16.889	16.726
Inambari	115	164	115	164
Outros	<u>195.241</u>	<u>132.810</u>	<u>1.445.077</u>	<u>1.275.443</u>
	<u>1.462.166</u>	<u>1.101.789</u>	<u>17.998.370</u>	<u>15.610.493</u>
SUBTOTAL	<u>39.893.572</u>	<u>47.387.409</u>	<u>21.267.136</u>	<u>18.700.310</u>
Provisão para perdas em investimentos	(98.628)	(164)	(489.866)	(164)
TOTAL	<u>39.794.944</u>	<u>47.387.245</u>	<u>20.777.270</u>	<u>18.700.146</u>

*Controlada com passivo a descoberto em 31/12/2015.

**Controlada classificada como ativo mantido para venda em 31/12/2015 (Vide Nota 43).

Notas Explicativas



	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Investimentos mantidos a valor justo				
AES Tietê	437.532	547.862	437.532	547.862
Coelce	196.429	200.868	196.429	200.868
Energisa	124.104	85.353	124.104	85.353
Cesp	87.023	168.789	87.023	168.789
Celipa	42.379	26.782	42.379	26.782
Celesc	41.513	61.897	41.513	61.897
CELPE	28.859	15.407	28.859	15.407
COPEL	24.492	38.116	24.492	38.116
CGEEP	17.662	27.199	17.662	27.199
CEB	6.130	6.021	6.130	6.021
Tangara	-	21.738	-	21.738
AES Eletropaulo	-	-	17.603	18.148
Energias do Brasil	-	-	17.888	13.327
CPFL Energia	-	-	25.861	31.500
Outros	12.020	12.110	109.785	107.364
	<u>1.018.143</u>	<u>1.212.142</u>	<u>1.177.260</u>	<u>1.370.371</u>

16.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
INAMBARI	115	164	115	164
CHC	98.513	-	98.513	-
ESBR Participações S.A.	-	-	15.500	-
Madeira Energia S.A.	-	-	97.010	-
Teles Pires Participações	-	-	230.823	-
Empresa de Energia São Manoel	-	-	47.905	-
	<u>98.628</u>	<u>164</u>	<u>489.866</u>	<u>164</u>

Em 31 de dezembro de 2015 foi constituída provisão para perdas no investimento no montante de R\$ 489.751 mil, tendo como contrapartida a conta de provisões operacionais (vide Nota 43), decorrentes de perdas por redução ao valor recuperável nas participações societárias das Companhias CHC, ESBR participações, Madeira Energia S.A, Teles Pires Participações e Empresa de Energia São Manoel.

16.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
CTEEP	962.995	898.827
CEEE-GT	34.695	21.184
CEEE-D	-	21.206
	<u>997.690</u>	<u>941.217</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 demonstrações financeiras consolidadas. Os ajustes

Notas Explicativas



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.

16.3 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2014	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Outros	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2015
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA									
FURNAS	10.327.900	-	(86.799)	-	-	-	-	(69.979)	10.171.122
CHESF	9.483.869	-	(198.786)	-	-	-	-	(473.914)	8.811.169
ELETROSUL	5.262.369	-	(3.080)	63.976	(77)	(25.592)	-	(912.287)	4.385.308
ELETRONORTE	13.158.185	-	13.391	12.984	(68)	(1.373.222)	-	101.142	11.912.412
ELETRONUCLEAR	4.792.158	-	-	-	-	-	(358)	(4.791.800)	-
ELETROPAR	117.951	-	(969)	-	-	(1.046)	-	4.401	120.338
ED ACRE	53.100	-	-	-	-	-	-	(53.100)	-
ED RONDONIA	104.066	-	-	-	-	-	-	(104.066)	-
CELG D	108.872	-	-	-	-	-	-	(108.872)	-
EÓLICA MANGUE SECO	16.726	-	-	-	-	-	-	163	16.889
CHC	79.081	-	33.187	-	-	-	-	(13.753)	98.514
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	802.964	-	-	245.249	-	-	-	(8.581)	1.039.632
INAMBARI	164	-	1	-	-	-	-	(50)	115
CEEE-GT	449.336	-	(16.795)	-	-	-	1.560	14.173	448.274
EMAE	265.552	-	9.362	-	-	(1.416)	-	23.330	296.828
CTEEP	927.814	-	-	-	-	(118.442)	-	114.813	924.185
CEMAR	554.817	-	-	-	-	(23.176)	-	121.778	653.419
REDE LAJEADO	206.282	-	39	-	-	(24.162)	-	37.014	219.173
CEB LAJEADO	71.723	-	11	-	-	(8.966)	-	17.586	80.353
CEEE-D	7.476	-	2.956	-	-	-	-	(10.432)	-
PAULISTA LAJEADO	18.119	-	-	-	-	925	-	4.463	23.507
ROUAR	70.044	-	34.202	-	-	-	-	7.529	111.775
ENERGISA MT	376.031	-	587	-	-	(4.218)	-	12.918	385.318
Outros	132.810	-	62.431	-	-	-	-	-	195.241
TOTAL DE INVESTIMENTOS	47.387.409	-	(150.262)	322.209	(144)	(1.579.316)	1.202	(6.087.523)	39.893.572
MUTUAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA									
ED PIAUI	(141.056)	-	(13.521)	16.416	-	-	-	(562.987)	(701.148)
ED RORAIMA	(69.726)	-	2.199	-	-	-	-	(270.116)	(337.643)
AMAZONAS	(2.019.381)	-	(168)	-	-	-	-	(2.344.048)	(4.363.597)
ED ACRE	-	-	177	-	-	-	-	(125.593)	(125.416)
ED RONDONIA	-	-	213	-	-	-	-	(456.771)	(456.558)
CGTEE	(552.998)	-	(9.208)	-	-	-	-	(648.302)	(1.210.508)
ELETRONUCLEAR	-	-	(29.620)	-	-	-	-	(321.651)	(351.271)
ED ALAGOAS	(11.075)	-	16.004	-	-	-	-	(252.585)	(247.656)
TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO	(2.794.236)	-	(33.924)	16.416	-	-	-	(4.982.053)	(7.793.798)
LÍQUIDO	44.593.173	-	(184.186)	338.625	(144)	(1.579.316)	1.202	(11.069.577)	32.099.774

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2013 (Reapresentado)	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2014
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA							
FURNAS	11.128.126	-	(396.357)	-	-	(403.869)	10.327.900
CHESF	11.258.430	-	(661.368)	-	-	(1.113.193)	9.483.869
ELETROSUL	5.486.343	-	(62.928)	-	(196.964)	35.918	5.262.369
ELETRONORTE	11.872.900	-	20.263	-	(757.868)	2.022.890	13.158.185
ELETRONUCLEAR	5.829.246	-	(37.386)	-	-	(999.702)	4.792.158
ELETROPAR	118.790	-	3.636	-	(2.010)	(2.465)	117.951
ED RORAIMA	8.294	-	(2.129)	-	-	(6.165)	-
ED ACRE	-	33.107	(408)	(12.722)	-	33.123	53.100
ED RONDONIA	-	-	-	-	-	104.066	104.066
CELG D	-	49.808	-	-	-	59.064	108.872
ITAIPU BINACIONAL	117.130	-	15.680	-	-	-	132.810
EÓLICA MANGUE SECO	17.058	-	-	-	-	(332)	16.726
CHC	29.119	49.613	5.866	-	-	(5.517)	79.081
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	631.123	204.750	-	-	-	(32.909)	802.964
INAMBARI	9.148	-	-	-	-	(8.984)	164
CEEE-GT	544.711	-	(4.067)	-	-	(91.308)	449.336
EMAE	148.553	-	(27.447)	-	(1.666)	146.112	265.552
CTEEP	913.440	81.590	-	(29.326)	(90.515)	52.625	927.814
CEMAR	463.394	-	-	-	(20.865)	112.288	554.817
REDE LAJEADO	232.907	-	50	-	(40.305)	13.630	206.282
CEB LAJEADO	83.644	-	14	-	(19.354)	7.419	71.723
CEEE-D	146.649	-	5.945	-	-	(145.118)	7.476
PAULISTA LAJEADO	27.669	-	-	-	(6.454)	(3.096)	18.119
ROUAR	18.427	34.392	9.985	-	-	7.240	70.044
CEMAT	334.294	-	2.255	18.852	(4.861)	25.491	376.031
TOTAL DE INVESTIMENTOS	49.419.395	453.260	(1.128.396)	(23.196)	(1.140.862)	(192.792)	47.387.409
MUTUAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA							
ED PIAUI	(219.476)	-	40.484	-	-	37.936	(141.056)
ED RORAIMA	-	-	-	-	-	(69.726)	(69.726)
ED RONDONIA	(188.655)	-	-	-	-	188.655	-
AMAZONAS	(2.492.500)	-	156	-	-	472.963	(2.019.381)
ED ACRE	(197.524)	197.524	-	-	-	-	-
CGTEE	(97.718)	-	24.786	-	-	(480.066)	(552.998)
ED ALAGOAS	(21.400)	-	105.679	-	-	(95.354)	(11.075)
TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO	(3.217.273)	197.524	171.105	-	-	54.408	(2.794.236)
LÍQUIDO	46.202.122	650.784	(957.291)	(23.196)	(1.140.862)	(138.384)	44.593.173

Notas Explicativas



O valor do passivo a descoberto está registrado na rubrica Provisão para passivo a descoberto.

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2014	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Outros	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2015
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO									
EÓLICA MANGUE SECO	16.726	-	-	-	-	-	-	163	16.889
CHC	79.081	-	33.187	-	-	-	-	(13.753)	98.514
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	2.676.578	245.249	-	245.249	326.671	-	-	(23.958)	3.469.789
INAMBARI	164	-	1	-	-	-	-	(50)	115
CEEE-GT	449.336	-	(16.795)	-	-	-	1.560	14.173	448.274
EMAE	275.214	-	9.271	-	-	(1.416)	-	24.126	307.195
CTEEP	946.187	-	(949)	-	-	(120.648)	-	118.142	942.732
CEMAR	554.817	-	-	-	-	(23.176)	-	121.778	653.419
REDE LAJEADO	206.282	-	39	-	-	(24.162)	-	37.014	219.173
CEB LAJEADO	71.723	-	11	-	-	(8.966)	-	17.586	80.353
CEEE-D	7.476	-	2.956	-	-	-	-	(10.432)	-
PAULISTA LAJEADO	18.119	-	-	-	-	925	-	4.463	23.507
ROUAR	70.044	-	34.202	-	-	-	-	7.529	111.775
ENERGISA MT	376.031	-	587	-	-	(4.218)	-	12.918	385.318
ESBR Participações S.A.	2.907.364	180.000	-	-	-	-	-	(279.738)	2.807.626
Empresa de Energia São Manoel	(594)	105.667	-	-	-	-	-	(1.759)	103.314
Madeira Energia S.A.	2.724.068	164.970	-	-	-	-	-	7.030	2.896.068
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	842.103	-	-	-	-	-	-	45.425	887.528
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	822.342	-	-	-	-	(27.991)	-	117.747	912.098
Enerpeixe S.A.	555.860	-	-	-	-	(62.685)	-	68.107	561.282
Belo Monte Transmissora de Energia	12.081	194.040	-	-	194.040	-	-	(9.103)	391.058
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	67.383	29.400	-	-	-	-	-	3.943	100.726
Transnorte Energia S.A.	51.656	-	-	-	106.330	-	-	(9.613)	148.373
Manaus Transmissora de Energia S.A.	547.784	17.420	-	-	26.800	(50)	-	29.919	621.873
Teles Pires Participações	496.425	252.278	-	-	-	-	-	(86.139)	662.564
Chapcoense Geração S.A.	364.522	-	-	-	-	(22.288)	-	73.267	415.501
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	275.960	16.000	-	-	-	2.660	-	(24.368)	270.252
Energética Águas da Pedra S.A.	184.632	2.450	-	-	2.450	(3.455)	-	22.718	208.795
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	181.526	116.865	-	-	-	(5.780)	-	26.361	318.972
Companhia Energética SINOP S.A.	177.772	-	-	-	-	-	-	1.280	179.052
Integração Transmissora de Energia S.A.	169.450	-	-	-	-	(19.575)	-	25.697	175.572
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	163.434	-	-	-	-	(31.968)	-	45.475	176.941
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	157.627	-	-	-	-	1.163	-	(108.567)	50.223
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	139.719	-	-	-	-	-	-	(4.980)	134.739
GOIÁS TRANSMISSÃO S.A.	138.436	-	-	-	-	(14.757)	-	66.566	190.245
MGE TRANSMISSÃO S.A.	118.953	-	-	1.960	-	(4.634)	-	20.476	136.755
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	115.568	-	-	-	-	(4.067)	-	9.372	120.873
Retiro Baixo Energia S.A.	111.906	-	-	2.695	-	-	-	7.173	121.774
Transenergia Renovável S.A.	96.813	-	-	-	-	(7.172)	-	38.777	128.418
VAMCRUZ PARTICIPAÇÕES S.A.	-	392	72.995	-	-	(523)	-	504	73.368
BAGUARI ENERGIA S.A.	85.815	-	-	-	-	(9.320)	-	6.226	82.721
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	85.368	-	-	-	-	(1.531)	-	13.317	97.154
Transenergia São Paulo S.A.	83.116	-	-	1.960	-	-	-	6.065	91.141
Outros	1.275.443	257.946	62.431	60.391	106.470	(40.229)	(151.824)	(125.551)	1.445.077
TOTAL DE INVESTIMENTOS	18.700.310	1.582.677	197.936	312.255	762.761	(433.864)	(150.264)	295.326	21.267.136

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2013	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2014
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO								
ITAIPU BINACIONAL	117.130	-	15.680	-	-	-	-	132.810
EÓLICA MANGUE SECO	17.058	-	-	-	-	-	(332)	16.726
CHC	29.119	49.613	5.866	-	-	-	(5.517)	79.081
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	2.104.536	682.227	-	-	-	-	(110.185)	2.676.578
INAMBARI	9.148	-	-	-	-	-	(8.984)	164
CEEE-GT	544.711	-	(4.067)	-	-	-	(91.308)	449.336
EMAE	153.960	-	(28.446)	-	-	(1.730)	151.430	275.214
CTEEP	931.580	83.106	-	(30.005)	-	(91.996)	53.502	946.187
CEMAR	463.394	-	-	-	-	(20.865)	112.288	554.817
REDE LAJEADO	232.907	-	50	-	-	(40.305)	13.630	206.282
CEB LAJEADO	83.644	-	14	-	-	(19.354)	7.419	71.723
CEEE-D	146.649	-	5.945	-	-	-	(145.118)	7.476
PAULISTA LAJEADO	27.669	-	-	-	-	-	(3.096)	18.119
ROUAR	18.427	34.392	9.985	-	-	(6.454)	7.240	70.044
CEMAT	334.294	-	2.255	18.852	-	(4.861)	25.491	376.031
ESBR PARTICIPAÇÕES S.A.	2.752.140	618.000	(1.200)	-	-	-	(461.576)	2.907.364
MADEIRA ENERGIA S.A.	2.506.082	1.079.130	-	-	-	-	(861.144)	2.724.068
NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	462.170	386.245	-	-	-	-	(5.857)	842.558
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S.A.	685.927	80.850	-	-	-	(7.362)	62.927	822.342
ENERPEIXE S.A.	525.379	-	-	-	-	(26.058)	56.539	555.860
MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	525.558	-	-	-	-	-	22.226	547.784
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES S.A.	525.582	-	-	-	-	-	(29.157)	496.425
CHAPECOENSE GERAÇÃO S.A.	345.388	-	-	-	-	(9.512)	28.646	364.522
TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.	167.403	98.400	-	-	-	(1.220)	11.377	275.960
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S.A.	189.062	-	-	-	-	(12.838)	8.408	184.632
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A.	98.659	66.150	-	-	-	-	16.717	181.526
COMPANHIA ENERGÉTICA SINOP S.A.	-	182.591	-	-	-	-	(4.819)	177.772
INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	160.151	-	-	-	-	(13.091)	22.390	169.450
STN - SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE S.A.	195.154	-	-	-	-	(77.734)	46.014	163.434
SANTA VITÓRIA DO PALMAR HOLDING S.A.	185.970	(29.400)	-	-	-	(1.163)	2.220	157.627
TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A.	16.901	125.455	-	-	-	-	(2.637)	139.719
GOIÁS TRANSMISSÃO S.A.	131.579	-	7.350	-	-	-	(493)	138.436
MGE TRANSMISSÃO S.A.	106.371	-	28.616	-	-	(6.812)	(9.222)	118.953
BRASNORTE E TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	105.921	-	-	-	-	-	9.647	115.568
RETIRO BAIXO ENERGIA S.A.	113.181	-	-	-	-	-	(1.275)	111.906
TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A.	78.241	-	-	-	-	(5.744)	24.316	96.813
PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	17.801	47.285	-	-	-	-	2.297	67.383
BAGUARI ENERGIA S.A.	92.437	-	(315)	-	-	(5.457)	(850)	85.815
TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	75.656	-	-	-	-	(1.470)	11.182	85.368
TRANSENERGIA SÃO PAULO S.A.	49.632	-	-	-	-	(10.493)	43.977	83.116
OUTROS	989.998	621.071	(7.697)	8	-	(38.877)	(359.182)	1.205.321
TOTAL DE INVESTIMENTOS	16.316.569	4.125.115	34.036	(11.145)	-	(403.396)	(1.360.869)	18.700.310

Notas Explicativas



16.4 Informações do valor de mercado das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			31/12/2015	31/12/2014
CTEEP	Equivalência Patrimonial	35,37%	2.589.826	2.395.593
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	989.887	910.593
AES Tiete	Valor de mercado	7,94%	437.532	547.862
ENERGISA MT	Equivalência Patrimonial	27,52%	335.109	293.887
COELCE	Valor de mercado	7,06%	196.429	200.868
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,99%	116.497	85.353
CESP	Valor de mercado	2,05%	87.023	168.789
CEEE- GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	76.904	143.783
CEEE- D	Equivalência Patrimonial	32,59%	65.302	102.492
EMAE	Equivalência Patrimonial	39,02%	60.404	54.061
CELPA	Valor de mercado	1,15%	42.379	26.782
CELESC	Valor de mercado	10,75%	41.513	61.897
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	32.098	32.098
CELPE	Valor de mercado	1,56%	28.859	15.407
COPEL	Valor de mercado	0,56%	24.492	38.116
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	20.357	20.357
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	17.662	27.199
CEB	Valor de mercado	3,29%	6.130	6.021
CELGPAP	Valor de mercado	0,07%	92	184

(*) Baseado na cotação das ações na data-base.

Notas Explicativas

**EMPRESAS DE CAPITAL FECHADO**

Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	31/12/2015	31/12/2014
Angical 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	-	12.727
Arapapá Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,90%	-	5.128
Carcará Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	-	12.000
Ceb Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	351.756	330.218
Lajeado Energia	Equivalência Patrimonial	40,07%	998.348	966.177
Paulista Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	108.639	95.192
Acauã Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,93%	-	7.679
Amapari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	-	(1.542)
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	84.316	81.219
Baguari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	30,61%	270.222	280.329
Banda de Couro Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.893	1.962
Baraúnas I Energética S/A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	35.420	(54)
Baraúnas II Energética S/A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.193	1.257
Bom Jesus Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.553	14.470
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,71%	243.156	227.478
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	83.257	84.553
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	135.793	136.610
Cachoeira Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.565	9.559
Caititu 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	-	12.728
Caititu 3 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	-	12.727
Caldas Novas	Equivalência Patrimonial	49,90%	27.175	25.744
Carnaúba I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	17.724	17.013
Carnaúba II Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.094	13.763
Carnaúba III Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	12.521	12.262
Carnaúba V Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.515	18.277
Central Eólica Famosa I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	15.262	14.310
Central Eólica Pau Brasil S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.946	9.518
Central Eólica Rosada S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.645	17.700
Central Eólica São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.430	10.772
Cervantes I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.228	12.336
Cervantes II Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.315	9.216
Chapecoense Geração S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	1.038.751	911.306
Chuí Holding S.A	Equivalência Patrimonial	49,00%	(15.708)	76.521
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	-	42.500
Companhia Energética Sinop S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	500.411	355.294
Construtora Integração Ltda	Equivalência Patrimonial	49,00%	92.026	91.908
Corrupião 3 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,95%	-	12.727
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	63.984	43.899
Coxilha Seca	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	87
Coqueirinho 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,98%	-	21.419
Energética Águas da Pedra S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	430.564	365.634
Energia dos Ventos I S.A. *	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	14.803
Energia dos Ventos II S.A. *	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	8.992
Energia dos Ventos III S.A. *	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	13.337
Energia dos Ventos IV S.A. *	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	19.458
Energia dos Ventos V S.A. **	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	1.897
Energia dos Ventos VI S.A. **	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	2.596
Energia dos Ventos VII S.A. **	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	2.816
Energia dos Ventos VIII S.A. **	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	1.856
Energia dos Ventos IX S.A. **	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	1.990
Energia dos Ventos X S.A. *	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	11.851

(*) As empresas foram alienadas durante o primeiro trimestre de 2015.

(**) Em 31 de dezembro de 2015 foi concluída a operação de compra da participação da Alupar.

Notas Explicativas



Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	31/12/2015	31/12/2014
Enerpeixe S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	1.403.204	1.389.649
ESBR Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	7.019.063	7.268.412
Etau - Empresa de Transmissão Alto Uruguai	Equivalência Patrimonial	27,42%	89.859	92.190
Extremoz Transmissora do Nordeste ETN S.A. ***	Equivalência Patrimonial	100,00%	-	14.652
Fronteira Oeste Transmissora de Energia	Equivalência Patrimonial	51,00%	49.873	23.183
Goiás Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	388.255	282.522
Eólica Hermenegildo I	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	(374)
Eólica Hermenegildo II	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	(146)
Eólica Hermenegildo III	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	(113)
Inambari Geração de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	29,40%	405	559
Integração Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	391.140	342.198
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.996.044	1.543.620
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	650.964	370.460
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	100,00%	-	(67.518)
Livramento Holding S.A.	Equivalência Patrimonial	52,53%	(306.324)	(176.657)
Luziânia - Niquelândia Transmissora S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	43.227	32.699
Madeira Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	39,00%	6.755.683	6.994.900
Manaus Construtora Ltda.	Equivalência Patrimonial	49,50%	38.289	24.221
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,50%	1.167.072	1.106.631
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	20,00%	94.893	45.214
MGE Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	279.092	242.762
Morro Branco I Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	34.733	31.734
Mussambê Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	44.334	40.726
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.809.867	1.715.791
Norte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,98%	6.947.265	5.353.094
Papagaio Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	-	13.380
Paranaíba	Equivalência Patrimonial	24,50%	411.127	275.032
Pedra Branca S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	35.902	29.094
Pitimbu Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.117	14.265
Punaú I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.362	18.187
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	81.365	87.106
Retiro Baixo Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	229.872	231.880
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	102.495	321.687
São Caetano Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.831	20.160
São Caetano I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.320	14.395
São Galvão Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.740	19.000
São Pedro do Lago S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	33.516	33.198
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	183.076	102.467
Serra do Facão Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,47%	91.022	3.314
Sete Gameleiras S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	46.711	42.447
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	361.105	333.540
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A. ***	Equivalência Patrimonial	83,01%	-	21.295
TDG Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	59.569	114.169
Teles Pires Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	49,40%	1.393.056	998.870
Transenergia Goiás S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	62.239	32.455
Transenergia Renovável S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	262.077	197.578
Transenergia São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	186.001	173.623
Cia. Transirapé de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	24,50%	77.798	65.853
Cia. Transleste de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	24,00%	73.226	65.066
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	192.049	164.875
Transnorte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	345.706	105.417
Cia. Transudeste de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	25,00%	71.599	59.905
Triângulo Mineiro	Equivalência Patrimonial	49,00%	168.480	79.753
Teiú 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,90%	-	10.190
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. - TSBE	Equivalência Patrimonial	80,00%	337.815	344.950
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE	Equivalência Patrimonial	51,00%	264.197	273.959

(***) Em 31 de dezembro de 2015, a Chesf adquiriu o controle sobre a SPE

Notas Explicativas



Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	31/12/2015	31/12/2014
Complexo Eólico Vamcruz	Equivalência Patrimonial	49,00%	252.689	148.971
Vale do São Bartolomeu	Equivalência Patrimonial	39,00%	144.792	41.354
Complexo Eólico Chapada do Piauí II	Equivalência Patrimonial	49,00%	249.030	179.310
Complexo Eólico Chapada do Piauí I	Equivalência Patrimonial	49,00%	205.386	196.237
Mata de Santa Genebra	Equivalência Patrimonial	49,90%	60.793	52.459
Belo Monte Transmissora	Equivalência Patrimonial	49,00%	748.076	24.336
Lago Azul Transmissão	Equivalência Patrimonial	49,90%	14.050	3.948
Ventos de São Rafael	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(6)
Ventos de São Cirilo	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(4)
Ventos de São Bento	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(6)
Ventos de Santo Antônio	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(4)
Ventos de Santa Vera	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(4)
Ventos de Santa Marcella	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(5)
Itaguaçu da Bahia	Equivalência Patrimonial	49,00%	24.078	(6)
Ventos de Santa Luzia	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(5)
Ventos de Santa Madalena	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(6)
Ventos de São João	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(5)
CSE Centro de Soluções Estratégicas	Equivalência Patrimonial	49,90%	2.299	3.400
Tijoa Participações e Investimentos	Equivalência Patrimonial	49,90%	11.355	1.635
Energia Olímpica S.A.	Equivalência Patrimonial	49,90%	4.984	(426)
Empresa de Energia São Manoel	Equivalência Patrimonial	33,33%	213.945	(1.782)

16.5 Resumo das informações dos empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

1 - Ativo e Passivo

31/12/2015													
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO					PASSIVO						
		Circulante		Não Circulante			Circulante		Não Circulante			Patrimônio líquido	Total Passivo
		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			
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	332.604	4.199	920.165	-	1.256.968	453.882	46.277	-	8.733	748.076	1.256.968	
Brasnor Transmissora de Energia S.A.	49,71%	16.467	24.149	279.599	-	320.215	11.280	13.838	-	51.941	243.156	320.215	
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	176.308	180.185	3.075.967	162.724	3.595.184	136.322	311.290	1.404.553	704.268	1.038.751	3.595.184	
Companhia Energética Sinop	49,00%	53.385	3.445	844.733	2.491	904.054	328.022	56.012	-	19.609	500.411	904.054	
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	61.765	39.300	753.115	17.353	871.533	34.917	54.031	339.843	12.178	430.564	871.533	
Enerpex S.A.	40,00%	82.946	76.736	1.596.186	50.194	1.806.062	-	172.744	-	230.114	1.406.024	1.806.062	
ESBR Participações	40,00%	-	908.570	21.685.558	1.655.056	24.249.184	-	1.422.013	11.299.857	4.508.251	7.019.063	24.249.184	
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	49,00%	41.833	646.081	4.149.365	-	4.837.279	197.250	151.399	2.215.079	546.746	1.726.805	4.837.279	
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	-	33.485	1.114.685	16.723	1.164.893	-	-	339.848	174.081	650.964	1.164.893	
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	36.235	112.742	496.085	-	645.062	31.182	9.001	120.166	93.573	391.140	645.062	
Madeira Energia S.A.	39,00%	299.963	1.308.256	22.180.387	1.182.376	24.970.982	450.779	1.700.678	14.061.238	1.507.190	7.251.097	24.970.982	
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	32.198	188.813	2.376.236	9.351	2.606.598	69.707	272.606	786.943	310.270	1.167.072	2.606.598	
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	51.937	265.098	3.425.883	-	3.742.918	78.941	263.100	1.171.337	426.938	1.802.602	3.742.918	
Norte Energia S.A.	49,98%	489.804	442.450	29.964.727	271.620	31.168.601	-	719.033	23.280.595	229.708	6.939.265	31.168.601	
Santa Vitória do Palmar	49,00%	-	31.227	1.004.762	22.957	1.058.946	-	182.126	749.633	24.692	102.495	1.058.946	
Serra do Facão Energia S.A.	49,47%	31	52.441	2.044.386	99.362	2.196.220	41.126	163.051	401.137	1.499.884	91.022	2.196.220	
STM - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	-	60.313	699.181	3.866	763.360	-	-	162.093	240.162	361.105	763.360	
Teles Pires Participações	49,40%	130.877	98.058	4.886.124	236.137	5.351.196	191.893	293.229	3.392.921	80.097	1.393.056	5.351.196	
TSBE	80,00%	-	46.675	659.575	-	706.250	-	30.639	337.796	-	337.815	706.250	
TSLE	51,00%	-	49.433	914.407	-	963.840	-	91.522	495.271	112.850	264.197	963.840	
Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	-	51.418	809.359	132	860.909	-	-	523.242	160.933	176.734	860.909	
Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	-	85.298	864.913	-	950.211	-	-	512.068	189.113	249.030	950.211	
Chui Holding S.A.	49,00%	-	65.150	609.778	12.747	687.675	-	57.429	373.979	413.628	(157.361)	687.675	
Companhia Energética do Maranhão (CEMAR)	33,55%	310.893	1.963.260	2.573.627	271.559	5.119.339	253.910	711.799	1.997.641	207.715	1.948.274	5.119.339	
Lajeado Energia	40,07%	161.062	92.153	48	1.445.794	1.699.057	6.483	243.394	448.216	2.616	998.348	1.699.057	
CTEP	35,37%	3.120	580.539	45.812	6.217.757	6.847.228	213.312	155.268	665.649	476.794	5.336.205	6.847.228	
CEEE-GT	32,59%	38.171	454.210	555.108	1.871.335	2.918.824	29.247	298.881	282.253	826.489	1.481.954	2.918.824	
Energisa MT	27,52%	192.754	1.198.769	1.909.436	1.365.792	4.666.751	170.545	918.080	1.297.616	930.884	1.349.626	4.666.751	
CEEE-D	32,59%	73.961	801.912	2.165.618	274.473	3.315.964	4.954	1.346.254	474.965	1.973.387	(483.596)	3.315.964	
Outros		1.137.504	994.618	10.606.468	1.661.908	14.400.498	1.128.125	1.838.403	3.176.337	1.836.613	6.421.018	14.400.498	

Notas Explicativas

**I - Ativo e Passivo**

31/12/2014						
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Patrimônio líquido
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	277.484	13.734	16.277	51.884	223.057
CEEE- D	32,59%	1.850.160	1.112.005	386.406	2.487.750	88.009
CEEE- GT	32,59%	731.744	2.286.349	434.369	1.139.970	1.443.754
Chapcoense Geração S.A.	40,00%	3.134.622	335.294	1.665.317	893.293	911.306
Cia Hidrelétrica Teles Pires	49,44%	4.459.508	134.736	3.363.629	231.745	998.870
CTEEP	35,23%	1.856.289	5.285.850	572.630	1.404.464	5.165.045
Energética Águas da Pedra S.A	49,00%	773.415	66.340	408.164	43.622	387.969
Enerpeixe S.A.	40,00%	1.644.956	203.243	123.840	334.710	1.389.649
ESBR Participações S.A.	40,00%	20.338.744	1.886.608	11.324.749	3.632.191	7.268.412
Inambari Geração de Energia	19,61%	57	530	-	28	559
Integração Transmissora de Energia S.A	49,00%	611.931	13.331	181.519	101.545	342.198
Interligação Elétrica do Madeira S.A	49,00%	4.382.731	163.607	2.435.751	566.967	1.543.620
Itaipu	50,00%	37.866.871	4.330.771	33.681.427	8.250.655	265.560
Madeira Energia S.A	39,00%	20.998.021	1.745.534	13.049.395	2.699.260	6.994.900
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	2.368.082	154.180	874.167	541.464	1.106.631
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	3.456.889	69.655	1.276.121	534.632	1.715.791
Norte Energia S.A	34,98%	21.536.053	1.527.473	16.759.221	951.211	5.353.094
Serra do Facão Energia S.A	49,47%	1.979.783	88.407	529.311	1.535.565	3.314
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	49,00%	684.561	52.348	180.408	222.961	333.540
Outros		17.618.999	7.097.495	7.658.275	6.354.105	10.704.114

II - Resultado

31/12/2015						
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Belo Monte Transmissora de Energia	881.398	55.344	(53.783)	(8.599)	(18.260)	(52)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	36.641	1.623	(2.473)	(9.035)	20.099	-
Chapcoense Geração S.A.	738.792	32.149	(143.821)	(119.721)	183.166	(34.867)
Companhia Energética Sinop	-	3.362	15.052	2.491	10.119	(179)
Energética Águas da Pedra S.A.	188.908	5.194	(30.325)	(7.187)	37.489	(20.430)
Enerpeixe S.A.	435.627	8.389	(46.278)	(8.150)	170.269	(49.385)
ESBR Participações S.A.	2.412.946	13.446	(686.016)	348.386	(699.349)	(433.313)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	279.257	3.105	(25.245)	(27.667)	53.798	(26)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	610.279	25.100	(249.207)	(102.072)	240.216	(103)
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	92.484	3.701	(13.744)	(13.408)	51.267	-
Madeira Energia S.A.	2.604.869	161.751	(1.128.693)	614.983	18.026	(480.611)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	174.519	5.064	(79.158)	(29.656)	52.446	-
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	340.080	4.357	(138.058)	(63.807)	113.850	-
Norte Energia S.A	120.653	93.444	(86.679)	23.886	(40.819)	(6.195)
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	94.618	2.061	(88.409)	(3.499)	(227.750)	(46.109)
Serra do Facão Energia S.A.	280.164	3.318	(272.574)	62.402	(135.032)	(43.587)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	159.741	3.805	(28.589)	(23.234)	92.806	(111)
Teles Pires Participações	354.316	14.978	(184.328)	57.671	(188.695)	(57.283)
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	73.863	4.407	(35.495)	(3.442)	(31.964)	(10)
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	150.922	2.077	(63.619)	495	(19.026)	-
Chapada do Piauí I Holding S.A.	44.733	265	(44.205)	(1.455)	(19.511)	(12.104)
Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	-	(4.590)	-	(4.813)	-
Chuí Holding S.A.	73.031	271	(23.104)	(2.348)	(233.111)	(18.222)
Companhia Energética do Maranhão (CEMAR)	2.738.793	388.912	(368.729)	(79.311)	363.803	(127.052)
Lajeado Energia	489.975	23.351	(67.944)	(26.879)	92.373	(28.767)
CTEEP	1.089.287	121.244	(125.566)	(85.270)	504.430	(7.776)
CEEE- GT	671.279	247.884	(195.384)	66.419	84.947	(26.445)
Energisa MT	3.483.404	255.036	(378.233)	(24.433)	45.246	(118.601)
CEEE- D	3.376.936	460.746	(532.921)	40.766	(514.244)	(58.633)
Outros	2.086.060	155.620	(308.281)	(126.743)	331.230	(87.497)

Notas Explicativas



II - Resultado

31/12/2014						
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Amapari Energia S.A.	30.527	1.285	(6.764)	(3.509)	(106.867)	(5.175)
Amazônia Eletronorte Transm. de Energia S.A.	33.051	859	(2.390)	(1.600)	23.217	(244)
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	20.330	1.289	(19)	(134)	(665)	(11)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	34.847	751	(2.803)	(7.524)	19.435	-
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	29.394	1.749	(9.449)	(2.603)	(5.316)	(9.632)
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	46.316	2.556	(9.854)	(3.620)	8.268	(10.879)
CEEE-D	3.700.400	96.043	(96.948)	(56.437)	(445.282)	(61.961)
CEEE-GT	670.957	129.303	(30.738)	95.241	(280.763)	(31.772)
CEMAR	2.484.218	384.315	(477.821)	(65.821)	334.684	(121.769)
Chapecoense Geração S.A.	714.808	33.059	(136.412)	(51.751)	71.617	(62.773)
Cia Hidrelétrica Teles Pires	-	23	(605)	(22.588)	(39.469)	-
Companhia Energética Sinop	-	3.659	(61)	-	(2.333)	-
Construtora Integração Ltda	105.200	358	(1.414)	(12.390)	5.844	-
CTEEP	1.102.788	154.225	(142.334)	(80.475)	379.732	(8.860)
Energética Aguas da Pedra S.A.	196.394	6.371	(33.988)	(4.039)	20.608	(21.066)
Enerpeixe S.A.	433.025	8.784	(36.825)	(11.464)	141.349	(45.279)
ESBR Participações S.A.	754.272	6.294	(183.578)	674.872	(1.153.942)	(123.066)
Inambari Geração de Energia	-	23	-	-	(373)	(15)
Integração Transmissora de Energia S.A.	84.827	4.828	(17.109)	(10.048)	46.983	(3)
Interligação Elétrica do Madeira S.A	532.206	12.827	(163.410)	(62.614)	121.617	-
Itaipu	9.773.571	166.378	(2.209.854)	-	2.931.297	-
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	233.844	6.067	(36.352)	1.887	(112.426)	-
Livramento Holding S.A.	29.910	-	(4.276)	(10.966)	(283.386)	-
Madeira Energia S.A	2.343.960	64.533	(797.759)	6.424	(2.208.060)	(375.533)
Manaus Construtora Ltda	25.964	302	(19)	(8.441)	16.442	-
Manaus Transmissora de Energia S.A.	211.311	4.422	(70.893)	(40.212)	61.142	(4.677)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	686.770	1.504	(116.087)	1.135	(3.655)	-
Norte Energia S.A.	-	116.122	(115.154)	110.092	(219.394)	(1.394)
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	36.108	1.644	(9.987)	(2.423)	213	(9.854)
Serra do Facão Energia S.A	159.838	3.888	(37.674)	15.433	(119.463)	(23.876)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	147.533	3.274	(19.247)	(21.088)	93.908	(122)
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	50.271	2.546	(14.210)	(2.635)	28.870	(85)
Transnorte Energia S.A.	210.839	-	(17)	(8.533)	16.546	(33)
Outros	2.672.401	1.130.516	(886.730)	(135.308)	41.993	(60.186)

16.5.1 - Empresas de Distribuição:

a) Distribuição Alagoas - detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 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 apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 269.740 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 147.841), prejuízos acumulados de R\$ 931.295 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 678.710) e passivo a descoberto de R\$ 247.656 (R\$ 11.075 em 31 de dezembro de 2014) e depende do suporte financeiro da Companhia.

b) Distribuição Rondônia - detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 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 apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 1.010.468 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 512.717), prejuízos acumulados de R\$ 1.781.895 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 1.221.058) e passivo a descoberto de R\$ 456.558 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 104.066) e depende do suporte financeiro da Companhia.

c) Distribuição Piauí – detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 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

Notas Explicativas

elétrica. A controlada apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 754.935 (31 de dezembro de 2014 – 118.864), prejuízos acumulados de R\$ 1.966.531 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 1.403.544) e passivo a descoberto de R\$ 701.150 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 141.058) 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 capital circulante líquido negativo de R\$ 2.447.607 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 442.063), prejuízos acumulados de R\$ 8.971.348 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 7.570.404) e passivo a descoberto de R\$ 4.363.598 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 2.962.486). 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).

e) Distribuição Roraima - Detém concessão 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 apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 432.232 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 73.865), prejuízos acumulados de R\$ 1.020.541 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 750.425) e passivo a descoberto de R\$ 337.643 (patrimônio líquido de R\$ 69.726 em 31 de dezembro de 2014) e depende do suporte financeiro da Companhia.

f) Distribuição Acre – detém a concessão para distribuição e comercialização de energia elétrica para 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 capital circulante líquido negativo de R\$ 139.542 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 21.021), prejuízos acumulados de R\$ 605.232 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 420.461) e passivo a descoberto de R\$ 129.683 (R\$ 54.906 em 31 de dezembro de 2014).

g) 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 (vide Nota 43). 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. A Eletrobras detém 51% do capital e a CELGPAR detém 49%. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou a referida controlada como ativo mantido para venda, uma vez que atendeu os critérios contábeis para tal classificação. (Vide Nota 43).

A Celg-D detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 237 municípios, 391 distritos e povoados no Estado de Goiás, com 2.688.902 consumidores,

Notas Explicativas

abrangendo uma área de 336.871 km²*, regulada pelo Contrato de Concessão nº 63, de 25 de agosto de 2000, celebrado entre a ANEEL, CELG D e o então acionista controlador.

A Celg-D teve sua concessão prorrogada conforme assinatura, em 29 de dezembro de 2015, do quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 63/2000 – ANEEL, vide Nota 2.2.

(*) informações não auditadas pelos auditores independentes.

16.5.2 – 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 apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 241.869 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 1.127.268), prejuízos acumulados de R\$ 6.877.187 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 1.759.129) e passivo a descoberto de R\$ 351.588 (patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2014 – R\$ 4.796.475) e depende do suporte financeiro da Companhia.

(b) 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.

(c) 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 atividade de geração de energia contam com 14 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.615 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 115 subestações e 19.669 Km* de linhas de alta tensão.

Em 31 de dezembro de 2015, os trâmites necessários para efetiva retirada da CTEEP na composição acionária da SPE Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. foram concluídos junto ao órgão regulador – ANEEL. Dessa forma a Controlada Chesf passou a deter 100% de participação acionária na Extremoz.

Notas Explicativas

No final de 2015, a Chesf adquiriu o controle sobre a SPE Tamanduá Mirim 2 Energia S.A., pertencente ao Complexo Eólico Pindaí III, mediante a diluição, de forma definitiva, da participação acionária do Sócio Sequoia Capital Ltda. no referido empreendimento. Sendo assim, a Controlada Chesf passou a deter o controle com 83,01% de participação acionária nesse empreendimento.

(d) 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 6 usinas termelétricas, com capacidade de 479,97 MW*, perfazendo uma capacidade instalada de 9.340,02 MW*. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 9.287,13 Km* de linhas de transmissão, 45 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 695,89 Km* de linhas de transmissão, 10 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 9.983,02 Km* de linhas de transmissão e 55 subestações.

(e) 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 com uma potência instalada de 8.327 MW*, e 2 usinas termelétricas com 962 MW* de capacidade, totalizando 9.289 MW*.

(f) 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 capital circulante líquido negativo de R\$ 599.918 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 392.282).

A CGTEE apresentou em 31 de dezembro de 2015 um prejuízo acumulado de R\$ 2.017.708, ante um prejuízo acumulado de R\$ 1.369.341 em 31 de dezembro de 2014. O resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 1.210.628 (R\$ 553.052 em 31 de dezembro de 2014).

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.

(g) Amazonas GT. – tem como atividades principais a geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Amazonas. A investida apresenta capital circulante líquido

Notas Explicativas

negativo de R\$ 517.988, patrimônio líquido de R\$ 192.667 e prejuízo acumulado de R\$ 243.206 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).

(*) informações não auditadas pelos auditores independentes.

16.5.3 - 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 acionista, 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.

d) 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.

e) 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.

f) 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

Notas Explicativas

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 31 de dezembro de 2015 capital circulante líquido de R\$ 350.275 (31 de dezembro de 2014 - capital circulante líquido negativo de R\$ 175.224), o resultado determinou um patrimônio líquido de R\$ 1.844.970 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 728.437) e lucros acumulados de R\$ 392.340 (31 de dezembro de 2014 - prejuízos acumulados de R\$ 392.340).

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.

g) 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 capital circulante líquido em 31 de dezembro de 2015 de R\$ 112.812 (31 de dezembro de 2014 R\$ 116.473).

h) Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.- CEMAT - 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.

i) 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 31 de dezembro de 2015, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 359.526 (31 de dezembro de 2014 - capital circulante líquido de R\$ 175.280).

j) 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

Notas Explicativas

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 31 de dezembro de 2015, 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\$ 543.238 mil. 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\$ 1.509.441, foi reconhecida uma provisão para perda cujo valor atualizado em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 678.551 (R\$ 678.551 em 31 de dezembro de 2014), o que reflete o valor líquido esperado de recebimento de R\$ 830.890 (R\$ 756.227 em 31 de dezembro de 2014).

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. Em 31 de dezembro de 2015, o processo aguarda constituição do tribunal arbitral.

A MESA e o CCSA estão em tratativas no intuito de convergirem em um acordo com relação à forma e prazo de liquidação do pleito.

O Conselho de Administração, na reunião nº 002/452, recomendou à Furnas que tome as providências necessárias nas esferas de governança adequadas, para preservar os créditos da SAESA contra o CCSA, de modo a rever o prejuízo na SPE e, por decorrência, seus reflexos em Furnas, por sua participação na SPE.

Notas Explicativas

k) ESBR Participações S.A. (ESBRP) – A 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 ESBRP. Em 31 de dezembro de 2015, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 513.443 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 212.793), prejuízos acumulados de R\$ 2.112.648 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 1.413.299) e patrimônio líquido de R\$ 7.019.063 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 7.268.412).

l) Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IEMadeira) - A IEMadeira foi 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.

m) Manaus Transmissora de Energia S.A. - A Manaus Transmissora de Energia S.A. é uma 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.

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.

(*) informações não auditadas pelos auditores independentes.

16.5.4 – 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 - CEA.

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.

Notas Explicativas

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 - CERR. 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.

16.5.5 – 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, detendo ações preferenciais. Estes empreendimentos têm como objeto a atuação na área de geração e transmissão de energia elétrica, cujos valores aportados estão classificados no Ativo – Investimentos.

No mesmo sentido, tendo em vista as necessidades de expansão dos investimentos no Setor Elétrico, as empresas controladas pela Companhia participam, também de forma minoritária, com ações ordinárias, em diversas empresas de concessão de serviços de energia elétrica, classificados em Ativo – Investimentos. Os investimentos mais relevantes com participação da Companhia e suas controladas em sociedades de propósito específico são os seguintes:

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	Trasmissão	Chesf	49%	Alusa	51%	Em Operação	Brasil
Manaus Construtora Ltda.	Construção - Transmissão	Chesf	19,5%	Abengoa Holding	50,5%	Em Operação	Brasil
		Eletronorte	30%				
Energia Sustentável do Brasil - ESBR	Geração - UHE Jirau	Chesf	20%	GDF Suez Energy Latin America Ltda.	40%	Em Operação	Brasil
		Eletrosul	20%	Mizha Participações S.A	20%		
Intesa- Integração Transmissora de Energia	Trasmissão	Chesf	12%	FIP	51%	Em Operação	Brasil
		Eletronorte	37%				
Interligação Elétrica do Madeira S.A	Trasmissão	Chesf	24,5%	CTEEP	51%	Em Operação	Brasil
		Furnas	25%				
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A	Trasmissão	Chesf	49%	ATP Engenharia Ltda	51%	Pré-Operacional	Brasil
Norte Energia S.A	Geração - UHE Belo Monte	Chesf	15%	Petros	10%	Pré-Operacional	Brasil
		Eletronorte	19,98%	Outros	39,77%		
		Eletrobras	15%				
Empresa Transmissora do Alto Uruguai - ETAU	Trasmissão	Eletrosul	27,4%	TAESA	52,6%	Em Operação	Brasil
				DME Energetica	10%		
				CGTEE -GT	10%		
Enerpeixe S.A.	Geração - UHE Peixe Angical	Furnas	40%	EDP	60%	Em Operação	Brasil
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	49%	Abengoa Concessões Brasil Holding S.A	51%	Em Operação	Brasil

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A	Transmissão	Eletrosul	51%	CEEE-GT	49%	Em Operação	Brasil
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia	Transmissão	Eletronorte	49%	Bimetal	26,99%	Em Operação	Brasil
				Alubar	10,76%		
				Linear	13,25%		
Amapari Energia S.A	Geração - UTE Serra do Navio	Eletronorte	49%	MPX Energia S.A	51%	Em Operação	Brasil
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	Transmissão	Eletronorte	49,71%	Taesa	38,7%	Em Operação	Brasil
Companhia Transudeste de Transmissão	Transmissão	Furnas	25%	Alusa	41%	Em Operação	Brasil
				Cemig	24%		
				EATE	10%		
Companhia Transirapé de Transmissão	Transmissão	Furnas	24,5%	Alusa	41%	Em Operação	Brasil
				Cemig	24%		
				EATE	10%		
Chapecoense	Geração - UHE Foz do Chapecó	Furnas	40%	CPFL	51%	Em Operação	Uruguai
				CEEE-GT	9%		
Serra do Facão Energia	Geração - UHE Serra do Facão	Furnas	49,47%	Alcoa Alumínio	34,97%	Em Operação	Brasil
				DME Energética	10,08%		
				Camargo Corrêa	5,48%		
Retiro Baixo	Geração - Retiro Baixo	Furnas	49%	Orteng	25,5%	Em Operação	Brasil
				Arcadis Logos	25,5%		
Baguari Energia	Geração - UHE Baguari	Furnas	30,62%	Cemig	69,38%	Em Operação	Brasil
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	Transmissão	Furnas	49%	Cemig	51%	Em Operação	Brasil
Transenergia Renovável S.A.	Transmissão	Furnas	49%	Malucelli	51%	Em Operação	Brasil
Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II	Transmissão	Chesf	49%	Empresa Francesa Votalia	51%	Pré-Operacional	Brasil
Complexo Sento Sé I	Geração - EOL Pedra Branca, EOL São Pedro do Lago, EOL Sete Gameleiras	Chesf	49%	Brennand Energia	51%	Em Operação	Brasil
Iterligação Elétrica Garanhuns S.A	Transmissão	Chesf	49%	CTEEP	51%	Pré-Operacional	Brasil
Chuí Holding	Geração - Parque Eólico	Eletrosul	49%	Rio Bravo	51%	Em Operação	Brasil
Livramento	Geração - Cerro Chato IV, V, VI, Ibirapuitã	Eletrosul	52,5%	Rio Bravo	41%	Em Operação	Brasil
				Elos	6,5%		
Santa Vitória do Palmar	Geração - Verace I ao X	Eletrosul	49%	Rio Bravo	51%	Em Operação	Brasil
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	Transmissão	Eletrosul	80%	Copel	20%	Em Operação	Brasil
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A	Transmissão	Eletrosul	51%	CEEE	49%	Em Operação	Brasil
Marumbi Transmissora de Energia S.A	Transmissão	Eletrosul	20%	Copel	80%	Em Operação	Brasil
Costa Oeste Transmissora de Energia	Transmissão	Eletrosul	49%	Copel - 51%	51%	Em Operação	Brasil
Teles Pires Participações S.A	Geração - UHE Teles Pires	Eletrosul	24,7%	Neoenergia	50,6%	Em Operação	Brasil
		Furnas	24,7%				

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	Trasmissão	Eletronorte	49%	Alupar Mavi	46% 5%	Em Operação	Brasil
Construtora Integração	Trasmissão	Eletronorte	49%	Abengoa	51%	Em Operação	Brasil
Transnorte Energia S.A.	Trasmissão	Eletronorte	49%	Alupar	51%	Pré-Operacional	Brasil
Brasvento Eolo Geradora Energia	Geração - EOL Rei dos Ventos	Eletronorte	24,5%	J.Malucelli	51%	Em Operação	Brasil
		Furnas	24,50%				
Brasventos Miassaba 3 Geradora	Geração - EOL Miassaba 3	Eletronorte	24,5%	J.Malucelli	51%	Pré-Operacional	Brasil
		Furnas	24,5%				
Rei dos Ventos 3 Geradora	Geração - EOL Rei dos Ventos 3	Eletronorte	24,5%	J.Malucelli	51%	Pré-Operacional	Brasil
		Furnas	24,5%				
Luziânia - Niquelândia Transmissora S.A.	Trasmissão	Furnas	49%	State Grid Corporation of China	51%	Pré-Operacional	Brasil
Caldas Novas Transmissão	Trasmissão	Furnas	49,9%	Desenvix Santa Rita CEL	22,5% 12,5% 12,52%		Brasil
Goiás Transmissão S.A	Trasmissão	Furnas	49%	Bogotá	51%	Em Operação	Brasil
Madeira Energia S.A	Geração - UHE Santo Antônio	Furnas	39%	Odebrecht Energia	18,6%	Em Operação	Brasil
				Andrade Gutierrez	12,4%		
				Cemig	10%		
				FIP	20%		
MGE - Transmissão	Trasmissão	Furnas	49%	Desenvix J.Malucelli Energia	20% 31%	Em Operação	Brasil
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	Trasmissão	Furnas	49%	FIP - 51%	51%		Brasil
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Trasmissão	Furnas	24,5%	Copel State Grid	24,5% 51%	Em Operação	Brasil
Central Eólica Famosa I	Geração - Parque Eólico Famosa I	Furnas	49%	PF Participações Ltda	51%	Pré-Operacional	Brasil
Central Eólica Pau Brasil	Geração - Parque Eólico Pau Brasil	Furnas	49%	PF Participações Ltda	51%	Pré-Operacional	Brasil
Central Eólica Rosada	Geração - Parque EOL Rosada	Furnas	49%	PF Participações Ltda	51%	Pré-Operacional	Brasil
Central Eólica de São Paulo	Geração - Parque EOL Rosada	Furnas	49%	PF Participações Ltda	51%	Pré-Operacional	Brasil
Vale do São Bartolomeu	Trasmissão	Furnas	39%	FIP CELG GT	51% 10%	Pré-Operacional	Brasil
Punaú I	Geração - EOL Punaú I	Furnas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Punaú I	0,01%		
Carnaúba I	Geração - EOL Carnaúba I	Furnas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Carnaúba I	0,01%		
Carnaúba II	Geração - EOL Carnaúba II	Furnas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Carnaúba II	0,01%		

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Carnaúba III	Geração - EOL Carnaúba III	Furnas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Carnaúba III	0,01%		
Carnaúba V	Geração - EOL Carnaúba V	Furnas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Carnaúba V	0,01%		
Cervantes I	Geração - EOL Cervantes I	Furnas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Cervantes I	0,01%		
Cervantes II	Geração - EOL Cervantes II	Furnas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Cervantes II	0,01%		
Bom Jesus	Geração - EOL Bom Jesus	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
Cachoeira	Geração - EOL Cachoeira	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
Pitimbu	Geração - EOL Pitimbu	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
São Caetano I	Geração - EOL São Caetano I	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
São Caetano	Geração - EOL São Caetano	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
São Galvão	Geração - EOL São Galvão	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
Companhia Energética Sinop S.A	Geração - UHE Sinop	Eletronorte	24,5%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
		Furnas	25%				
Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Trasmisssão	Eletronorte	24,5%	State Grid Brazil Holding (SGBH)	51%	Pré-Operacional	Brasil
		Furnas	24,5%				
Três Irmãos	Geração - UHE Três Irmãos	Furnas	49,9%	Fundo de Investimento em Participações Constantinopla	50,1%	Pré-Operacional	Brasil
São Manoel	Geração - UHE São Manoel	Furnas	33,3%	CWEI (Brasil) Participações	33,3%	Pré-Operacional	Brasil
				EDP Brasil	33,4%		
Itaguaçu da Bahia	Geração - EOL Itaguaçu da Bahia	Furnas	49%	Salus Fundo de Investimento	49%	Pré-Operacional	Brasil
				Casa dos Ventos Energia Renovável	2%		
Complexo Sento Sé II	Geração - EOL Baraúnas I; Morro Branco I e Mussambê	Chesf	49%	Brennand Energia S.A	50,9%	Em Operação	Brasil
				Brennand Energia Eólica	0,1%		
Complexo Sento Sé III	Geração - EOL Baraúnas II e Banda de Couro	Chesf	49%	Brennand Energia S.A	50,9%	Em Operação	Brasil
				Brennand Energia Eólica	0,1%		

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Complexo Chapada do Piauí I	Geração - EOL Ventos de Santa Joana IX ao XIII; XV e XVI	Chesf	49%	ContourGlobal do Brasil Holding	36%	Em Operação	Brasil
				Salus - Fundo de Investimento em Participações	14,9%		
				Ventos Santa Joana Energias	0,1%		
Complexo Chapada do Piauí II	Geração - EOL Ventos de Santa Joana I, III ao V, VI e Ventos Santo Augusto IV	Chesf	49%	ContourGlobal do Brasil Holding	46%	Em Operação	Brasil
				Salus - Fundo de Investimento em Participações	4,9%		
				Ventos Santa Joana Energias	0,1%		
Complexo Serra das Vacas	Geração - EOL Serra das Vacas I - IV	Chesf	49%	PEC Energia	51%	Em Operação	Brasil
Transenergia São Paulo	Trasmissão	Furnas	49%	J.Malucelli	51%	Em Operação	Brasil
Lago Azul Transmissora	Trasmissão	Furnas	49,9%	Celg Geração e Transmissão	50,1%	Em Operação	Brasil
Mata de Sta. Genebra Transmissora	Trasmissão	Furnas	49,9%	Copel Geração e Transmissão	50,1%	Em Operação	Brasil
Energia Olímpica	Trasmissão	Furnas	49,9%	Light S.A	50,1%	Pré-Operacional	Brasil
Manaus Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	30%	Abengoa Concessões Brasil Holding	50,5%	Em Operação	Brasil
		Chesf	19,5%				
Inambari	UHE Inambari	Furnas	19,6%	OAS	51%	Suspendido	Brasil/ Peru
		Eletrobras	29,4%				
Companhia Transleste de Transmissão	Trasmissão	Furnas	25%	Alusa	41%	Em Operação	Brasil
				Cemig	24%		
				EATE	10%		

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

Notas Explicativas**16.6 – Ações em garantia**

Tendo em vista que a Companhia possui diversas ações no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (Vide Nota 31), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 8,60% (7,25% em 31 de dezembro 2014) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo:

CONTROLADORA			
31/12/2015			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	924.185	99,55%	920.026
EMAE	296.828	100,00%	296.828
CESP	87.023	98,32%	85.561
AES TIETE	437.532	100,00%	437.532
COELCE	196.429	51,36%	100.886
CGEEP	17.662	100,00%	17.662
ENERGISA MT	385.318	89,06%	343.164
CELPA	42.379	100,00%	42.379
CELPE	28.859	100,00%	28.859
CEEE - GT	448.274	100,00%	448.274
CELESC	41.513	96,26%	39.960
ENERGISA	124.104	90,29%	112.054
CEMAR	653.419	97,62%	637.868
SUBTOTAL	3.683.525	8,60%	3.511.053

NOTA 17 – 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 garantias 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					
31/12/2015					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment (a)	Valor líquido
Em serviço					
Geração	46.003.180	(21.740.065)	(633.602)	(8.684.088)	14.945.425
Administração	2.444.828	(1.445.137)	(25.518)	-	974.173
Distribuição	1.398.468	(441.647)	-	-	956.821
	49.846.476	(23.626.849)	(659.120)	(8.684.088)	16.876.419
Em curso					
Geração	11.870.318	-	-	-	11.870.318
Administração	799.908	-	-	-	799.908
	12.670.226	-	-	-	12.670.226
	62.516.702	(23.626.849)	(659.120)	(8.684.088)	29.546.645
CONSOLIDADO					
31/12/2014					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment (a)	Valor líquido
Em serviço					
Geração	43.466.067	(19.292.806)	(455.808)	(3.087.676)	20.629.777
Administração	2.396.287	(1.302.019)	(26.927)	-	1.067.341
Distribuição	1.398.468	(383.950)	-	-	1.014.518
	47.260.822	(20.978.775)	(482.735)	(3.087.676)	22.711.636
Em curso					
Geração	7.742.886	-	-	-	7.742.886
Administração	713.710	-	-	-	713.710
	8.456.596	-	-	-	8.456.596
	55.717.418	(20.978.775)	(482.735)	(3.087.676)	31.168.232

Notas Explicativas



Movimentação do Imobilizado

	CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2014	Adições	Transferência	Baixas	Reclassificação do Ativo Financeiro (Desverticalização)	Reclassificação do Intangível (Desverticalização)	Saldo em 31/12/2015
Geração / Comercialização							
Em serviço	43.466.067	886	776.531	(304.835)	1.349.221	715.310	46.003.180
Depreciação acumulada	(19.292.806)	(1.226.683)	(10.486)	57.138	(914.576)	(352.652)	(21.740.065)
Em curso	7.742.886	3.908.372	(804.186)	(54.567)	1.022.207	55.606	11.870.318
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment) (a)	(3.087.676)	(5.729.304)	-	167.261	-	(34.369)	(8.684.088)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(455.808)	-	(86.113)	4.084	(87.157)	(8.608)	(633.602)
	28.372.663	(3.046.729)	(124.254)	(130.919)	1.369.695	375.287	26.815.743
Distribuição							
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(383.950)	(57.697)	-	-	-	-	(441.647)
	1.014.518	(57.697)	-	-	-	-	956.821
Administração							
Em serviço	2.396.288	24.358	34.701	(10.519)	-	-	2.444.828
Depreciação acumulada	(1.302.020)	(132.790)	(22.854)	12.527	-	-	(1.445.137)
Em curso	713.710	206.275	(84.236)	(35.841)	-	-	799.908
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(26.927)	-	-	1.409	-	-	(25.518)
	1.781.051	97.843	(72.389)	(32.424)	-	-	1.774.081
TOTAL	31.168.232	(3.006.583)	(196.643)	(163.343)	1.369.695	375.287	29.546.645

	CONSOLIDADO					
	Saldo em 31/12/2013 Reapresentado	Adições	Transferência	Baixas	Aquisição de Controlada	Saldo em 31/12/2014
Geração / Comercialização						
Em serviço	41.832.824	2.694	1.549.753	80.796	-	43.466.067
Depreciação acumulada	(18.140.950)	(1.190.061)	(5.887)	44.092	-	(19.292.806)
Em curso	7.059.539	2.594.000	(1.798.121)	(112.532)	-	7.742.886
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(2.699.425)	(731.552)	22.273	321.028	-	(3.087.676)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(460.289)	-	-	4.481	-	(455.808)
	27.591.699	675.081	(231.982)	337.865	-	28.372.663
Distribuição						
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(326.310)	(57.640)	-	-	-	(383.950)
	1.072.158	(57.640)	-	-	-	1.014.518
Administração						
Em serviço	2.112.331	111.902	87.572	(31.768)	116.251	2.396.288
Depreciação acumulada	(1.179.851)	(148.973)	(20.889)	47.693	-	(1.302.020)
Em curso	679.380	93.262	(78.532)	(12.601)	32.201	713.710
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(28.212)	-	-	2.927	(1.642)	(26.927)
	1.583.648	56.191	(11.849)	6.251	146.810	1.781.051
TOTAL	30.247.505	673.632	(243.831)	344.116	146.810	31.168.232

(a) Vide Nota 20 – Valor Recuperável dos ativos de longo prazo e Nota 42 – Provisões (reversões) operacionais

Notas Explicativas



Taxa média de depreciação e depreciação acumulada:

Geração	CONSOLIDADO			
	31/12/2015		31/12/2014	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,30%	15.191.209	2,46%	13.156.910
Nuclear	3,33%	4.048.041	3,33%	3.701.375
Térmica	3,80%	2.418.294	2,43%	2.350.124
Eólica	6,88%	81.935	4,00%	62.051
Comercialização	3,16%	586	3,15%	22.346
		<u>21.740.065</u>		<u>19.292.806</u>
Distribuição	3,00%	441.647	3,33%	383.950
		<u>441.647</u>		<u>383.950</u>
Administração	6,73%	1.445.137	7,28%	1.302.020
		<u>1.445.137</u>		<u>1.302.020</u>
Total		<u>23.626.849</u>		<u>20.850.430</u>

Notas Explicativas

**NOTA 18 – ATIVO FINANCEIRO – CONCESSÕES E ITAIPU**

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida	10.807.585	8.769.660
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (*)	8.365.177	8.253.130
	19.172.762	17.022.790
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	4.119.004	7.495.755
Valores a receber Parcela A e outros itens financeiros	86.102	740.257
	4.205.106	8.236.012
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	2.554.211	1.811.630
	2.554.211	1.811.630
	25.932.079	27.070.432
Ativo Financeiro Itaipu	3.449.566	5.336.351
	3.449.566	5.336.351
Total do ativo financeiro	29.381.645	32.406.783
Ativo Financeiro – Circulante	965.212	3.437.521
Ativo Financeiro – Não Circulante	28.416.433	28.969.262
Total do ativo financeiro	29.381.645	32.406.783

(*) Os montantes relacionados aos ativos das concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013 ainda não homologados pelo Poder Concedente estão apresentados na nota 2.1.

Notas Explicativas**18.1 – Ativo Financeiro de Itaipu**

	CONTROLADORA	
	31/12/2015	31/12/2014
Contas a Receber	4.797.458	1.997.498
Direito de Ressarcimento	1.513.373	1.184.475
Fornecedores de Energia - Itaipu	(2.368.925)	(2.648.864)
Obrigações de ressarcimento	(3.570.899)	1.854.513
Total ativo circulante	371.007	2.387.622
Contas a Receber	1.043.873	1.007.361
Direito de Ressarcimento	5.975.584	5.468.642
Obrigações de ressarcimento	(3.940.898)	(3.527.274)
Total ativo não circulante	3.078.559	2.948.729
Total ativo	3.449.566	5.336.351

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

18.1.1 - 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 2015, encontra-se incluído o montante equivalente a US\$ 386.085, o qual será recebido pela Companhia através de cobranças as distribuidoras, homologado pela portaria MME/MF 598/2014.

Notas Explicativas

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentado no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 5.975.584 em 31 de dezembro de 2015, equivalentes a US\$ 1.530.318 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 5.468.642, equivalentes a US\$ 2.058.822), dos quais R\$ 3.940.898 equivalente a US\$ 1.009.244, serão 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 exercício de 2015 o equivalente a 131.218 GWh* (132.506 GWh* em 2014), sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22,60/kW* e a tarifa de repasse (venda), US\$ 38.07/kW* (US\$ 22.60/kW* - suprimento; US\$ 26.05/kM* - tarifa de repasse em 2014).

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 exercício de 2015, a atividade foi superavitária em R\$ 5.048.840 (R\$ 3.242.451 deficitária em 31 de dezembro de 2014), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

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

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 25.845.977 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 27.070.432) refere-se ao ativo financeiro a realizar, detido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado

Notas Explicativas

pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

18.3 - 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.

18.3.1 - 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 2015, e os montantes registrados no não circulante representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário em 2016.

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Parcela "A"		
CVA		
CCC	1.219	1.161
CDE	208.466	16.934
Rede Básica	7.537	29.969
Custo de Aquisição de Energia Elétrica	169.591	542.755
Transporte Itaipu	-	157
Repasse Itaipu	-	546
PROINFA	(2.907)	35.683
ESS e EER	(55.683)	(152.751)
Neutralidade dos Encargos Setoriais	(658)	(17.288)
Sobrecontratação	(169.615)	156.916
Outros Componentes Financeiros	(71.848)	126.175
Total dos valores de parcela A e outros itens financeiros	86.102	740.257
Ativo circulante	578.654	606.984
Ativo não circulante	38.252	235.809
Passivo circulante	(514.424)	(96.863)
Passivo não circulante	(16.380)	(5.673)
Total	86.102	740.257

18.3.2- Outros itens financeiros

- Ajuste financeiro CUSD - em cumprimento ao disposto no artigo 7º da Portaria Interministerial nº 25/2002;
- Neutralidade dos Encargos Setoriais - refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo anterior;
- Exposição a Diferenças de Preços entre Submercados - refere-se a rateio dos riscos financeiros decorrente de diferenças de preços entre submercados, conforme artigo 28 do Decreto nº 5.163/2004.
- Repasse de Sobrecontratação de Energia/Exposição ao Mercado de Curto Prazo - conforme a REN nº 255/2007, com redação alterada pelas REN nº 305/2008 e nº 609/2014, e de acordo com os critérios definidos no Despacho nº 4.225/2013;
- Diferencial Eletronuclear - corresponde à diferença entre a tarifa praticada e a de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009.
- Outros - corresponde à soma de demais valores reconhecidos pela ANEEL como Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR), repasse de compensação DIC/FIC e outras.

18.4 – Reajuste Tarifário

Os contratos de concessão firmados entre as distribuidoras de energia elétrica e a União, por intermédio da ANEEL, estabelecem que anualmente deve ocorrer uma atualização do valor da energia paga pelo consumidor. Essa atualização, em função da metodologia estabelecida pela ANEEL, pode ser positiva ou negativa e ocorre anualmente, na data de aniversário da distribuidora.

Notas Explicativas

Segundo o contrato de concessão, a receita da concessionária é dividida em duas parcelas: A e B. Na parcela A, responsável por cerca de 70% do valor da tarifa, são relacionados os custos considerados não gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, custos que independem de controle direto da Empresa, tais como a energia comprada para revenda aos consumidores e os encargos e tributos legalmente fixados.

Na parcela B, que representa cerca de 30% do valor da tarifa, são computados os custos chamados de gerenciáveis. São aqueles que a concessionária tem controle direto e plena capacidade de administrá-los, tais como custos de pessoal, custos de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, custos de depreciação e a remuneração dos investimentos realizados pela Empresa para o atendimento do serviço.

Nos reajustes tarifários anuais realizados em 2015, o valor da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE sofreu uma significativa majoração em relação ao reajuste tarifário de 2014, devido, principalmente, a inclusão da quota estabelecida para a Concessionária referente à Conta ACR, não incluída no cálculo da Revisão Tarifária Extraordinária que ocorreu em fevereiro de 2015.

Destaca-se que essa quota se destina ao início da quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.221, de 2014, e à Resolução Normativa – REN nº 612, de 2014.

18.5 – 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.

A Resolução Homologatória nº 1.826 de 25 de novembro de 2014, publicada pela ANEEL e que precifica as tarifas da Companhia já estabeleceu a precificação na estrutura tarifária. A aplicação dessas bandeiras tornou-se obrigatória a partir de janeiro de 2015.

As bandeiras serão 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.

As bandeiras foram adotadas considerando os seguintes critérios: A bandeira verde será acionada toda vez que a energia custar abaixo de R\$ 200/MWh*, que significa

Notas Explicativas



condições favoráveis de geração de energia e não haverá acréscimo na tarifa. A bandeira amarela toda vez que o custo de operação do sistema ficar entre R\$ 200/MWh* e R\$ 350/MWh*: condições de geração menos favoráveis, e haverá acréscimo na tarifa de R\$ 2,50 para cada 100kW/h* consumidores. Já a bandeira vermelha será acionada quando o custo de operação for superior a R\$ 350/MWh*: condições mais custosas de geração com a tarifa acrescida em R\$ 4,50 para cada 100kW/h* consumidos.

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 acondicionado na tarifa, todavia sem visibilidade pelo consumidor, e que seria por ele suportado igualmente no momento do reposicionamento tarifário anual.

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

NOTA 19 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO					SALDO EM 31/12/2015
	SALDO EM 31/12/2014	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	RECLASSIFICAÇÃO PARA IMOBILIZADO (DESVERTICALIZAÇÃO)	
Vinculados à Concessão - Geração	500.285	37.336	(8.826)	(7.335)	(375.287)	146.173
Em serviço	424.526	(5.897)	(8.826)	7.022	(326.105)	90.720
Ativo Intangível	902.720	9.507	(15.506)	7.022	(715.310)	188.433
Amortização acumulada	(434.599)	(15.340)	-	-	352.652	(97.287)
Obrigações especiais	(15.033)	-	6.744	-	7.991	(298)
Impairment	(28.562)	(64)	(64)	-	28.562	(128)
Em curso	75.759	43.233	-	(14.357)	(49.182)	55.453
Ativo Intangível	96.261	43.304	-	(14.357)	(55.606)	69.602
Obrigações especiais	(14.695)	(71)	-	-	5.807	(8.959)
Impairment	(5.807)	-	-	-	617	(5.190)
Vinculados à Concessão - Distribuição	357.791	(93.029)	(7.459)	(8.785)	-	248.518
Em serviço	210.979	(122.113)	(8.683)	56.299	-	136.482
Ativo Intangível	1.764.919	150.278	(144.414)	88.865	-	1.859.648
Amortização acumulada	(1.469.338)	(246.100)	54.792	-	-	(1.660.646)
Obrigações especiais	(83.592)	(26.291)	80.939	(33.576)	-	(62.520)
Impairment	(1.010)	-	-	1.010	-	-
Em curso	146.812	29.084	1.224	(65.084)	-	112.036
Ativo Intangível	165.156	32.425	452	(66.324)	-	131.709
Obrigações especiais	(19.354)	(3.341)	772	2.250	-	(19.673)
Impairment	1.010	-	-	(1.010)	-	-
Vinculados à Concessão - Transmissão	4.558	83.735	-	99	-	88.392
Em serviço	3.233	83.734	-	124	-	87.091
Ativo Intangível	3.565	87.462	-	124	-	91.151
Amortização acumulada	(332)	(3.728)	-	-	-	(4.060)
Em curso	1.325	1	-	(25)	-	1.301
Ativo Intangível	1.325	1	-	(25)	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	502.737	5.036	(16.692)	(39.013)	-	452.068
Administração						
Em serviço	765.557	1.605	(2.698)	66.851	-	831.315
Amortização acumulada	(420.336)	(56.295)	146	(1.999)	-	(478.484)
Impairment	(42.595)	-	1.852	-	-	(40.743)
Em curso	141.483	59.726	(6.278)	(34.781)	-	160.150
Outros	58.628	-	(9.714)	(69.084)	-	(20.170)
Total	1.365.371	33.078	(32.977)	(55.034)	(375.287)	935.151

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO					
	SALDO EM 31/12/2013	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	AQUISIÇÃO DE CONTROLADA*	SALDO EM 31/12/2014
Vinculados à Concessão - Geração	172.777	(52.569)	14.884	365.193	-	500.285
Em serviço	69.386	(72.144)	16.652	410.632	-	424.526
Ativo Intangível	503.573	-	(5.193)	404.340	-	902.720
Amortização acumulada	(405.854)	(72.144)	-	43.399	-	(434.599)
Obrigações especiais	(28.333)	-	-	13.300	-	(15.033)
Impairment	-	-	21.845	(50.407)	-	(28.562)
Em curso	103.391	19.575	(1.768)	(45.439)	-	75.759
Ativo Intangível	118.086	19.575	(1.768)	(39.632)	-	96.261
Obrigações especiais	(14.695)	-	-	-	-	(14.695)
Impairment	-	-	-	(5.807)	-	(5.807)
Vinculados à Concessão - Distribuição	220.077	(213.998)	65.730	182.822	103.160	357.791
Em serviço	90.884	(237.636)	(8.594)	274.666	91.659	210.979
Ativo Intangível	1.478.117	1.729	(54.245)	214.153	125.165	1.764.919
Amortização acumulada	(1.061.958)	(252.262)	7.260	(162.378)	-	(1.469.338)
Obrigações especiais	(280.405)	-	22.922	207.397	(33.506)	(83.592)
Impairment	(44.870)	12.897	15.469	15.494	-	(1.010)
Em curso	129.193	23.638	74.324	(91.844)	11.501	146.812
Ativo Intangível	154.296	20.218	1.790	(22.649)	11.501	165.156
Obrigações especiais	(22.693)	-	(156)	3.495	-	(19.354)
Impairment	(2.410)	3.420	72.690	(72.690)	-	1.010
Vinculados à Concessão - Transmissão	7.359	(3.825)	-	1.024	-	4.558
Em serviço	2.252	(32)	-	1.013	-	3.233
Ativo Intangível	2.552	-	-	1.013	-	3.565
Amortização acumulada	(300)	(32)	-	-	-	(332)
Em curso	5.107	(3.793)	-	11	-	1.325
Ativo Intangível	5.107	(3.793)	-	11	-	1.325
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	388.369	116.461	(1.871)	(222)	-	502.737
Administração						
Em serviço	637.973	149	-	127.435	-	765.557
Amortização acumulada	(342.318)	(58.970)	(2.005)	(17.043)	-	(420.336)
Impairment	-	2.733	-	(45.328)	-	(42.595)
Em curso	126.550	75.375	153	(60.595)	-	141.483
Outros	(33.836)	97.174	(19)	(4.691)	-	58.628
Total	788.582	(153.931)	78.743	548.817	103.160	1.365.371

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, a ANEEL esclareceu que mesmo com o término dos prazos contratuais, "As Concessões permanecerão válidas pelo prazo necessário à realização dos levantamentos e avaliações indispensáveis à organização das licitações que precederão a outorga das concessões que as substituirão, prazo esse que não será inferior a vinte quatro meses". Diante dessa definição, em 2015 as empresas de distribuição do Grupo Eletrobras procederam a reclassificação do ativo financeiro para o ativo intangível na proporção correspondente ao período de vinte e quatro meses.

NOTA 20 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A Companhia estimou 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.

As premissas utilizadas consideram a melhor estimativa da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos das unidades geradoras de caixa. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão. Quando identificada a necessidade de

Notas Explicativas

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.

Foram consideradas as seguintes premissas:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxa de desconto (após os impostos) específica para cada segmento: 7,50% para geração, 7,00% para transmissão e 7,01% para distribuição (6,69% para geração, 6,57% para transmissão e 6,14% distribuição em 2014) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2015, a controlada Eletronuclear reconheceu uma provisão para redução ao valor recuperável ("impairment") no montante de R\$ 4.973.111, referente ao empreendimento Usina Angra 3, provocando uma redução do Ativo Imobilizado (vide Nota 17) correspondente, tendo como contrapartida a conta de provisões operacionais. Em 31 de dezembro de 2015, o valor acumulado do "impairment" da Usina Angra 3 no ativo imobilizado é de R\$ 6.063.454 (R\$ 1.090.343 em dezembro de 2014).

A Companhia define o empreendimento Angra 3 como uma unidade geradora de caixa para fins de "impairment" e utiliza o valor em uso para determinar o valor recuperável.

Em função das notificações recebidas e de negociações em andamento com fornecedores do empreendimento, houve alteração cronológica na expectativa de conclusão, decorrente da suspensão temporária de contratos por 90 dias extensivos até 120 dias. Com essa reprogramação, a nova data de entrada em operação passou para dezembro de 2020, com sincronização prevista para 31 de dezembro de 2018. Estes fatos também provocaram novas avaliações de riscos imputáveis ao contexto de execução do empreendimento. A Companhia avaliou que tais eventos constituíram, na data base de 30 de setembro de 2015, evidências suficientemente relevantes para que se realizasse o teste de "impairment" no período.

A metodologia aplicada no teste de "impairment" do empreendimento considera como ativo recuperável os custos já realizados até a data destas Demonstrações Financeiras, comparando com um fluxo de caixa descontado estendido até o término da vida útil econômica da Usina que corresponde a 40 anos, partindo da nova data de entrada em operação, 1º de maio de 2019, considerando como vida útil econômica o prazo de licença de operação compatível com a Usina Angra como de projeto semelhante.

A taxa de desconto foi calculada pela metodologia WACC (Weighted Average Cost of Capital ou Custo Médio Ponderado de Capital), considerando os parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado.

Notas Explicativas

Em função da realização do teste de "impairment" no período, houve a elevação na taxa de desconto, em 0,96%, passando de 4,51% (31 de dezembro de 2014) para 5,47% (30 de setembro de 2015). Essa taxa foi mantida para o teste de "impairment" novamente feito em 31 de dezembro de 2015. Os principais fatores que corroboraram para este aumento foram:

1. Atualização do beta: para o cálculo do beta, foi considerada a ponderação dos betas das empresas comparáveis utilizadas na Nota Técnica ANEEL 381/2012, atualizada para a data de 31 de dezembro de 2015 e realavancado pela estrutura de capital do projeto. A adoção deste cálculo para o beta consiste no fato de que nenhuma empresa de geração de energia elétrica com capital aberto no Brasil possui ativos de geração de energia nuclear, ao contrário da amostra de empresas utilizada no cálculo do beta pela ANEEL, que considera empresas americanas com o mínimo de duas plantas nucleares de geração de energia.
2. Consideração de um risco adicional (alfa) relacionado à execução do projeto.

Outra premissa significativa utilizada no cálculo do "impairment" do empreendimento Angra 3 é a sinergia entre as usinas. As Usinas Angra 2 e Angra 3 são oriundas de projetos similares e por isso tem sido utilizado o parâmetro de custos de Angra 2 em Angra 3. Ocorre que existirá um ganho de custo/produtividade na entrada de Angra 3 por não haver necessidade de duplicar todas as atividades geradoras de custo, pois áreas comuns estarão atendendo as duas usinas.

A sinergia apurada para o projeto, considerando estudos internos baseados na utilização da mão de obra da controlada Eletronuclear, apontou para um patamar de cerca de 24,5% para estimativa do custo operacional PMSO da Usina Angra 3 no teste de "impairment" do empreendimento.

O orçamento total do projeto foi atualizado para a base dezembro de 2015, de modo a refletir o impacto das fortes oscilações nos índices inflacionários e cambiais, além da reprogramação de atividades devido o novo cronograma da obra.

Importante frisar que em 14 de janeiro de 2016 foi sancionada a Lei nº 13.255 onde foi estimada a receita e fixadas as despesas da União para o exercício financeiro de 2016, nela incluindo, o Orçamento de Investimento das empresas em que a União, direta ou indiretamente, detém a maioria do capital social com direito a voto, incluindo-se na mesma, a aprovação de dotação e execução orçamentária para a ação de Investimento no projeto de "Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3", pertencente a Eletronuclear, a qual compreende-se que após avaliação da Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização do Congresso Nacional, bem como pelo plenário do Congresso Nacional, a obra de "Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3" está apta a manter sua execução física, orçamentária e financeira.

Está em andamento no Tribunal de Contas da União processo de auditoria de conformidade no contrato de montagem eletromecânica da usina de Angra 3, em fevereiro de 2016, a Eletronuclear, foi oficiada pela solicitação de informações econômicas-financeiras acerca de empreendimento. De acordo com o referido ofício, o processo será encaminhado ao congresso nacional para exame e avaliação quanto ao

Notas Explicativas



prosseguimento ou paralisação da execução física execução física, orçamentária e financeira da obra. A Eletronuclear respondeu ao ofício e está aguardando a análise do TCU.

Apesar das alterações cronológicas do projeto, a Companhia vem assegurando a preservação e integridade dos serviços já executados, além disso, adotará providências para a implementação de ações a um nível de desempenho com o intuito de tentar recuperar os possíveis impactos no cronograma da obra da Usina Angra 3 (dezembro de 2020). A companhia acredita, também, que o valor residual líquido, apurado após os testes de recuperabilidade (impairment), poderá ser recuperado ao longo da operação comercial desse empreendimento Angra 3.

A Companhia continua monitorando as estimativas e os riscos associados na determinação do valor recuperável desse empreendimento e, na medida em que novas negociações, novos estudos ou novas informações se concretizem e requeiram modificações no plano de negócios do empreendimento, as mesmas serão atualizadas para refletir tais alterações.

A análise determinou a necessidade de constituição/ (reversão) de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2015:

Transmissão

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2014	Adições	Reversões	31/12/2015
CC 061-2001	-	174.389	-	174.389
Estação Retificadora / Inversora	43.909	-	(43.909)	-
CC 005-2012 Jardim NSra Socorro	46.788	43.042	-	89.830
CC 018-2012 Mossoró Ceará Mirim	61.681	38.816	-	100.497
CC 019-2012 Igaporã Pindaí	59.678	-	(38.172)	21.506
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	73.317	-	(37.743)	35.574
Linha Verde Transmissora de Energia S/A	100.494	-	(35.788)	64.706
SE Coletora Porto Velho	-	34.123	-	34.123
CC 010-2011 Paraíso Lagoa Nova	12.246	32.554	-	44.800
CC 020-2010 Igaporã B/Lapa	37.669	31.599	-	69.268
CC 018-2009 Eunáp T/Freitas C2	7.784	22.448	-	30.232
CC 015-2012 Camaçari IV Pirajá	-	18.060	-	18.060
CC 006-2009 Suape II e III	105.933	-	(17.832)	88.101
CC 017-2012 Mirueira Jaboaão	20.290	10.894	-	31.184
CC 014-2008 Eunápolis T/Freitas	53.962	10.811	-	64.773
CC 017-2009 Natal III Sta Rita	48.837	10.680	-	59.517
LT Campos Novos - Nova Santa Rita	22.089	8.733	-	30.822
SE Miranda II	-	7.079	-	7.079
Outros	275.043	66.978	-	342.021
Total	969.720	510.206	(173.444)	1.306.482

Notas Explicativas**Geração**

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2014	Adições	Reversões	31/12/2015
UTN Angra 3	1.090.343	4.973.111	-	6.063.454
Candiota II Fase B	35.412	84.527	-	119.939
Eólica Coxilha Seca	-	81.142	-	81.142
UHE Samuel	340.888	76.744	-	417.632
Eólica Hermenegildo III	-	75.598	-	75.598
Eólica Hermenegildo II	-	65.815	-	65.815
UHE Simplício	442.920	-	(60.056)	382.864
Eólica Hermenegildo I	-	56.301	-	56.301
UTE Mauá III	-	102.191	-	102.191
UTE Aparecida	-	50.508	-	50.508
UTE Camaçari	365.709	-	(21.944)	343.765
UTE Batalha	553.622	5.723	-	559.345
UHE Passo São João	151.311	-	(33.179)	118.132
Casa Nova	111.515	51.981	-	163.496
Outros	230.853	-	(26.742)	204.111
Total	3.322.573	5.623.641	(141.921)	8.804.293

Distribuição

Concessão	31/12/2014	Adições	Reversões	31/12/2015
Amazonas D	119.041	-	(119.041)	-
Cepisa	232.442	98.383	(40.578)	290.247
Eletroacre	60.026	54.924	(24.142)	90.808
Ceron	84.503	23.914	(48.532)	59.885
Boa Vista	-	77.400	-	77.400
Total	496.012	254.621	(232.293)	518.340

Notas Explicativas



O saldo de *impairment* no balanço patrimonial, por segmento operacional, está demonstrado a seguir:

	31/12/2015			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	8.787.001	-	-	8.787.001
Intangível	17.292	-	-	17.292
Ativo Financeiro	-	1.306.482	518.340	1.824.822
Total	8.804.293	1.306.482	518.340	10.629.115

	31/12/2014			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	3.297.746	-	-	3.297.746
Intangível	24.827	-	-	24.827
Ativo Financeiro	-	969.720	496.012	1.465.732
Total	3.322.573	969.720	496.012	4.788.305

NOTA 21 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	58.252	37.229	8.369.303	5.027.213
Energia Comprada para Revenda	357.874	511.360	1.514.499	1.958.150
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	244.705	503.771
	416.126	548.589	10.128.507	7.489.134
NÃO CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	134.436	128.541
Energia Comprada para Revenda	-	-	9.314.985	9.918.826
	-	-	9.449.421	10.047.367
	416.126	548.589	19.577.928	17.536.501

O saldo de fornecedores refere-se, principalmente, a três Instrumentos Particulares de Confissão de Dívida e respectivos parcelamentos firmados com a Petrobras Distribuidora S/A. pela controlada Amazonas Energia, relativo ao fornecimento de produtos derivados de petróleo, assinados em 31/12/2014, nos respectivos montantes i) R\$ 3.257.366; ii) R\$ 2.925.921 e iii) R\$ 1.018.441. Os instrumentos serão amortizados 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 ocorreu em 20/02/2015 e a última parcela será em 30/01/2025.

Notas Explicativas

**NOTA 22 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS		-	54.832	52.813
Adiantamentos de clientes - PROINFA	593.404	448.759	593.404	448.759
	593.404	448.759	648.236	501.572
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	659.082	718.451
	-	-	659.082	718.451
TOTAL	593.404	448.759	1.307.318	1.220.023

22.1 – 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	Data do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007 de 353,08 a 492
BHP	01/07/2004	31/12/2024	

A posição e movimentação desse passivo são demonstradas a seguir:

ANO	Valores Liberados	Amortizações Efetuadas	Ganhos	Saldos	Circulante	Não Circulante
31/12/2015	1.200.000	(462.305)	(23.781)	713.914	54.832	659.082
31/12/2014	1.200.000	(408.237)	(20.499)	771.264	52.813	718.451

22.2 - 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

Notas Explicativas

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.

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

NOTA 23 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS**23.1 - 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

Notas Explicativas



31 de dezembro de 2015, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 6.439.374 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 7.421.796), incluídos na rubrica Financiamentos e empréstimos, do passivo.

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

23.2 - Composição dos empréstimos e financiamentos:

31/12/2015								
	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%	1.943	72.653	108.979	4,40%	2.197	102.130	551.140
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,73%	6.462	562.372	994.374	2,73%	6.462	562.372	994.374
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KFW	2,73%	19	-	251.800	2,73%	19	-	251.801
Eximbank	2,00%	839	71.186	106.769	2,00%	839	71.187	106.769
BNP Paribas	1,57%	396	136.192	685.780	1,57%	396	136.192	685.780
Outras		4.243	126.161	742.451		4.243	126.161	757.302
		13.902	968.564	2.890.153		14.156	998.042	3.347.166
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	114.839	-	3.904.800	6,87%	114.839	-	3.904.800
Vencimento 27/10/2021	5,75%	70.944	-	6.833.400	5,75%	70.944	-	6.833.400
		185.783	-	10.738.200		185.783	-	10.738.200
		199.685	968.564	13.628.353		199.939	998.042	14.085.366
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão		-	-	6.439.374		-	-	6.439.373
Banco do Brasil		9.925	140.935	3.859.065		76.226	402.598	5.861.368
Caixa Econômica Federal		6.203	88.085	2.411.915		97.404	196.538	6.759.638
BNDES		534.348	625.000	1.125.000		564.986	1.230.372	7.332.179
Notas Promissórias		-	-	-		9.135	200.000	-
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		9.227	258.435	1.695.888
		550.476	854.020	13.835.354		738.524	2.287.943	28.088.446
		750.161	1.822.584	27.463.707		938.463	3.285.985	42.173.812

31/12/2014								
	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%	1.850	49.421	123.554	4,40%	2.011	59.447	444.382
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,25%	7.802	764.924	1.058.960	2,25%	7.802	764.924	1.058.960
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KFW	2,73%	15	-	191.172	2,73%	15	-	191.173
Eximbank	2,00%	805	48.797	121.985	2,00%	805	48.797	121.985
BNP Paribas	1,17%	196	91.988	590.238	1,17%	196	91.988	590.238
Outras		1.397	3.232	198.257		1.709	18.693	222.912
		12.065	958.362	2.284.166		12.538	983.849	2.629.650
Bônus								
Vencimento 30/11/2015	7,75%	6.077	796.860	-	7,75%	6.077	796.860	-
Vencimento 30/07/2019	6,88%	89.281	-	2.656.200	6,87%	89.281	-	2.656.200
Vencimento 27/10/2021	5,75%	55.153	-	4.648.350	5,75%	55.153	-	4.648.350
		150.511	796.860	7.304.550		150.511	796.860	7.304.550
		162.576	1.755.222	9.588.716		163.049	1.780.709	9.934.200
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão		-	-	7.421.796		-	-	7.421.796
Banco do Brasil		11.407	-	2.769.231		68.748	208.513	5.031.220
Caixa Econômica Federal		-	-	1.730.769		61.696	1.087.851	3.930.663
BNDES		330.309	500.000	1.750.000		351.669	846.501	6.419.772
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		42.933	319.862	1.869.943
		341.716	500.000	13.671.796		525.046	2.462.727	24.673.394
		504.292	2.255.222	23.260.512		688.095	4.243.436	34.607.594

A Controlada Eletrosul, em 08 de setembro de 2015, realizou a emissão de notas promissórias comerciais, em série única, composta por 200 (duzentas) notas promissórias comerciais, no valor nominal unitário de R\$ 1.000, perfazendo o valor total de R\$ 200.000, com vencimento em 180 dias da emissão, remuneradas a 111,5% CDI. Em 4 de agosto de 2015, foi contratado junto a Caixa Econômica Federal o

Notas Explicativas



montante de R\$ 200.000 mil a título de empréstimos destinados a implantação dos empreendimentos eólicos parques Coxilha Seca, Galpões e Capão do Inglês.

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 27 de julho de 2015, foi efetuado o primeiro pedido de desembolso à CEF, no valor de R\$ 1.983.570.

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 primeira e a segunda parcela do desembolso terão carência de pagamento dos valores de principal até 24 de agosto de 2016 e 25 de novembro de 2016, respectivamente. A terceira parcela de desembolso, 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, tem carência de pagamento dos valores de principal até 25 de fevereiro de 2016.

As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras, estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2015 é de 9,40% a.a. (5,20% a.a. em 2014), e possuem o seguinte perfil:

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	31/12/2015		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2014	
	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	11.108.635	37%	8.251.920	32%	11.121.630	24%	8.260.761	21%
USD com LIBOR	3.257.353	11%	2.891.820	11%	3.729.245	8%	3.222.835	8%
EURO	251.820	1%	191.187	1%	251.820	1%	221.513	1%
IENE	178.794	1%	171.586	1%	178.794	0%	171.586	-
Outros	-	-	-	-	1.858	-	1.262	-
Subtotal	14.796.602	49%	11.506.514	44%	15.283.347	33%	11.877.958	30%
Moeda nacional								
CDI	6.516.128	22%	4.511.407	17%	11.410.983	25%	9.598.423	24%
IPCA	-	-	-	-	532.754	1%	-	-
TJLP	-	-	-	-	6.594.316	14%	5.826.925	15%
SELIC	2.284.348	8%	2.580.309	10%	2.636.254	6%	2.829.818	7%
Outros	-	-	-	-	3.287.732	7%	1.793.468	5%
Subtotal	8.800.476	29%	7.091.716	27%	24.462.039	53%	20.048.634	51%
Não Indexado	6.439.374	21%	7.421.796	29%	6.652.874	14%	7.612.533	19%
Total	30.036.452	100%	26.020.026	100%	46.398.260	100%	39.539.125	100%

Notas Explicativas



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

	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021	Total
Controladora	3.550.959	2.491.939	5.658.569	1.741.551	8.378.436	5.642.253	27.463.707
Consolidado	5.174.201	4.853.454	6.984.856	2.845.230	9.242.886	13.073.185	42.173.812

23.3 – 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, esta demonstradas no quadro abaixo:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Menos de um ano	209.226	209.226
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902
Mais de cinco anos	924.081	1.133.305
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	(718.054)	(852.772)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	1.252.155	1.326.661
Menos de um ano	132.972	74.507
Mais de um ano e menos de cinco anos	431.363	388.860
Mais de cinco anos	687.820	863.294
Valor presente dos pagamentos	1.252.155	1.326.661

Notas Explicativas



23.4 – 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 31/12/2015	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.095.590	20.956	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.105.927	11.059	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	315.979	3.160	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Garantia de Fiel Cumprimento de Contrato	SPE	15,00%	156.889	94.140	941	30/04/2019
Eletrobras	Rouar	CAF	SPE	50,00%	38.805	38.805	388	30/09/2017
Eletrobras	Mangue Seco 2	BNB	SPE	49,00%	40.951	37.846	378	14/10/2031
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	896.664	8.967	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	236.520	2.365	15/01/2035
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	905.294	9.053	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	238.070	2.381	15/01/2035
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	SPE	100,00%	223.419	128.308	1.283	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	126.221	65.321	653	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	170.029	45.416	454	15/10/2018
Eletrosul	Porto Velho Transmissora de	BNDES	SPE	100,00%	283.411	258.645	2.586	15/08/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	SPE	49,00%	182.417	148.872	1.489	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	SPE	49,00%	182.417	148.892	1.489	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	139.178	1.392	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	17.297	173	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BDRE	Corporativo	100,00%	50.000	17.247	172	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	34.555	346	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	29.946	299	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	185.737	1.857	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	41.898	31.249	312	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	9.413	8.270	83	15/08/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	12.000	6.799	68	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	11.502	115	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	223.702	2.237	15/11/2023
Eletrosul	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	339.515	3.395	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	338.346	3.383	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	160.680	211.162	2.112	30/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	49,00%	91.943	75.244	752	15/06/2030
Eletrosul	Chuí Holding	BNDES	SPE	49,00%	186.082	188.903	1.889	15/12/2031
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de	BNDES	SPE	80,00%	209.974	194.085	1.941	15/07/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	80,00%	62.040	76.152	762	15/09/2026
Eletrosul	Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	BNDES	SPE	49,00%	17.846	16.198	162	01/11/2022
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	197.950	211.335	2.113	16/06/2031
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding	BRDE	SPE	49,00%	98.000	107.021	1.070	16/06/2031
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea do	BNDES	SPE	51,00%	252.108	247.485	2.475	15/02/2029
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	29.854	56.503	565	30/12/2038
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	136.064	195.298	1.953	30/12/2042
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	79.100	81.751	818	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	32.000	33.073	331	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	79.100	81.751	818	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	17.100	17.673	177	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	66.800	69.039	690	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	21.500	22.221	222	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Chuí IX S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	25.000	25.793	258	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Chuí IX S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	11.000	11.369	114	18/01/2016
Eletrosul	Complexo Eólico Livramento - Entorno II	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	213.130	2.131	07/08/2017
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul 2	BTG Pactual	Corporativo	100,00%	200.000	209.135	2.091	06/03/2016
Eletronorte	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	8.727	87	15/11/2024
Eletronorte	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	23.596	236	15/11/2024
Eletronorte	Ribeiro Gonç./Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	60.278	603	03/06/2031
Eletronorte	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	21.179	212	10/01/2029
Eletronorte	UHE Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	931.000	76.580	766	15/09/2016
Eletronorte	Subestação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	7.256	73	15/03/2028
Eletronorte	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	23.760	238	15/08/2028

Notas Explicativas



Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento*	Saldo Devedor em 31/12/2015	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletronorte	Ampliação da Subestação Lechuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	27.061	271	15/10/2028
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	49,00%	514.500	486.790	4.868	15/12/2029
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	98.000	128.811	1.288	15/09/2026
Eletronorte	Linha Verde Transmissora	BASA	SPE	100,00%	185.000	196.577	1.966	10/11/2032
Eletronorte	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.300	104.315	1.043	15/12/2026
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	505.477	440.302	4.403	15/11/2028
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	225.225	2.252	10/07/2031
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	219.803	2.198	15/10/2030
Eletronorte	Rio Branco Transmissora	BNDES	Corporativo	100,00%	138.000	118.355	1.184	15/03/2027
Eletronorte	Transmissora Matogrossense	BASA	SPE	49,00%	39.200	39.819	398	01/02/2029
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	32.073	321	15/05/2026
Eletronorte	Rei dos Ventos 1 Eolo	BNDES	SPE	24,50%	30.851	30.851	309	31/12/2016
Eletronorte	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	30.984	310	31/12/2016
Eletronorte	Rei dos Ventos 3	BNDES	SPE	24,50%	32.533	32.533	325	31/12/2016
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de	Itau BBA	SPE	24,50%	49.735	57.237	572	18/06/2016
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de	Santander	SPE	24,50%	49.000	55.674	557	18/06/2016
Eletronorte	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	2.791.326	27.913	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.473.095	14.731	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	420.884	4.209	15/01/2042
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	135.828	1.358	28/07/2029
Eletronorte	Implantação do PAR e PMIS	BNDES	Corporativo	100,00%	743.382	357.912	3.579	15/12/2023
Eletronuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.146.256	3.203.974	32.040	15/06/2036
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	896.664	8.967	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	236.520	2.365	15/01/2035
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	905.294	9.053	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	238.070	2.381	15/01/2035
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.195	67.540	675	15/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.095.590	20.956	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.105.927	11.059	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	315.979	3.160	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	76.321	763	10/07/2032
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	404.196	4.042	15/02/2030
Chesf	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	115.626	1.156	18/03/2025
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	385.092	3.851	28/09/2018
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 2	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	354.678	3.547	27/02/2019
Chesf	IE Garanhuns s/a	BNDES	SPE	49,00%	175.146	168.030	1.680	15/12/2028
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 3	BNDES	Corporativo	100,00%	727.560	282.223	2.822	15/11/2023
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 4	BNDES	Corporativo	100,00%	475.454	194.825	1.948	15/11/2023
Fumas	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	165.314	1.653	15/12/2025
Fumas	UHE Símplicio	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	705.108	7.051	15/07/2026
Fumas	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	100,00%	60.153	39.726	397	15/07/2026
Fumas	DIVERSOS	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	758.922	7.589	31/10/2018
Fumas	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	211.777	2.118	07/02/2018
Fumas	Projetos de Inovação	FINEP	Corporativo	100,00%	268.503	163.880	1.639	15/11/2023
Fumas	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	430.918	4.309	06/12/2023

Notas Explicativas



Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento*	Saldo Devedor em 31/12/2015	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.594.159	1.968.315	19.683	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.574.659	2.033.066	20.331	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	247.102	2.471	15/12/2030
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	163.800	204.398	2.044	24/01/2023
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	273.000	318.042	3.180	01/03/2024
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	435.508	405.692	4.057	15/09/2027
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	217.754	205.308	2.053	15/09/2027
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	4.009	3.083	31	15/09/2027
Furnas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	10.924	109	15/04/2023
Furnas	Serra do Facão	BNDES	SPE	49,47%	257.263	218.804	2.188	15/06/2027
Furnas	Goiás Transmissão	BNDES	SPE	49,00%	49.000	49.372	494	01/12/2031
Furnas	Goiás Transmissão	BNDES	SPE	49,00%	64.435	58.977	590	15/01/2027
Furnas	MGE	BNDES	SPE	49,00%	58.359	49.163	492	15/01/2027
Furnas	Transenergia São Paulo	BNDES	SPE	49,00%	9.212	8.641	86	15/12/2028
Furnas	Rei dos Ventos 1 Eolo	BNDES	SPE	24,50%	30.851	28.235	282	15/10/2029
Furnas	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	28.425	284	15/10/2029
Furnas	Rei dos Ventos 3	BNDES	SPE	24,50%	32.533	29.757	298	15/10/2029
Furnas	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	76.321	763	10/07/2032
Furnas	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	404.196	4.042	15/02/2030
Furnas	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	115.626	1.156	18/03/2025
Furnas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	339.515	3.395	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	294.000	338.346	3.383	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	160.680	211.162	2.112	31/05/2032
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	2.418	2.033	20	15/05/2023
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	5.536	4.997	50	15/03/2028
Furnas	Belo Monte Transmissora de	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	139.274	1.393	28/07/2029
Furnas	Mata de Santa Genebra	Emissão de Debêntures	SPE	49,90%	234.031	234.031	2.340	12/03/2016
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida -	Corporativo	100,00%	2.405.979	2.297.400	22.974	30/01/2025
Eletroacre	Eletroacre	Confissão de Dívida -	Corporativo	100,00%	91.774	87.568	876	30/01/2025
Boa Vista	Boa Vista	Confissão de Dívida -	Corporativo	100,00%	19.320	17.665	177	31/12/2024
Cepisa	Projeto Corporativo	CEF	Corporativo	100,00%	94.906	50.146	501	30/08/2016
Total					46.270.960	41.822.565	418.226	

A Companhia registrou na rubrica provisões operacionais no passivo não circulante o valor justo referente aos montantes garantidos pela Companhia sobre recursos já liberados pelos bancos financiadores. A provisão é efetuada com base no valor justo da garantia da Eletrobras, conforme demonstrado abaixo:

Valor Provisionado:

Garantia devida em 31/12/2014	387.960
Movimentação no período	30.266
Garantia devida em 31/12/2015	418.226

- a) UHE Simplício - empreendimento da controlada Furnas, com capacidade instalada de geração de 333,7 MW*. O empreendimento tem 100% de participação de Furnas. Assim, a garantia da Companhia é de 100% do financiamento.
- b) UHE Mauá - empreendimento com capacidade instalada de 361 MW*, em parceria entre a controladora Eletrosul (49%) e a Copel (51%). Nesta UHE há dois contratos com o BNDES, o direto e o indireto, sendo a Companhia interveniente garantidora de 49% dos dois contratos.
- c) UHE Jirau - SPE Energia Sustentável do Brasil, formada pelas controladas Eletrosul, CHESF e GDF Suez Energy, com capacidade instalada de 3.750MW*. Para o empreendimento foram contratados dois financiamentos junto ao BNDES, sendo um direto e outro indireto, via bancos repassadores, a serem pagos em 240 meses. A Companhia é interveniente garantidora da participação de cada uma das suas controladas - Eletrosul (20%) e CHESF (20%).

Notas Explicativas

- d) UHE Santo Antônio - SPE Santo Antônio Energia, formada por Furnas, CEMIG, Fundo de Investimentos em Participação Amazônica Energia – FIP, Construtora Norberto Odebrecht S/A, Odebrecht Investimentos em Infraestrutura Ltda. e Andrade Gutierrez Participações S/A, com capacidade instalada de 3.568,80 MW*. A Companhia é interveniente anuente em financiamentos junto ao BNDES e ao Banco da Amazônia, limitada a interveniência à participação de Furnas (39%).
- e) UHE Foz do Chapecó – SPE Foz do Chapecó Energia, cuja usina tem capacidade instalada de 855MW*, tem a Companhia como garantidora dos instrumentos contratuais junto ao BNDES, que totalizam, em substituição às Fianças Bancárias anteriormente contratadas, limitadas ao percentual de Furnas na SPE (40%).
- f) UHE Baguari – Projeto corporativo de Furnas, com 140MW* de capacidade instalada. A Companhia é garantidora de 15% do contrato de financiamento junto ao BNDES.
- g) UHE Serra do Facão – SPE Serra do Facão, formada por Furnas (49,47%), Alcoa Alumínio S.A.(34,97%), DME Energética (10,09%) e Camargo Corrêa Energia S.A (5,47%) com capacidade instalada de 212,58MW*. A prestação de garantia pela Companhia no financiamento junto ao BNDES é referente à participação de Furnas no empreendimento.
- h) Norte Brasil Transmissora de Energia – SPE, com participação da Eletronorte (49%) tem como objetivo a implantação, operação e manutenção da LT Porto Velho/Araraquara, com extensão de 2.375 km*.
- i) Manaus Transmissora de Energia – SPE, que tem participação da Eletronorte (30%) e Chesf (19,5%) tem como objetivo implementar e operar 4 subestações e uma linha de transmissão de 585 km* (LT Oriximiná/Itacoatiara/Cariri). A Companhia presta garantias em dois financiamentos neste empreendimento (BASA e BNDES).
- j) Mangue Seco 2 – SPE com participação de 49% da Companhia e 51% da Petrobras para construção e operação de três usinas eólicas em Guararé, no Rio Grande do Norte. Neste empreendimento há prestação de garantia pela Companhia, proporcional a sua participação no contrato de financiamento de longo prazo junto ao BNB.
- k) UHE Batalha – Empreendimento corporativo de Furnas com capacidade de gerar 52,5MW, com financiamento junto ao BNDES. A Companhia figura como garantidora do referido contrato.
- l) IE Madeira - SPE Interligação Elétrica do Madeira, com participações de Furnas (24,5%) e Chesf (24,5%). Neste empreendimento, há contra garantia da Companhia nos Contratos de Fiança Bancária, em garantia ao empréstimo de curto prazo junto ao BNDES, no limite de participação de suas controladas. Há ainda um empréstimo de curto prazo junto ao BNDES, no qual a Companhia figura como interveniente, na proporção de suas controladas.

Notas Explicativas



- m) UHE Belo Monte – SPE Norte Energia, com capacidade instalada de 11.233 MW*, de Chesf (15%), Eletronorte (19,98%) e Eletrobras (15%), além de outros sócios. Prestação de garantia da Companhia em favor da SPE para as obrigações junto à seguradora JMALUCELLI, no âmbito do contrato de seguro garantia. A Companhia é também interveniente em um empréstimo de curto prazo firmado junto ao BNDES.
- n) Angra III – A Companhia é garantidora no financiamento da Eletronuclear junto ao BNDES, para a construção do empreendimento corporativo da UTN Angra III.
- o) 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). A Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia.

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

NOTA 24 – DEBÊNTURES

Controlada	Emissora	Data de Emissão	Principais características	Tx de juros	Vencimento	Saldo em 31/12/2015	Saldo em 31/12/2014
Eletronorte	Emitidas pela ETE (incorporada pela Eletronorte em março de 2014)	Junho/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	219.803	219.418
CELG-D	1ª Emissão	03/04/2014	Debêntures simples, em série única, com garantia real, não conversíveis em ações, para distribuição pública com esforços restritos de colocação	100%CDI + 7,44% a.a.	03/04/2019	-	285.346
Eletrosul	SPE Chuí IX - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfia, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	25.807	25.516
Eletrosul	SPE Chuí IX - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfia, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	11.355	-
Eletrosul	SPE Hermenegildo I - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfia, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	81.751	80.732
Eletrosul	SPE Hermenegildo I - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfia, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	33.073	-
Eletrosul	SPE Hermenegildo II - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfia, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	81.751	80.732
Eletrosul	SPE Hermenegildo II - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfia, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	17.673	-
Eletrosul	SPE Hermenegildo III - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfia, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	69.039	68.179
Eletrosul	SPE Hermenegildo III - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfia, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	22.222	-
						562.474	759.923

Notas Explicativas

Em 19 de outubro de 2015, as SPEs Eólica Hermenegildo I, Eólica Hermenegildo II, Eólica Hermenegildo III e Eólica Chuí IX efetivaram o primeiro aditamento das Debêntures da 1ª e 2ª emissão, no montante total de R\$ 331.600, com alteração da data de vencimento de 20 de outubro de 2015 para 16 de janeiro de 2016 e alteração da taxa de remuneração para CDI + 3,45% a.a. Também foram estabelecidas duas datas de pagamento de juros, uma em 20 de outubro de 2015, onde foram pagos R\$ 44.169, e outra para o novo vencimento.

NOTA 25 - 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.

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 31 de dezembro de 2015, a R\$ 523.635 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 519.674), dos quais R\$ 466.005 no não circulante (31 de dezembro de 2014 - R\$ 469.459).

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".

Notas Explicativas

Entendeu ainda a CVM que não há qualquer irregularidade nos procedimentos adotados pela Companhia em suas Demonstrações Financeiras, 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	
	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	57.630	50.215
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	466.005	469.459
TOTAL	523.635	519.674

NOTA 26 - 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 termoelétrica, 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.

Notas Explicativas



	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Ativo Circulante	195.966	521.964
Ativo Não Circulante	13.331	3.944
Total	209.297	525.908
Passivo Circulante	-	301.471
Passivo Não Circulante	452.948	474.770
Total	452.948	776.241

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

NOTA 27 – TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - PASSIVO

27.1- Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Passivo circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF)	30.364	36.076	239.721	177.357
PASEP e COFINS	250.273	22.660	577.998	196.440
ICMS	-	-	211.659	286.142
PAES / REFIS	-	-	185.441	243.349
INSS/FGTS	-	-	139.792	120.135
Outros	-	-	201.967	144.745
Total	280.637	58.736	1.556.578	1.168.168

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Passivo não circulante:				
PASEP e COFINS	-	-	75.323	39.548
PASEP e COFINS Diferidos	181.991	-	181.991	-
PAES / REFIS	-	-	595.691	756.478
INSS/FGTS	-	-	31.884	22.809
Outros	-	-	15.420	18.716
Total	181.991	-	900.309	837.551

Notas Explicativas



27.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	150.749	-	431.712	13.938
Contribuição Social corrente	45.251	-	149.632	4.200
	<u>196.000</u>	<u>-</u>	<u>581.344</u>	<u>18.138</u>
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	<u>733.289</u>	<u>291.878</u>	<u>1.003.796</u>	<u>569.380</u>

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

	CONTROLADORA			
	31/12/2015		31/12/2014	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo antes do IRPJ e CSLL	<u>(13.792.291)</u>	<u>(13.792.291)</u>	<u>(2.794.990)</u>	<u>(2.794.990)</u>
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	3.448.073	1.241.306	698.748	251.549
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	15.511	5.584	24.619	8.863
Equivalência patrimonial	(1.469.836)	(529.141)	(64.808)	(23.331)
Compensação Prejuízo Fiscal	53.870	19.393	-	-
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(2.436.744)	(877.228)	(741.246)	(266.847)
Doações	(41.301)	(14.868)	(48.777)	(17.560)
Demais adições e exclusões	<u>(47.011)</u>	<u>(16.924)</u>	<u>(42.114)</u>	<u>(15.161)</u>
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	<u>(477.438)</u>	<u>(171.878)</u>	<u>(173.578)</u>	<u>(62.487)</u>
Alíquota efetiva	<u>3,46%</u>	<u>1,25%</u>	<u>6,21%</u>	<u>2,24%</u>
	CONSOLIDADO			
	31/12/2015		31/12/2014	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo antes do IRPJ e CSLL	<u>(14.243.546)</u>	<u>(14.243.546)</u>	<u>(1.261.984)</u>	<u>(1.261.984)</u>
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	3.560.887	1.281.919	315.496	113.579
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de dividendos	15.563	20.350	25.555	9.198
Equivalência patrimonial	132.862	47.830	(304.210)	(109.516)
Compensação Prejuízo Fiscal	207.389	61.529	-	-
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(4.208.992)	(1.463.822)	(1.222.047)	(514.886)
Incentivos Fiscais	18.088	-	111.197	2.075
Demais adições e exclusões	<u>(308.812)</u>	<u>(74.903)</u>	<u>(94.020)</u>	<u>(32.940)</u>
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	<u>(583.015)</u>	<u>(127.097)</u>	<u>(1.168.029)</u>	<u>(532.490)</u>
Alíquota efetiva	<u>4,09%</u>	<u>0,89%</u>	<u>92,55%</u>	<u>42,19%</u>

Notas Explicativas**27.4- 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%.

27.5- 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.

27.6- 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.

27.7- 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 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

Notas Explicativas

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 nos montantes de R\$ 25.440 e R\$ 156.551, respectivamente.

NOTA 28 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	154.753	229.178
Quota CDE	38.979	8.827
Quota PROINFA	45.819	28.466
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	56.932	66.006
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	5.223	4.072
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	356.920	371.367
Programa de Eficiência Energética - PEE	24.397	167.446
Outros	12.377	54.935
	<u>695.400</u>	<u>930.297</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	8.184	32.975
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	404.623	348.308
Programa de Eficiência Energética - PEE	49.388	48.844
Outros	-	179.594
	<u>462.195</u>	<u>609.721</u>
TOTAL	<u>1.157.595</u>	<u>1.540.018</u>

28.1 - Reserva global de Reversão - RGR

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das Empresas Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, mediante uma quota denominada Reversão e Encampação de Serviços de Energia Elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço das concessionárias.

As concessionárias recolhem suas quotas anuais ao Fundo, não controlado pela Companhia, em conta bancária vinculada, administrada pela Companhia, que movimenta a conta nos limites previstos na Lei 5.655/1971 e alterações posteriores, também não refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia, posto tratar-se de entidade autônoma em relação à Companhia.

Conforme art. 20 da Lei nº 12.431, de 2011, a vigência deste encargo, cuja extinção estava prevista para o final do exercício de 2010, foi prorrogada até 2035. Com a edição da Lei 12.783/2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, foram desobrigadas ao recolhimento das quotas anuais da RGR:

Notas Explicativas

a) As concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

b) As concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e

c) As concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013.

28.2 - Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é destinada a promover o desenvolvimento energético dos estados, a projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, ao programa subvenção aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada.

Criada em 26 de abril de 2002, a CDE é gerida pela Companhia, cumprindo programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia, não afetando o resultado da Companhia.

A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional.

A partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

28.3 – PROINFA

Programa do Governo Federal para o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira e incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, é gerenciado pela companhia e busca soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia.

O PROINFA prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW* de capacidade instalada. As usinas do programa respondem pela geração de aproximadamente 12.000 GWh/ano - quantidade capaz de abastecer cerca de 6,9 milhões de residências e equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW* contratados estão divididos em 1.191,24 MW* provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 1.422,92 MW* de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW* de 27 usinas a base de biomassa. Essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Companhia. As operações no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia (sendo esta a responsável pelo pagamento).

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

Notas Explicativas

28.4 - Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos

A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos para fins de geração de energia elétrica foi instituída pela Constituição Federal de 1988 e trata-se de um percentual que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos. A ANEEL gerencia a arrecadação e a distribuição dos recursos entre os beneficiários: Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União.

Conforme estabelecido na Lei 8.001, de 13 de março de 1990, com modificações dadas pelas Leis 9.433/1997, 9.984/2000 e 9.993/2000, são destinados 45% dos recursos aos Municípios atingidos pelos reservatórios das UHEs, enquanto que os Estados têm direito a outros 45%. A União fica com 10% do total. Geradoras caracterizadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), são dispensadas do pagamento da compensação financeira.

As concessionárias pagam 6,75% do valor da energia produzida a título de Compensação Financeira.

28.5 - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica foi criada, pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto 2.410, de 28 de novembro de 1997, com a finalidade de constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

A TFSEE equivale a 0,5% do valor econômico agregado pelo concessionário, permissionário ou autorizado, inclusive no caso de produção independente e autoprodução, na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

A TFSEE é devida desde 1º de janeiro de 1997, sendo fixada anualmente pela ANEEL e paga em doze cotas mensais.

28.6 – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

As concessionárias de energia elétrica estão obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida ajustada, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

Os recursos do P&D têm a finalidade de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

Atendendo determinação dos citados dispositivos legais, em contrapartida aos lançamentos registrados no passivo, as concessionárias contabilizam no resultado, em pesquisa e desenvolvimento, como dedução da receita operacional.

Notas Explicativas

**NOTA 29 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS**

	CONTROLADORA	
	31/12/2015	31/12/2014
Circulante		
Dividendos não reclamados	40.518	58.091
Dividendos retidos exercícios anteriores	1.960	3.904
	<u>42.478</u>	<u>61.995</u>

29.1 – Dividendos Retidos de Exercícios Anteriores

O Conselho de Administração da Companhia deliberou, em janeiro de 2010, pelo pagamento do saldo da Reserva Especial de Dividendos não Distribuídos, em quatro parcelas anuais, a partir do exercício de 2010, inclusive.

29.2 – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 40.518 (R\$ 58.091 em 31 de dezembro de 2014), referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2012, 2013 e 2014. A remuneração relativa ao exercício de 2011 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

NOTA 30 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

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:

Notas Explicativas



Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras					
Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X	
Amazonas	X		X		
Boa Vista	X		X		X
Ceal	X		X		X
Celg D	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

O plano de benefício previdenciário normalmente expõe o Grupo a riscos atuariais, tais como risco de investimento, risco de taxa de juros, risco de longevidade e risco de salário.

Notas Explicativas



Risco de investimento	O valor presente do passivo do plano de benefício definido previdenciário é calculado usando uma taxa de desconto determinada em virtude da remuneração de títulos privados de alta qualidade; se o retorno sobre o ativo do plano for abaixo dessa taxa, haverá um déficit do plano. Atualmente, o plano tem um investimento relativamente equilibrado em ações, instrumentos de dívida e imóveis. Devido à natureza de longo prazo dos passivos do plano, o conselho do fundo de pensão considera apropriado que uma parcela razoável dos ativos do plano deva ser investida em ações e imóveis para alavancar o retorno gerado pelo fundo.
Risco de taxa de juros	Uma redução na taxa de juros dos títulos aumentará o passivo do plano. Entretanto, isso será parcialmente compensado por um aumento do retorno sobre os títulos de dívida do plano.
Risco de longevidade	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência à melhor estimativa da mortalidade dos participantes do plano durante e após sua permanência no trabalho. Um aumento na expectativa de vida dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.
Risco de salário	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência aos salários futuros dos participantes do plano. Portanto, um aumento do salário dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.

As tabelas abaixo apresentam a conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido e do valor justo dos ativos com os valores registrados no balanço patrimonial para os benefícios previdenciários e para os demais benefícios pós-emprego. A seguir estão apresentados os resultados consolidados do grupo Eletrobras. A mais recente avaliação atuarial dos ativos do plano e do valor presente da obrigação dos benefícios definidos foi realizada em 31 de dezembro de 2015.

Notas Explicativas



Os saldos das obrigações de benefícios pós-emprego estão demonstradas a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Obrigações de benefício pós emprego - valores reconhecidos no balanço patrimonial				
Planos de benefícios definidos previdenciários	265.590	447.081	1.693.130	1.885.914
Planos de saúde e seguro de vida	9.933	12.182	272.296	374.252
Outras obrigações de benefícios pós-emprego	-	-	8.259	-
Total das obrigações de benefício pós emprego	275.523	459.263	1.973.685	2.260.166
Circulante	22.557	10.856	114.861	258.898
Não circulante	252.966	448.407	1.858.824	2.001.268

a) Conciliação dos passivos dos planos de previdência e outros benefícios

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Planos de benefícios definidos previdenciários - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício				
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	1.650.165	1.856.603	17.867.309	18.494.073
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.474.504)	(1.483.624)	(18.905.009)	(19.300.597)
Passivo/(Ativo) líquido	175.661	372.979	(1.037.700)	(806.524)
Efeito de restrição sobre o ativo	-	-	1.890.266	1.916.652
Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano	90.229	67.850	842.672	1.271.936
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	89.929	74.102	157.757	191.664
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	265.590	447.081	1.693.130	1.885.914
Custo de serviço corrente líquido	(965)	(706)	(53.494)	(47.310)
Custo de juros líquidos	44.388	-	125.220	70.338
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	43.423	(706)	71.727	23.028

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício				
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	9.933	12.182	272.296	374.252
Valor justo dos ativos do plano (-)	-	-	-	-
Passivo/(Ativo) líquido	9.933	12.182	272.296	374.252
Valor de passivo/(ativo) de outros benefícios pós-emprego	9.933	12.182	272.296	374.252
Custo de serviço corrente	1.383	237	14.147	19.238
Custo de juros líquidos	1.487	259	43.639	42.626
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	2.870	496	57.786	61.864

b) Divulgação de Benefícios Definidos Previdenciários

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Tabela b.1 - Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais				
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.856.603	1.748.898	18.494.073	17.196.047
(Venda)/ Aquisição de controlada (*)	-	-	(68.269)	65.303
Custo de serviço corrente	3.628	3.640	86.483	84.100
Juros sobre a obrigação atuarial	216.116	199.789	2.167.943	2.009.652
Benefícios pagos no ano (-)	(182.569)	(172.282)	(1.455.594)	(1.302.903)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(243.614)	76.558	(1.357.326)	441.874
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	(2.938)	25.321	(74.348)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(130.252)	35.742	(1.309.909)	455.898
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(113.363)	43.754	(72.738)	60.324
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	1.650.165	1.856.603	17.867.309	18.494.073

Notas Explicativas



Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor justo dos ativos dos planos:

Tabela b.2 - Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação e composição do valor justo dos ativos

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Valor justo dos ativos no início do ano	1.483.624	1.787.681	19.300.597	17.830.733
Aquisição de controlada (*)	-	-	(63.327)	52.699
Benefícios pagos durante o exercício (-)	(182.569)	(172.282)	(1.455.594)	(1.302.903)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	4.594	4.345	139.977	134.426
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	15.451	12.385	211.355	238.939
Rendimento esperado dos ativos no ano	171.729	205.461	2.291.003	2.103.348
Ganho/(Perda) sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	(18.324)	(353.966)	(1.519.001)	243.355
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.474.504	1.483.624	18.905.009	19.300.597
Rendimento efetivo dos ativos no ano	153.404	(148.505)	772.002	2.346.703

* Aquisição/ classificação como ativo mantido para venda de controlada (Vide Nota 43)

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	81.783	330.543	2.321.962	1.945.074

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício líquidos dos impostos diferidos - Programa Previdenciário	248.760	(392.065)	(376.887)	(1.298.178)

c) Divulgação de Outros Benefícios Pós-Emprego

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Tabela c.1 - Outros benefícios pós-emprego - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Valor das obrigações atuariais no início do ano	12.182	2.156	364.821	360.173
Custo de serviço corrente	1.383	259	14.147	19.260
Juros sobre a obrigação atuarial	1.487	237	43.639	42.604
Benefícios pagos no ano	-	-	(11.249)	(14.977)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(5.119)	9.530	(139.062)	(32.808)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	(29.682)	29.384
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(560)	124	(49.624)	119.803
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(4.559)	9.406	(59.756)	(181.995)
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	9.933	12.182	272.296	374.252

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	(23.731)	(18.612)	46.326	185.388

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	5.119	(9.530)	139.062	32.808

Notas Explicativas



d) Hipóteses Atuariais e Econômicas

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Hipóteses Econômicas		
	2015	2014
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	13,16% a 13,27%	12,19% a 12,27%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	7,26% a 7,36%	6,12% a 6,20%
Projeção de aumento médio dos salários	5,50% a 9,57%	6,78% a 9,80%
Projeção de aumento médio dos benefícios	5,50%	5,72%
Taxa anual real de evolução custos médicos	0% a 6,18%	1,00% a 5,64%
Taxa média de inflação anual	5,50%	5,72%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (ii)	13,16% a 13,27%	12,19% a 12,27%

Hipóteses Demográficas		
	2015	2014
Taxa de rotatividade	0%; 2,80%; 80% T1 Service Table	0%; (2/Idade do participante)-0,04; 80% T1 Service Table
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000; AT-2000 BASIC; AT-83 BASIC F; AT-2000 (D10); AT-2000 (suavizada 10%); AT-83 BASIC M	AT-2000; AT-83 BASIC F; AT-2000 (D10); AT-2000 (suavizada 10%) M&F; AT-83 BASIC M; AT-83 M&F; AT-83 BASIC F
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-83; AT-83 (D10); AT-49 DES 2 anos; MI-85; AT-49 M; AT-49 M&F; AT-49 (M&F) AGR 100%; RP - 2000 Disable; AT - 83M (desagravada em 5%); RP 2000 Disable M&F; RRB - 1983	AT-83; AT-83 (D10); AT-49 DES 2 anos; MI-85; AT-49 M; AT-49 M&F; AT-49 (M&F) AGR 100%; RP - 2000 Disable; AT - 83M (desagravada em 5%); RP 2000 Disable M&F; RRB - 1983
Tábua de invalidez	Light Fraca, Média e Forte; Muller; Alvaro Vindas; TASA-1927 (Suavizada 30%)	Light Fraca, Média e Forte; Alvaro Vindas; TASA-1927 (Suavizada 30%)
% de casados na data de aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre homens e mulheres	4 anos	4 anos

(i) Taxa de juros de longo prazo

(ii) Representa as taxas máximas e mínimas de retorno de ativos dos planos.

A definição dessa taxa considerou à prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios, no chamado conceito de *Duration*.

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do plano BD em 31 de dezembro de 2015 foi de R\$153.404 ((R\$148.505) em 2014) na Controladora e R\$ 772.002 (R\$2.346.703 em 2014) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2015, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 16.983 (R\$ 14.772 em 2014) e R\$ 213.626 (R\$ 183.145 em 2014) no Consolidado.

Notas Explicativas

Em 31 de dezembro de 2015, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 15.451 (R\$ 12.385 em 2014) e R\$ 211.355 (R\$ 238.713 em 2014) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$ 29.696 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 216.015 no Consolidado.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido da Controladora é de 8,16 anos e a média do Consolidado é de 10,15 anos.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido pós-emprego:

Controladora

Controladora Em 31 de dezembro de 2015	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	165.316	163.146	474.294	2.428.478	3.231.234

Consolidado

Consolidado Em 31 de dezembro de 2015	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	1.547.230	1.553.554	4.639.378	31.212.694	38.952.856

f) As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são: taxa de desconto, custo médico, aumento salarial esperado e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Controladora

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$30.940 (aumento de R\$32.057).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$34.693 (redução de R\$35.550).

Consolidado

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$380.518 (aumento de R\$396.007).
- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 10.672 (redução de R\$9.863).

Notas Explicativas

- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$289.720 (redução de R\$299.407).

A análise de sensibilidade apresentada pode não ser representativa da mudança real na obrigação de benefício definido, uma vez que não é provável que a mudança ocorresse em premissas isoladas, considerando que algumas das premissas podem estar correlacionadas.

Além disso, na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial.

Não houve alteração em relação a exercícios anteriores nos métodos e nas premissas usados na preparação da análise de sensibilidade.

g) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

Categoria de Ativo	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Valores Disponíveis Imediatos	8	10	1.508	4.826
Realizáveis	123.083	79.534	888.620	862.037
Crédito de Depósitos Privados	198.122	189.288	394.430	397.668
Investimentos em Renda Fixa	716.942	683.227	13.720.841	12.779.880
Investimentos em Renda Variável	134.653	142.535	2.126.328	2.718.104
Fundos de Investimento	194.643	239.191	1.160.367	1.905.109
Investimentos Imobiliários	134.367	142.249	841.652	861.319
Investimentos Estruturados	-	-	385.643	275.595
Empréstimos e Financiamentos	77.585	70.972	526.007	593.423
Outros	2.099	1.997	89.360	140.856
(-) Recursos a receber do patrocinador	(42.995)	(13.256)	(408.644)	(454.484)
(-) Exigíveis Operacionais	(7.671)	(5.406)	(97.585)	(62.453)
(-) Exigíveis Contingenciais	(7.085)	(2.397)	(437.104)	(456.687)
(-) Fundos de Investimentos	(4.316)	(4.076)	(91.827)	(84.577)
(-) Fundos Administrativos	(44.931)	(40.244)	(167.243)	(163.708)
(-) Fundos Previdenciais	-	-	(27.344)	(16.310)
Total dos ativos	1.474.504	1.483.624	18.905.009	19.300.597

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos enquanto os valores justos investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

NOTA 31 - 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.

A Administração da Companhia adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia em função do risco de perda e da ocorrência de

Notas Explicativas

obrigação presente em função de evento passado, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, além de atender a condição de obrigação presente vinculada a evento passado, são constituídas provisões;
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, não é realizada provisão e suas informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, não é realizada provisão e somente são divulgadas em Notas Explicativas as informações relevantes, que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das Demonstrações Financeiras.

Portanto, para fazer face a eventuais perdas, são constituídas as provisões para contingências, julgadas pela administração da Companhia e de suas controladas, amparadas em seus consultores jurídicos, como suficientes para cobrir eventuais perdas em processos judiciais.

Na data de encerramento destas Demonstrações Financeiras, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza, consideradas pela Administração da Companhia como sendo de risco de desembolso futuro provável:

a) Contingências prováveis:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Trabalhistas	492	-	21.100	12.589
Cíveis	542.853	-	569.625	19.493
	<u>543.345</u>	<u>-</u>	<u>590.725</u>	<u>32.082</u>
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	165.712	119.429	984.066	930.375
Tributárias	-	-	644.466	236.593
Cíveis	<u>8.736.188</u>	<u>4.709.952</u>	<u>11.927.597</u>	<u>7.783.396</u>
	<u>8.901.900</u>	<u>4.829.381</u>	<u>13.556.129</u>	<u>8.950.364</u>
	<u>9.445.245</u>	<u>4.829.381</u>	<u>14.146.854</u>	<u>8.982.446</u>

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou o montante de R\$ 543.345 no passivo circulante com base no histórico de pagamentos das causas judiciais efetuados nos últimos três anos.

Notas Explicativas

Estas provisões tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2014	4.829.381	8.982.446
Constituição de provisões	5.993.331	8.217.630
Reversão de provisões	(294.541)	(1.096.853)
Atualização Monetária	-	76.351
Baixas	(419.855)	(1.128.215)
Pagamentos	(663.071)	(904.505)
Saldo em 31/12/2015	9.445.245	14.146.854

Principais ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda provável:

a.1) Ações judiciais cíveis

Na Controladora

Existe um contencioso judicial expressivo envolvendo a controladora. 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.

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.

Ocorre, entretanto, que no terceiro trimestre de 2015, o STJ proferiu decisões definindo parâmetros para a metodologia de cálculo dessas execuções, 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 e a

Notas Explicativas

consequente variação da provisão para contingências no exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

Existem atualmente aproximadamente 3.868 ações judiciais provisionadas, com esse objeto, tramitando em diversas instâncias. A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na Controladora, no valor de R\$ 9.279.041 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 4.306.609) referente a esses processos.

Essas ações não se confundem com aquelas ajuizadas com a pretensão de obter o resgate das Obrigações ao Portador, atualmente inexigíveis, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório.

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

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

Quanto aos processos referentes a este objeto, quatro deles foram julgados improcedentes (decisão favorável à Eletrobras) em primeira instância, seis foram julgados procedentes (desfavorável à Eletrobras) em primeira instância, e outros se encontram pendentes de julgamento. Os processos em que houve sentença de procedência (desfavorável à Eletrobras) atualmente se encontram pendentes de julgamento de recursos interpostos pela Eletrobras.

Os processos que tiveram sentença de improcedência ou que ainda não tiveram sentença prolatada em primeira instância estão classificados como de risco de perda possível. No entanto, os 8 (oito) processos que tiveram sentença de procedência tiveram classificação de risco ajustada para provável, uma vez que, por tratar de discussão referente ao exame de fatos e provas, é de difícil reforma em instâncias superiores. Tais processos envolvem o valor de R\$ 617.002.

Por fim, cabe mencionar um processo referente à execução de garantia contratual prevista em contrato com a Companhia Energética Manauara, que também deve ter sua classificação de risco alterada para provável, na medida em que a obrigação está expressamente prevista no contrato, o que dificulta em muito a defesa da Eletrobras. O referido processo envolve a quantia de R\$ 11.739.

Em específico a esses contratos de fornecimento de energia no qual a Eletrobras se figura como fiadora, a Companhia mantém a provisão de R\$ 628.741 (R\$ 419.855 em 31 de dezembro de 2014) lastreada no ativo de mesmo montante junto à controlada Amazonas Energia.

Notas ExplicativasChesf

i. A Chesf é autora de um processo judicial no qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras – CBPO, CONSTRAN S.A. – Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A., e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350.000 (valores da época, convertidos em reais), em dobro.

A Justiça Estadual de Pernambuco entendeu que ação ajuizada pela Companhia foi julgada improcedente e a reconvenção apresentada pelas rés como procedente.

A Chesf e a União Federal, sua assistente neste processo, apresentaram recursos especiais e extraordinários, ao Superior Tribunal de Justiça. Este, em agosto de 2010, deu provimento a um desses recursos especiais apresentado pela Chesf, reduzindo o valor da causa, o que implica substancial redução nos honorários a serem eventualmente pagos na ação principal. O mesmo STJ negou provimento aos demais recursos especiais apresentados pela Chesf e União Federal, mantendo, portanto, a decisão do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que julgou improcedente a ação declaratória movida pela Chesf e julgou procedente a reconvenção apresentada pelas rés, ensejando a apresentação pela Chesf de embargos de declaração cujo julgamento foi iniciado em dezembro de 2012 e concluído em dezembro de 2013, sendo a eles por igual negado provimento

Paralelamente, e desde a conclusão da tramitação do feito perante as instâncias ordinárias, as rés vêm tomando, perante as instâncias ordinárias do Poder Judiciário do Estado de Pernambuco, diversas iniciativas no sentido de promover a execução do montante que pleitearam em reconvenção.

Em agosto de 2013 as rés, tomaram iniciativa perante a 12ª Vara Cível de Recife – PE no sentido de promover a execução provisória dos valores que, segundo seus próprios cálculos, corresponderia à atualização do montante a seu favor homologado pelo TJPE. Neste caso, a CHESF foi intimada ao pagamento dos correspondentes valores, mas apresentou “exceção de pré-executividade” (apontando, conforme autorizado pela jurisprudência do STJ, diversas irregularidades processuais que desautorizariam, desde logo – e sem prejuízo de outros tópicos específicos de impugnação aos próprios cálculos das rés, em face do pronunciado pelo TJPE –, o prosseguimento desta pretensão executória provisória): após manifestação de resposta das rés e réplica da Chesf, em 31 de dezembro de 2013 o processo aguarda apreciação judicial em torno da referida “exceção”. Julgada improcedente a exceção de pré-executividade aos 22/08/2014, foi determinado o bloqueio, via Bacenjud, de R\$ 948.670. Oferecido seguro garantia no valor de R\$ 1,3 bilhões em substituição à penhora online, esta foi deferida em 28 de agosto de 2014 pelo Juiz da 12ª Vara Cível, que determinou a imediata liberação dos valores bloqueados. Em agravo interposto pelo Consórcio, foi determinado, em 15 de setembro de 2014, a suspensão dos efeitos da decisão que determinou a liberação dos valores; em contrapartida, o juízo de piso julgou, em 24 de setembro de 2014, os Embargos da Declaração opostos pela Chesf na execução provisória, para extingui-la por falta de condição de procedibilidade, revogando, portanto, todas as medidas constritivas incidentalmente determinadas.

Notas Explicativas

O consórcio ingressou com Reclamação, distribuída à 6ª câmara cível do TJE em 06 de novembro 2014, a qual aguardava julgamento em 31 de dezembro 2014.

Considerando o andamento de todo o conjunto processual acima referido e todos os julgamentos aos recursos até então apresentados, a Administração, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos e baseada em cálculos que levaram em conta a suspensão do pagamento das parcelas relativas ao Fator K e suas respectivas atualizações monetárias, mantém registro de provisão, no Passivo Não Circulante, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 1.071.554 (31 de dezembro de 2014- R\$ 850.891), para fazer face a eventuais perdas decorrentes deste assunto. Inexiste previsão de tempo para o desfecho desta lide.

ii. Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Anderson Moura de Souza e esposa. A sentença de primeiro grau julgou procedente o pedido condenando a Chesf a pagar o valor de R\$50.000, correspondente ao principal mais juros e correção monetária. A Chesf interpôs recurso para o Tribunal de Justiça da Bahia e o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente. A Administração da Chesf, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui registrado em seu passivo não circulante a provisão no valor de R\$ 100.000 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 100.000). Em 31 de dezembro de 2015, estava a ação rescisória ainda pendente de julgamento.

iii. Ação de indenização promovida por Indústrias Reunidas Raimundo da Fonte S/A (Vitivinícola Santa Maria S.A), em decorrência de inundação provocada pela enchente de 1992 do Rio São Francisco.

A sentença, transitada em julgado, determinou a liquidação provisória, remetendo para a perícia a definição dos danos emergentes e dos lucros cessantes. Foi nomeado apenas um perito engenheiro agrônomo, o qual detinha competência para a apuração do dano emergente, mas não do lucro cessante. O laudo foi impugnado pela Chesf, que requereu ao juízo da 1.ª Vara Cível que fosse realizada uma perícia contábil a fim de se chegar a um valor, ainda que aproximado, de lucros cessantes, considerando a atividade desenvolvida pela exequente. O requerimento foi indeferido, tendo sido oposto agravo de instrumento, que confirmou a decisão de indeferimento, recurso especial (que teve o seu processamento negado pelo TJPE) e Agravo em recurso especial (AREsp 377.209-PE), que não foi provido, e Agravo Regimental que também não foi provido, resultando no trânsito em julgado do processo. A Companhia já realizou depósitos judiciais no importe de R\$ 61.004, que já foi levantado pela parte adversa e aguarda-se que seja proferida sentença de extinção de execução.

Eletronorte

i. Desapropriações ajuizadas pela Companhia com a finalidade de indenizar os proprietários das áreas atingidas pela formação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Balbina (AM). Em sua maioria, os processos estão em fase de cumprimento de sentença. Há discussão acerca da legitimidade dos títulos apresentados pelos expropriados, tendo, inclusive, o Ministério Público Federal ajuizado Ação Civil Pública

Notas Explicativas

contestando esses títulos. A provisão constituída desta causa em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 375.449 (31 de dezembro 2014 – R\$ 364.549).

ii. Referente a ressarcimento de valores a Sul America Companhia Nacional de Seguros devido ao pagamento feito a Albrás Alumínio Brasileiro S.A. pelo sinistro sofrido decorrente da interrupção do fornecimento de energia elétrica. O valor do processo monta em R\$ 236.731 (31 de dezembro 2014 – R\$ 229.835). O saldo apresentou elevação significativa decorrente, principalmente, de mudança de julgamento na classificação do risco de ação cível, que passou de possível para provável.

a.2) Trabalhistas

Furnas

i. Classificação do processo nº 010058-17.2012.5.18.0131 como provável, da esfera trabalhista, no valor de R\$ 21.044, proveniente do Sindicato dos Eletricitários de Furnas e DME, classificado como risco possível até 31 de dezembro de 2014, em razão de apresentação dos cálculos pelo Reclamante no Juízo.

ii. Adição do processo nº 0171500-23.1995.5.01.0046, da esfera trabalhista, no valor de R\$ 5.957, referente à complementação de aposentadoria (paridade). Processo em grau de recurso em razão da interposição de Agravo de Petição pela Fundação Real Grandeza.

Ceal

O Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas, na qualidade de substituto processual, aforou reclamação trabalhista em favor dos empregados da Companhia, visando o recebimento de supostas diferenças salariais, ocorridas em virtude da implantação do denominado "Plano Bresser" (Decreto-Lei nº 2.335/87).

O pedido teve amparo perante a Egrégia Segunda Junta de Conciliação e Julgamento de Maceió-AL, decisão esta confirmada pelo Tribunal Regional do Trabalho da 19ª Região, estando à decisão transitado em julgado.

Ocorre que, na execução da sentença, o Juízo da 2ª Vara do Trabalho de Maceió entendeu a época que não deveria haver limitação à data-base da categoria, o que extraordinariamente oneraria a execução.

Daí o risco avaliado de perda ser provável quanto à avaliação de perda limitada a data base, pois o julgamento da limitação da data-base da categoria dar-se-á com a continuidade da execução.

Conforme a OJ/TST (SDI i) Nº 262, não ofende "à coisa julgada a limitação à data-base da categoria, na fase executória, da condenação ao pagamento de diferenças salariais decorrentes de planos econômicos".

O pagamento de diferenças salariais foi limitado à data base através da Súmula 322 do TST que estabelece: os reajustes salariais decorrentes dos chamados "gatilhos" e

Notas Explicativas

URPs, previstos legalmente como antecipação, são devidos tão somente até a data-base de cada categoria.

Ressalta-se que entre as medidas judiciais cabíveis, foram apresentados Embargos à Execução, o que permitiria o exame da limitação dos cálculos à data base da categoria, procedimento também adotado pela Advocacia Geral da União.

Acrescente-se a isso o fato de a União ter ingressado no feito como assistente, o que reforça a defesa da Companhia na busca pela limitação à data-base, bem como a decisão datada de 15 de março de 2011, do TRT da 19ª Região, proc. 251900.68.5.19.1989.0002, da Companhia de Abastecimento de Águas e Saneamento de Alagoas – CASAL, que houve a limitação à data-base. A CEAL tem constituída provisão para contingências em relação a esse assunto, o montante de R\$ 5.281 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 4.687).

a.3) Tributárias

Eletronorte

Existem duas provisões relevantes por Autos de Infração e Notificação fiscal no montante de R\$ 319.529, especificadas abaixo e outras provisões de menor relevância envolvendo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e tributos federais junto à Receita Federal do Brasil.

Os Autos de Infração e Notificação Fiscal são referentes à Taxa de Controle, Acompanhamento e Fiscalização das Atividades de Exploração e Aproveitamento de Recursos Hídricos – TFRH, regulamentada pelo Decreto nº 1.227/2015, destinada a custear a fiscalização e aproveitamento de recursos hídricos em território paraense. O primeiro Auto de Infração foi em 27/08/2015 no montante de R\$ 206.316, referente ao não recolhimento da TFRH nos meses de abril a junho de 2015. O segundo Auto de Infração foi em 11 de novembro de 2015 no montante de R\$113.212, referente aos meses de julho a setembro de 2015. Em esfera administrativa e judicial o recurso referente ao primeiro Auto de Infração da Companhia foi indeferido, no que tange o segundo Auto de Infração a Companhia ingressou com a Impugnação, mas não espera resultado diferente do primeiro. Portanto, a Companhia procedeu com a provisão dos dois Autos de Infração.

Furnas

Adição do processo nº 0084092-14.2015.4.02.510, da esfera tributária, tratando-se de ação anulatória na qual se discute o crédito tributário decorrente do processo administrativo nº 16682.720330/2012 (cobrança de PIS/COFINS sobre RTE e Itaipu) no montante de R\$ 126.377, de modo que tal exigência foi garantida pelo depósito judicial efetuado em sede da ação cautelar a ele apenso, de nº064673-08.2015.4.02.5101. Em 06 de julho de 2015 Furnas efetuou depósito judicial no montante integralmente exigido à época, que totalizava R\$ 117.309.

b) Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de desembolso futuro possível, não provisionadas.

Notas Explicativas

Para todos os principais processos abaixo descritos, as Administrações das referidas Controladas e da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entendem que a probabilidade de perda é possível sem haver necessidade de registro de provisão.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Trabalhistas	447.656	240.261	1.228.770	1.212.589
Tributárias	752.654	649.934	6.253.906	7.802.015
Cíveis	14.329.202	12.097.552	23.715.573	18.792.170
	15.529.512	12.987.747	31.198.249	27.806.774

b.1) Cíveis**Controladora**

i. O valor das causas possíveis na controladora é substancialmente formado por aquelas referentes ao Empréstimo Compulsório, cujas reclamações não estão contidas na decisão judicial de agosto de 2009. A descrição da natureza do Empréstimo Compulsório encontra-se na Nota 25. Em dezembro de 2015 o valor das causas possíveis referente ao Empréstimo Compulsório foi de R\$ 3.306.781 (31 de dezembro 2014 – R\$ 7.349.142).

ii. 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 31 de dezembro de 2015 o valor da causa é de R\$ 8.031.500

iii. No que tange as ações com avaliação de risco como possível destacamos os processos dos Produtores Independentes de Energia – PIEs. Estes processos são promovidos contra a controlada Amazonas Energia, nos quais a Eletrobras foi incluída no polo passivo, por ter se obrigado como fiadora e devedora principal da Amazonas em diversos contratos de fornecimento de energia, e resultam em um montante de R\$ 664.931 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 773.900).

Notas Explicativas

Os processos que tiveram sentença de improcedência ou que ainda não tiveram sentença prolatada em primeira instância estão classificados como de risco de perda possível.

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

iv. Entre 22 de julho e 15 de agosto de 2015, duas ações coletivas referentes a valores mobiliários foram movidas contra a Eletrobras, alguns de seus dirigentes e um ex-dirigente no Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova York (SDNY). Em 2 de outubro de 2015, essas ações foram consolidadas e o Tribunal nomeou os líderes dos requerentes, Dominique Lavoie e a cidade de Providence. Os requerentes apresentaram uma reclamação aditada consolidada em 8 de dezembro de 2015, supostamente em nome de investidores que compraram títulos da Eletrobras negociados na Bolsa de Valores de Nova York, entre 17 de agosto de 2010 e 24 de junho de 2015 e, em 26 de fevereiro de 2016, apresentaram uma segunda reclamação aditada consolidada. A segunda reclamação aditada consolidada alega, entre outras coisas, que a Eletrobras e os réus individuais sabiam ou deveriam saber da suposta fraude cometida contra a Companhia por um cartel de empresas de construção, bem como dos subornos e propinas supostamente solicitados e recebidos pelos empregados da Eletrobras; que a Eletrobras e os réus individuais prestaram declarações distorcidas materialmente relevantes bem como se omitiram em relação à suposta fraude; e que o preço das ações da Companhia caiu quando a suposta fraude foi divulgada. Os requerentes não especificaram o valor dos danos que pleiteiam, embora tal valor, quando especificado, poderá ser relevante para a Companhia. A Eletrobras contratou assessores jurídicos e pretende se defender vigorosamente contra as alegações feitas na ação.

Por causa de inúmeras incertezas relacionadas a todas as questões que afetam a determinação razoável de um montante para causa, a Companhia não está apresentando um valor estimado para a causa. A Companhia não é capaz de mensurar qualquer estimativa razoável da potencial perda desses litígios. Caso ocorra uma decisão contrária ou um acordo, a Companhia poderá pagar valores substanciais, os quais poderão ter efeito substancial, em sua posição financeira, em seus fluxos de caixa e resultados futuros. A Eletrobras contratou assessores jurídicos norte-americanos e está se defendendo contra as alegações feitas nas ações propostas.

v. 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.

Notas Explicativas

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 31 de dezembro de 2015, o valor da causa é de R\$ 1.109.973.

vi. Trata-se de ação ordinária movida pela Energimp visando obter declaração judicial do direito de receber o valor integral da energia gerada, de acordo com as tarifas praticadas no âmbito do Proinfa, relativo a determinado período no qual a mesma não estava incluída no programa, por conta de processo administrativo de rescisão que visava apurar irregularidades no processo de habilitação.

A autora obteve decisão liminar para que a Eletrobras efetuasse o repasse das parcelas vencidas e vincendas, e, posteriormente, a sentença de primeiro grau julgou procedente o pedido autoral.

A Eletrobras vem cumprindo a liminar, efetuando o repasse das verbas oriundas da conta Proinfa, desde a concessão da liminar.

Inobstante o cumprimento da liminar, a Eletrobras interpôs recurso de apelação objetivando a reforma da decisão, estando o referido recurso pendente de julgamento.

Cabe esclarecer que a presente ação versa sobre recursos oriundos da conta Proinfa, que é administrada pela Eletrobras, mas de titularidade da União, não se tratando de recursos ordinários da Eletrobras. Em 31 de dezembro de 2015, o valor da causa é de R\$ 316.353 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 263.004).

Chesf

i. Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia visando a contabilização e liquidação pela ANEEL das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feito em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES Sul interposto contra a ANEEL, resultou num débito de aproximadamente de R\$ 110.000. Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 110.000.

Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal junto à subseção Judiciária de Paulo Afonso – BA onde, em síntese, persegue a obtenção de decreto judicial que declare a inexistência do Aditivo ao Acordo de 1986, celebrado no ano de 1991, firmado entre Chesf e os representantes do Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco. No dia 26 de março de 2014 o Recurso de Apelação interposto pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia foi julgado e provido pelo TRF 1ª Região. Contra o acórdão que deu provimento à Apelação a Chesf opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Em 31 de dezembro de 2015 o acórdão que improviu os embargos de declaração se achava pendente de publicação.

Notas Explicativas

ii. Ação indenizatória proposta pela Hidroservice, processo nº 0009364-44.2003.4.05.8300 que tramita na 2ª Vara Federal-PE, objetivando a anulação de acordo de securitização setor elétrico com indenização pelo deságio na negociação de títulos recebidos, juros bancários. O valor atribuído à causa foi de R\$ 250.000 (históricos), estando estimado em R\$ 598.500. Apelações improvidas, mantendo a sentença que julgou improcedente a ação. Embargos de Declaração julgados em 26 de novembro de 2013 para corrigir o erro material apontado pela Chesf e negar provimento com relação a ambos os Embargos das partes. Apresentação de Recurso Especial e Recurso Extraordinário pela Hidroservice. A Eletrobras e a União Federal apresentaram Recurso Especial pleiteando majoração da verba honorária. O Recurso Extraordinário da Hidroservice e o Recurso Especial da Eletrobras e da União Federal foram inadmitidos e o Recurso Especial da Hidroservice foi remetido ao STJ, onde se encontra pendente de julgamento. A Hidroservice, a Eletrobras e a União Federal interpuseram agravo de instrumento para que seus recursos tenham seguimento admitidos.

iii. Processo n.º 2014.01.1.193316-6, em trâmite perante a 23.ª Vara Cível da Circunscrição Judiciária de Brasília – DF. Trata-se de ação ordinária proposta pela Energia Potiguar Geradora Eólica S.A., Torres De Pedra Geradora Eólica S.A., Ponta do Vento Leste Geradora Eólica S.A., Torres de São Miguel Geradora Eólica S.A., Morro dos Ventos Geradora Eólica S.A., Canto da Ilha Geradora Eólica S.A., Campina Potiguar Geradora Eólica S.A., Esquina dos Ventos Geradora Eólica S.A., Ilha dos Ventos Geradora Eólica S.A., Pontal do Nordeste Geradora Eólica S.A., e Ventos Potiguares Comercializadora de Energia S.A. tendo por objeto a indenização em danos materiais (danos emergentes e lucros cessantes), no valor de R\$ 243.067, e que seriam decorrentes de suposto atraso na entrada em operação comercial da LT Extremoz II – João Câmara II e da SE João Câmara II. Em 31 de dezembro de 2015 o processo se encontrava em fase de conhecimento, tendo sido oferecida contestação.

iv. Processo n.º 33328-13.2015.4.01.3400 – 15.ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal. Trata-se de ação civil pública manejada pela ANEEL com o intuito de cobrar da Chesf supostos prejuízos que os consumidores finais de energia elétrica teriam tido com os atrasos das obras referentes às chamadas Instalações de Geração Compartilhada – ICGs. Esse prejuízo remontaria a R\$ 1.470.885. A Chesf recebeu a citação aos 23 de outubro de 2015, tendo apresentado contestação ao feito no dia 04 de dezembro de 2015. Não há condições de se avaliar, no presente momento, qual seria o desfecho da causa, vez que essa é a primeira ação no País a tratar do tema (não existe histórico no Brasil de ingresso de ações coletivas com conteúdo semelhante).

Eletrosul

Ação indenizatória de autoria da Mineradora Tibagiana Ltda. na qual o Consórcio Energético Cruzeiro do Sul é parte na ação judicial. A Eletrosul possui participação de 49% do valor de R\$ 386.396, ou seja, R\$ 189.334.

Furnas

i. Processo nº 0018333-44.2005.4.01.3400, esfera cível, ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, no valor de R\$ 103.000 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 112.270),

Notas Explicativas

desconstituir o ato da ANEEL que obriga Furnas a assinar o CUST com a Empresa Produtora de Energia Cuiabá - o valor provisionado refere-se ao valor que Furnas deixou de recolher de encargos por ter decisão liminar favorável a suspender a assinatura do CUST - o risco é possível tendo em vista que em 1ª instância a ação foi julgada improcedente, mas Furnas obteve decisão liminar perante a turma que irá julgar a apelação para suspender a assinatura do contrato até o julgamento final da demanda

ii. Adição do processo nº 0230268-26.2015.8.19.0001, da esfera cível, no valor de R\$ 123.476, referente à declaração de inexistência de multa e cobrança de danos materiais por parte do Consórcio Fornecedor Batalha (CONBAT). A ação visa suspender, em caráter liminar, e anular, ao final da demanda, a imposição indevida de multa pela Ré Furnas ao Autor CONBAT, evitando-se a inscrição desse consórcio no CADIN e reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro de contrato administrativo celebrado, alegando ainda atraso da Ré Furnas no cumprimento de suas obrigações. O valor apresentado no relatório se refere ao valor de provisão e não da causa. O risco possível foi classificado tendo em vista que o objeto do pedido necessita ainda de instrução probatória, sendo certo que após essa fase o risco de desembolso será novamente avaliado.

iii. Atualização do processo nº 0027531-15.2007.8.19.0001, da esfera cível, por parte da Inepar S.A Indústria e Construções, referente de dano material, cuja variação foi de R\$ 94.137, passando para o valor de R\$ 138.105 em 31 de dezembro de 2015 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 43.968).

b.2) Tributárias**Controladora**

Trata-se de Recurso Especial de Divergência, interposto pela Procuradoria da Fazenda Nacional, com lastro no artigo 7º, II, do Regimento Interno da Câmara Superior de Recursos Fiscais, contra r. Acórdão nº 202-19.201, unânime, da Segunda Câmara do Segundo Conselho de Contribuintes.

No caso, foi lavrado Auto de Infração contra a Eletrobras, com a exigência de pagamento de COFINS, relativa aos fatos geradores ocorridos no período de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, especificamente sobre receitas financeiras auferidas, originárias de contratos de financiamentos, empréstimos e repasses financeiros, e variações cambiais, decorrentes de contratos pactuados entre a Eletrobras e Itaipu Binacional.

A Eletrobras defendeu-se da impugnação, alegando que excluiu da base de cálculo da COFINS as referidas receitas, com respaldo na Cláusula XII, alínea "b" do Tratado Brasil-Paraguai, objeto do Decreto Legislativo nº 23, de 30 de maio de 1973.

A despeito da impugnação apresentada, foi mantida a exigência fiscal pela Delegacia da Receita Federal em Brasília, tendo a Eletrobras apresentado recurso voluntário, que restou provido pela 2ª Câmara do 2º Conselho de Contribuintes.

Notas Explicativas

A União (Fazenda Nacional), interpôs recurso especial de divergência, pleiteando a anulação do Acórdão, sendo que tal recurso se encontra pendente de julgamento.

Dessa forma, a última decisão proferida pelo Conselho de Contribuintes foi favorável à Eletrobras, e entendemos que a decisão está em plena consonância com a jurisprudência do STF. O valor da causa em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 448.841 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 403.397).

Furnas

i. Processo nº 16682.720.517/2011-98 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil (RFB) em função de procedimento fiscal para verificação da apuração do IRPJ e CSLL no ano-calendário 2007, particularmente no que concerne a valores considerados a título de: redução da receita líquida; despesas com depreciação; e outras despesas operacionais. Valor em 31 de dezembro de 2015: R\$ 1.229.555 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 1.070.522).

ii. Processo nº 16682.720.516/2011-43 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em função de procedimento fiscal para verificação de eventual insuficiência de recolhimento ou declaração das contribuições para o PIS/Pasep e a Cofins no período de out/2006 a dez/2009. Valor em 31 de dezembro de 2015: R\$ 1.160.978 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 1.010.814).

iii. Processo nº 16682.720.878/2013-04 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em função de procedimento fiscal que verificava a utilização de despesa tida em 2000 (em razão da assunção de dívida junto à Fundação Real Grandeza) como prejuízo fiscal registrado em 2009 e, por conseguinte, compensado nos anos-calendário de 2009, 2010 e 2011. A autoridade fiscal afirma que tal registro foi feito de modo errado, tendo em vista que tal despesa deveria ter sido contabilizada no seu período de competência, no ano de 2000. Dessa forma, glosou as despesas deduzidas no ano-calendário 2011. Valor em 31 de dezembro de 2015: R\$ 744.430 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 634.585).

iv. Processo nº 16682.720.874/2013-18, apresentado solicitação de impugnação, referente à auto de infração lavrado pela RFB em razão de Furnas ter dado tratamento como receita isenta às receitas de uso da rede elétrica por Itaipu. Lançamento de ofício das diferenças dos valores devidos de Pasep/Cofins e os declarados por meio de DCTF. Valor: R\$ 107.303 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 182.114).

v. Adição do processo nº 0085231-98.2015.4.02.5101, da esfera tributária, no valor de R\$ 651.430, decorrente de Execução Fiscal proposta pela União Federal para exigir o crédito tributário decorrente do processo administrativo nº 16682.720331/2012-10, que exige de Furnas diferenças apuradas de IRPJ e CSLL em razão de ter efetuado compensações sem uso de PER/DCOMP.

vi. Processo nº 16682.722946/2015-23, da esfera tributária, no valor de R\$ 558.631, por parte da Receita Federal do Brasil, cobrança de IRPJ e CSLL e multa e juros em razão de: Furnas registrou, equivocadamente, em 2009, como prejuízo fiscal uma despesa tida em 2000 em razão de contrato de assunção de dívida com a fundação real grandeza, de modo a reduzir, de forma indevida, o lucro real e a base de cálculo da

Notas Explicativas

CSLL em 2009, 2010 e 2011 e, conseqüentemente, o imposto pago; Furnas teria excluído, indevidamente, da base do IRPJ multa cobrada em razão da falta de recolhimento das estimativas mensais de IRPJ e CSLL em razão das compensações feitas e que foram desconsideradas pelo fiscal, e da CSLL valores a título de "reversão dos saldos das provisões não dedutíveis" e "outras exclusões", os valores referentes aos pagamentos realizados a título de juros sobre reconhecimento de dívida entre Furnas e a Real Grandeza. Furnas teria procedido à compensação de créditos na apuração das bases de cálculo do IRPJ e da CSLL sem utilizar o perd/comp, de modo que o fiscal considerou como não existentes tais compensações, cobrando, além do montante que se deixou de recolher, a multa isolada pelo não recolhimento das estimativas mensais.

vii. Processo nº 16682.721.073/2014-51, da esfera tributária, no valor de R\$ 245.543, por parte da Receita Federal do Brasil, cobrança de multa isolada relativa à CSLL em razão da compensação efetuada por furnas sem utilizar o per/dcomp -auto de infração - cobrança de CSLL, juros de mora e multa proporcional em razão da glosa efetuada pelo fiscal em razão da utilização de créditos por Furnas do prejuízo fiscal apurado no exercício de 2007 - cobrança de multa isolada relativa ao IRPJ em razão das compensações efetuadas por Furnas sem a utilização da per/dcomp -cobrança de IRPJ, juros de mora e multa proporcional em razão da glosa efetuada pelo fiscal dos valores utilizados como créditos por furnas em decorrência de prejuízo fiscal apurado no exercício de 2007.

c) Processos de risco de desembolso remoto, não provisionados

Chesf

Ação de cobrança em andamento movida pela Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para a construção da Usina Hidrelétrica Itaparica, por alegados prejuízos financeiros resultantes de atraso no pagamento de faturas por parte da Companhia. A ação é considerada pelos seus administradores e suportada pelos consultores jurídicos da Companhia como risco de perda remoto.

Nesta ação de cobrança a Construtora Mendes Júnior S.A. obteve sentença do Juízo da 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo, seria de aproximadamente R\$ 7.000.000, valor não atualizado desde então. O Ministério Público Federal apresentou manifestação com pedido de declaração de nulidade de todo o processo e, no mérito, pediu a improcedência da ação. A Construtora Mendes Junior S.A interpôs agravos para Superior Tribunal de Justiça – ARESP, sendo que, em 31 de dezembro de 2012, naquela instância, o Ministério Público Federal emitiu parecer opinando pelo não provimento dos agravos. Apresentou o Ministério Público Federal parecer opinando pelo não provimento do agravo, que foi julgado improcedente em 19/02/2014. A Mendes Junior apresentou Agravo Regimental o qual fora convertido em REsp e levado à sessão de julgamento em 04 de dezembro de 2014 onde houveram sustentações orais de todas as partes envolvidas. Por motivo de pedido de vista do Min. Benedito Gonçalves a sessão foi suspensa, com sua retomada em 18 de dezembro de 2014, quando, à unanimidade, a Primeira Turma decidiu por não conhecer do Recurso Especial interposto pela Mendes Júnior. O acórdão foi publicado em 19 março

Notas Explicativas

de 2015. Foram interpostos embargos de declaração pela Mendes Júnior, tendo sido concedida vista à Chesf. Em 31 de dezembro de 2015, os embargos de declaração estavam pendentes de julgamento pelo STJ.

NOTA 32 - 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.

O saldo da obrigação, registrada a valor presente, em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 1.201.186 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 1.314.480).

	CONSOLIDADO
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2014	1.314.480
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	(113.294)
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2015	1.201.186

NOTA 33 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

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

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	196.544	173.521
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	3.318	2.929
UHE de Xingó	9.322	8.230
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.459	1.288
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	8.650	7.638
	219.294	193.606

Notas Explicativas

**NOTA 34 – CONTRATOS ONEROSOS**

	CONSOLIDADO		
	SALDO EM 31/12/2014	CONSTITUIÇÕES	REVERSÕES
Transmissão			
Contrato 062/2001	608.488	120.990	-
LT Recife II - Suape II	7.657	43.367	-
LT Camaçari IV - Sapeaçu	2.917	96.163	-
Outros	13.028	6.108	(2.669)
	632.090	266.628	(2.669)
Geração			
Camaçari	91.122	-	(10.681)
Funil	132.219	-	(48.431)
Coaracy Nunes	30.361	197.730	-
Furnas	168.701	-	(168.701)
Marimbondo	25.989	53.935	-
Outros	51.406	78.666	-
	499.798	330.331	(227.813)
	1.131.888	596.959	(230.482)
Total do Passivo Circulante*	1.687	7.386	-
Total do Passivo Não Circulante	1.130.201	589.573	(230.482)
TOTAL	1.131.888	596.959	(230.482)

(*) Valor registrado na rubrica Outros passivos circulantes

	31/12/2015		31/12/2014	
	SALDO	TAXA DE DESCONTO	SALDO	TAXA DE DESCONTO
Transmissão	896.049	7,00%	632.090	6,57%
Geração	602.316	7,50%	499.798	6,69%
TOTAL	1.498.365		1.131.888	

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de dezembro de 2015, R\$ 1.270.274 (R\$ 1.101.527 em 31 de dezembro de 2014) 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.

Quanto aos contratos de transmissão, as premissas adotadas no cálculo de contrato oneroso contemplaram as receitas de transmissão dos contratos de concessão autorizadas pela Resolução nº 1.918, de 23 de junho de 2015, uma taxa de desconto de 7,00% e os períodos de vigência dos respectivos contratos.

A reversão na provisão para perdas por contrato oneroso da UHE Furnas e Funil é devido a dois motivos: aumento de RAP, em função da atualização para o ciclo de 2015-2016, conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 1.918, de 23 de junho de 2015 (houve um aumento de 17,59% em relação ao ciclo 2014 - 2015); e à redução

Notas Explicativas

de custos na rubrica de Serviços a qual será impactada pela saída de funcionários contratados que ocorrerá até 2018.

A variação ocorrida na UHE Camaçari foi decorrente do registro de reversão de contrato oneroso advinda das premissas para o cálculo, onde foram contempladas as receitas de geração das usinas, definidas pela Resolução nº 1.924, de 28 de julho de 2015, adicionados PIS/PASEP, COFINS e a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.

Em 2015, a controlada Eletronorte verificou que o contrato da UHE Coaçari Nunes apresentou evidências significativas de onerosidade.

NOTA 35 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

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

35.1- Compra de energia

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Amazonas D	635.888	662.606	716.042	750.154	785.509	3.093.977
CGTEE	210.360	210.360	210.360	172.884	172.884	345.768
Chesf	312.502	299.559	314.542	329.594	4.321.655	-
Distribuidora Alagoas	719.541	815.969	882.501	857.696	890.258	-
Distribuidora Piauí	803.686	854.142	836.801	770.165	773.796	281.575.369
Distribuidora Rondônia	2.156.151	-	-	-	-	-
Eletrosul	275.685	254.399	264.407	254.484	264.407	3.225.297
Furnas	551.187	542.988	552.359	544.462	541.816	3.126.539
Total	5.665.000	3.640.023	3.777.012	3.679.439	7.750.325	291.366.950

35.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Amazonas D	2.703.545	2.703.545	2.703.545	2.703.545	2.703.545	26.805.832
CGTEE	136.189	136.189	136.189	136.189	136.189	408.567
Eletronuclear	77.164	104.241	193.483	-	-	-
Total	2.916.898	2.943.975	3.033.217	2.839.734	2.839.734	27.214.399

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 I e UTN Angra II, bem como a carga inicial e futuras recargas de UTN Angra III.

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.

35.3- Compra de Energia de Produtor Independente - PROINFA

A Companhia apoia o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira. Através do programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, buscando soluções de

Notas Explicativas

cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia e incentivado o crescimento da indústria nacional.

O PROINFA prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW* de capacidade instalada. As usinas do programa responderão pela geração de aproximadamente 12.000GWh*/ano, equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW* contratados estão divididos em 1.191,24 MW* provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 1.422,92 MW* de 54 usinas eólicas e 685,24 MW* de 27 usinas a base de biomassa. Em 2006, a Companhia concordou em adquirir energia elétrica produzida pelo PROINFA por um período de 20 anos e transferir essa energia elétrica às concessionárias de transmissão e distribuição, que por sua vez transferem a energia elétrica aos consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos. Cada concessionária de transmissão e distribuição pagam à Companhia o custo anual de energia elétrica fornecida aos consumidores cativos, consumidores livres e autoprodutores conectados às suas instalações, em doze pagamentos mensais, cada um deles antecipadamente ao mês no qual a energia deve ser consumida.

* Informações não auditadas pelo auditor independente

35.4- Venda de Energia

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
CGTEE	557.520	557.520	557.520	557.520	557.520	1.672.560
Chesf	988.720	903.070	947.460	993.090	-	18.358.900
Distribuidora Rondônia	1.114.099	1.357.047	1.376.269	-	-	-
Eletrosul	594.084	587.877	482.746	448.757	447.736	7.097.965
Eletronuclear	2.246.260	2.246.260	2.246.260	2.246.260	2.246.260	-
Furnas	3.725.242	3.039.313	3.039.313	1.680.214	2.039.093	34.655.285
Total	9.225.925	8.691.087	8.649.568	5.925.841	5.290.609	61.784.710

35.5- Compromissos sócio ambientais

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Eletronuclear	77.164	104.241	193.483	-	-	-
Eletronorte	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	36.000
Total	97.164	124.241	213.483	20.000	20.000	36.000

Angra III

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 III, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

Notas Explicativas**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.

Licenças Ambientais

As ações de caráter socioambiental constituídas para provisões de contingências de riscos ambientais nas unidades de negócio da ELETROSUL asseguram o compromisso da obtenção de emissões de Licenças Ambientais, bem como autorização para corte de vegetação, com o respaldo do Ministério público que fiscaliza a edificação desses investimentos.

35.6- Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2017	2018	2019	2020
Chesf	27.223	-	-	-
Eletronuclear	3.018.398	3.654.154	1.193.289	18.848
Eletrosul	2.182.121	1.215.595	220.170	268.414
Total	<u>5.227.742</u>	<u>4.869.749</u>	<u>1.413.459</u>	<u>287.262</u>

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

35.7- Aquisição de insumos

Empresas	2017	2018	2019	2020
CGTEE	29.352	29.852	29.852	29.352
Total	<u>29.352</u>	<u>29.852</u>	<u>29.852</u>	<u>29.352</u>

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

35.8- Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

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

Notas Explicativas



35.8.1 - 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 :

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021
Norte Energia	357.276	92.936	6.692	2.390	10.243
Total	357.276	92.936	6.692	2.390	10.243

35.8.2 - Uso do bem público

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Norte Energia	3.871	3.568	3.288	3.031	3.031	32.207
Energética Águas da Pedra	370	370	370	370	370	1.424
Total	4.241	3.938	3.658	3.401	3.401	33.631

35.8.3 - 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	2017	2018
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	105.085	60.205
Complexo Fortim	445.000	-
Complexo Baleia	174.554	-
Complexo Famosa III	154.420	-
Complexo Serra Do Mel	62.408	-
Complexo Eólico Itaguaçu Da Bahia	37.766	-
Complexo Acaraú	50.966	-
Empresa de Energia São Manoels.A.	14.000	45.000
Complexo Eólico Pindaí I	45.100	-
Complexo Eólico Pindaí II	24.400	-
Complexo Eólico Pindaí III	5.550	-
ESBR Participações S.A.	638.600	-
Norte Energia S.A.	154.988	23.000
Complexo Eólico Sento Sé III	9.645	-
Complexo Eólico Serra das Vacas	1.176	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	15.000	-
Companhia Energética SINOP S.A.	12.250	16.188
Total	1.950.907	144.393

35.8.4 - Custo de Construção

Empresas	2017	2018	2019	2020
Eletronorte	148.843	-	-	-
Eletrosul	1.931.991	1.123.693	120.542	181.891
Total	2.080.834	1.123.693	120.542	181.891

Notas Explicativas

**NOTA 36 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO****36.1 - Capital Social**

O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 31.305.331 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 31.305.331) 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 31 de dezembro de 2015, conforme a seguir:

31/12/2015 e 31/12/2014								
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
FND	45.621.589	4,20	-	-	-	-	45.621.589	3,37
FGHAB	1.000.000	0,09	-	-	-	-	1.000.000	0,07
CEF	8.701.564	0,80	-	-	-	-	8.701.564	0,64
FGI	-	-	-	-	8.750.000	3,30	8.750.000	0,65
Outros	261.028.277	24,01	146.920	100,00	219.731.566	82,78	480.906.763	35,55
	<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 480.906.549 (já deduzidas as 214 ações ordinárias referentes aos Diretores e Membros do Conselho de Administradores da Eletrobras) ações em poder dos minoritários, 250.988.746, ou seja, 52,2% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 134.601.197 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 116.387.521 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 81.371.686 ações ordinárias e 21.262.873 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de American Depositary Receipts – ADRs.

36.2 - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Compensação de insuficiência de remuneração - CRC	18.961.102	18.961.102
Ágio na emissão de ações	3.384.310	3.384.310
Especial - Decreto-Lei 54.936/1964	387.418	387.418
Correção monetária do balanço de abertura de 1978	309.655	309.655
Correção monetária do Empréstimo Compulsório - 1987	2.708.432	2.708.432
Doações e subvenções - FINOR, FINAM e outros	297.424	297.424
	<u>26.048.342</u>	<u>26.048.342</u>

Notas Explicativas



36.3 - Reservas de Lucros

O Estatuto Social da companhia prevê a destinação de 50% do lucro líquido do exercício para a constituição de Reserva de Investimentos e de 1% para a Reserva de Estudos e Projetos, sendo sua constituição limitada a 75% e a 2% do capital social.

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	-	2.233.017
Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976)	-	26.022
	-	2.259.039

Na 55ª Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2015 foi aprovado o pagamento do valor total do saldo da reserva estatutária de lucros de 31 de dezembro de 2014, a título de Juros sobre Capital Próprio aos acionistas titulares de ações preferenciais Classe "A" e "B".

Em 31 de dezembro de 2015, parte do saldo de prejuízos acumulados foi absorvido pelo saldo remanescente da reserva de lucros no montante de R\$ 2.233.017.

NOTA 37 – PREJUÍZO POR AÇÃO

(a) Básico e diluído

O lucro 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. As 12.018.738 ações ordinárias potenciais dilutivas (Empréstimo compulsório – Nota 25) não foram incluídas no cálculo da média ponderada do número de ações preferenciais devido ao efeito antidilutivo. Portanto, não há diferença entre o prejuízo por ação básico e diluído.

31/12/2015				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(11.606.060)	(1.569)	(2.833.978)	(14.441.607)
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\$)	(10,68)	(10,68)	(10,68)	
31/12/2014				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(2.435.921)	(329)	(594.804)	(3.031.055)
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\$)	(2,24)	(2,24)	(2,24)	

Notas Explicativas

**NOTA 38 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
RECEITAS OPERACIONAIS				
Geração				
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	2.749.068	2.806.271	12.310.243	12.175.362
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	3.571.809	3.317.103
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	37.607	1.811.552	3.817.976
Receita de Operação e Manutenção de Concessões Renovadas	-	-	1.882.637	1.803.127
Receita de Construção de Usinas	-	-	148.403	240.040
Efeito Financeiro de Itaipu	234.425	(97.740)	234.425	(97.740)
	<u>2.983.493</u>	<u>2.746.138</u>	<u>19.959.069</u>	<u>21.255.868</u>
Transmissão				
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	2.504.239	1.207.090
Receita de Operação e Manutenção	-	-	191.372	994.178
Receita de Construção de Linhas Renovadas	-	-	2.077.616	1.786.195
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	838.087	714.409
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>5.611.314</u>	<u>4.701.872</u>
Distribuição				
Fornecimento/Suprimento de Energia Elétrica	-	-	14.835.424	7.310.337
Receita de Construção	-	-	1.011.518	873.413
CVA e outros itens financeiros	-	-	324.120	38.477
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>16.171.062</u>	<u>8.222.227</u>
Outras receitas	<u>19.567</u>	<u>53.940</u>	<u>1.484.431</u>	<u>1.339.294</u>
	<u>3.003.060</u>	<u>2.800.078</u>	<u>43.225.876</u>	<u>35.519.261</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(3.877.677)	(1.683.781)
(-) PASEP e COFINS	(505.668)	(91.175)	(4.108.891)	(2.685.562)
(-) Encargos setoriais	-	-	(2.313.660)	(1.005.014)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(336.810)	(7.097)
	<u>(505.668)</u>	<u>(91.175)</u>	<u>(10.637.038)</u>	<u>(5.381.454)</u>
Receita operacional líquida	<u>2.497.392</u>	<u>2.708.903</u>	<u>32.588.838</u>	<u>30.137.807</u>

A receita de fornecimento/suprimento de energia elétrica do segmento de distribuição aumentou R\$ 7.525.087 de 31 de dezembro de 2014 para 31 de dezembro de 2015 devido aquisição da Celg-D ocorrida em setembro de 2014, sendo essa a razão a qual a Companhia reconheceu somente o resultado do último trimestre da empresa supracitada. Durante o exercício de 2015 a Celg-D apresentou uma receita de fornecimento/suprimento de energia elétrica de R\$ 7.146.242, enquanto no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 a receita reconhecida pela Companhia foi de R\$ 1.626.908.

Notas Explicativas

**NOTA 39 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	(6.437.858)	(267.636)	-	-
Investimentos em coligadas				
Juros sobre o capital próprio	5.610	10.611	-	10.611
Equivalência patrimonial	401.201	8.405	379.743	(1.426.804)
	406.811	19.016	379.743	(1.416.193)
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	2.010	20.008	2.010	20.008
Dividendos	62.045	98.477	62.045	98.477
Remuneração dos investimentos em parcerias	10.402	24.429	10.402	24.429
Rendimentos de capital - ITAIPU	77.246	56.439	77.246	56.439
	151.703	199.353	151.703	199.353
	(5.879.344)	(49.267)	531.446	(1.216.840)

NOTA 40 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Pessoal	398.830	383.818	6.004.845	5.609.320
Material	2.555	2.885	318.410	310.276
Serviços	119.120	110.120	3.172.162	2.565.777
	520.505	496.823	9.495.417	8.485.373

NOTA 41 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Energia comprada para revenda				
Suprimento		-	4.931.606	5.030.149
Comercialização na CCEE	48.335	487.362	2.998.109	2.864.480
Proinfa	2.803.812	2.502.382	2.818.660	2.502.382
Outros	17.686	17.439	17.852	27.689
	2.869.832	3.007.183	10.766.227	10.424.700

Notas Explicativas

**NOTA 42 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Garantias	30.265	115.166	30.265	115.166
Contingências ¹	5.698.790	3.389.682	7.083.748	3.655.626
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	642.924	83.921
PCLD - Financiamentos e Empréstimos ²	15.755	(269.051)	15.755	(269.051)
Passivo a descoberto em Controladas	5.392.577	831.851	-	-
Contratos Onerosos	-	-	366.477	(1.800.401)
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos (a)	(1.001.986)	(411.122)	(610.747)	(313.672)
Impairment ³	(1.852)	-	5.991.110	509.994
Ajuste a Valor de Mercado	67.107	110.902	67.107	110.902
Reversão para Perda de Ativo Financeiro	-	-	-	(791.868)
Impairment BRR ³	-	-	(148.637)	(360.648)
Provisão para perdas no imobilizado	-	-	-	235.064
Provisão para compensações ambientais	-	-	-	104.904
Risco Hidrológico (b)	-	-	451.340	-
Outras	31.978	69.134	749.943	474.723
	<u>10.232.634</u>	<u>3.836.562</u>	<u>14.639.285</u>	<u>1.754.660</u>

¹ As informações referentes a contingências estão descritas na Nota 31.

² As informações referentes a PCLD de financiamentos e empréstimos estão descritas na Nota 9.

³ As informações referentes a *impairment* estão descritas na Nota 20.

(a) Perdas em Investimentos

Objetivando ressarcir as empresas concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica que possuem geração térmica e que atue no Sistema Isolado, a Lei 10.833/2003, que alterou a Lei 8.631/1993, estabeleceu que a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC assumisse esse ônus, na sua integralidade, no ano de 2004 e parcialmente durante os anos de 2005 a 2008.

Através da Resolução Normativa 303/2008, a ANEEL estabeleceu a metodologia e procedimentos para apuração, demonstração e validação do montante do ICMS contabilizado como custo decorrente da aquisição de combustíveis, bem como a apuração, demonstração, fiscalização e pagamento do passivo a ser restituído a CCC-ISOL pelos agentes beneficiários que receberam reembolso de ICMS em montante superior ao efetivo custo incorrido com esse imposto.

A ANEEL através do Despacho 4.722/2009 SFF/ANEEL, que trata do encerramento do exercício de 2009, determinou que fosse reconhecido contabilmente o montante do passivo a ser restituído à Conta de Consumo de Combustível CCC referente ao período de janeiro de 2004 até dezembro de 2007.

A Administração da controlada Amazonas Energia, amparada por seus consultores jurídicos requereu judicialmente a suspensão dos efeitos da referida resolução do órgão regulador.

Por força da sentença judicial exarada em 29 de setembro de 2009 a controlada Amazonas Distribuidora nas demonstrações financeiras de dezembro de 2009 reverteu do seu Passivo esta obrigação, tendo como contrapartida receita operacional. Esta obrigação apresenta o montante atualizado de R\$ 1.100.499 referente ao valor reembolsado pela CCC ISOL nos anos de 2004 a 2008.

Notas Explicativas

Entretanto, face ao estágio em que a ação judicial se encontrava, em que pesasse admissibilidade do mérito correspondente, existia a incerteza sobre o desfecho da ação, pelo que, a controladora ao longos dos exercícios sociais vinha reconhecendo provisão para a cobertura de eventuais perdas relacionadas a esses supostos débitos com a CCC relativos ao ICMS.

Face a esta sentença judicial concedendo o mérito à Amazonas Distribuidora, a ANEEL interpôs um Agravo de Instrumento. Em 17/11/2015 esse Agravo de Instrumento foi negado pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região. Posteriormente o agravo perdeu o objeto, em razão da sentença que julgou procedente a demanda, concedendo a segurança pleiteada pela Amazonas Distribuidora e ratificando a liminar anteriormente deferida.

Portanto, a Amazonas Distribuidora está albergada por sentenças que lhe asseguram o direito de não efetuar a devolução do valor do ICMS, logo não sendo obrigada a constituição do passivo nesses montantes.

Diante dos fatos e da negativa do Agravo de Instrumento julgado em 17 de novembro de 2015, a Eletrobras realizou a reversão da provisão ora constituída para cobertura desses passivos no montante de R\$ 1.100.499 mil.

Em 31 de dezembro de 2015 foi constituída provisão para perdas no investimento no montante de R\$ 489.752 decorrentes de testes de recuperabilidade de ativos nas participações societárias das Companhias CHC, ESBR participações, Madeira Energia S.A, Teles Pires Participações e São Manoel (vide Nota 16).

(b) Risco Hidrológico – GSF

A controlada Eletronorte aderiu à Repactuação do Risco Hidrológico prevista na Medida Provisória 688/2015, de 18 de agosto de 2015. O montante questionado pela controlada era de R\$ 451.340 e, ao aderir à repactuação, a liminar perdeu o efeito suspensivo do pagamento do valor, sendo assim, o montante foi provisionado mediante apuração das faturas cobradas no período.

NOTA 43 – COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS

43.1 – Alienação do controle acionário da controlada CELG D

Em 26 de setembro de 2014, em Assembleia Geral Extraordinária, a Eletrobras aprovou a aquisição, pela Companhia, do controle acionário da CELG Distribuição S.A.- CELG D.

A Companhia concluiu o processo de aquisição da Celg Distribuição S.A. ("Celg-D") mediante o pagamento e a transferência, em 27/01/2015, de 76.761.267 de ações ordinárias de emissão da CelgD, correspondentes a 50,93% do capital social da Distribuidora, ao valor de R\$ 59.454.

Em 28 de dezembro de 2015, em Assembleia Geral Extraordinária, a Eletrobras aprovou a alienação do controle acionário da CELG D em leilão de desestatização a ser

Notas Explicativas

promovido pela BM&FBOVESPA, conforme preço mínimo e condições estabelecidas na Resolução 11/2015 do Conselho Nacional de Desestatização – CND. A Administração está comprometida com um plano de venda da controlada, e espera que a venda seja concluída em até 31 de dezembro de 2016.

Essa alienação não foi considerada como operação descontinuada, pois a Companhia continuará atuante no segmento de distribuição com seis distribuidoras pertencentes ao Grupo Eletrobras.

Os principais ativos e passivos da controlada CELG D classificados como mantidos para venda estão demonstrados a seguir:

	<u>31/12/2015</u>
Caixa e equivalentes de caixa	82.182
Clientes	1.112.469
Tributos e contribuições sociais	170.440
Depósitos judiciais	136.761
Ativo Financeiro	199.497
Ativo imobilizado	43.328
Ativo intangível	1.908.127
Ativos reembolsáveis - FUNAC	672.615
Outros ativos	<u>298.366</u>
Total ativos da controlada CELG D classificados como mantidos para venda	<u>4.623.785</u>
 Fornecedores	 1.983.890
Empréstimos e financiamentos	1.304.503
Tributos e contribuições sociais	360.553
Encargos setoriais	428.332
Benefício pós emprego	146.800
Provisões de contingências	568.100
Outros passivos	<u>782.831</u>
Passivos da controlada CELG D associados a ativos classificados como mantidos para venda	<u>5.575.009</u>

Notas Explicativas

**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	
	31/12/2015	31/12/2014
Total dos empréstimos e financiamentos	46.398.260	39.539.125
(-) Caixa e Equivalente de Caixa e Títulos e valores mobiliários	8.431.737	5.366.511
Dívida Líquida	37.966.523	34.172.614
(+) Total do Patrimônio Líquido	41.739.222	56.848.500
Total do Capital	79.705.745	91.021.114
Índice de Alavancagem Financeira	48%	38%

Notas Explicativas



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:

	Mensuração	CONTROLADORA	
		31/12/2015	31/12/2014
		Valor Contábil/ Valor Justo	Valor Contábil/ Valor Justo
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa		691.719	88.194
<u>Empréstimos e Recebíveis</u>		<u>41.052.908</u>	<u>38.466.689</u>
Clientes	Custo Amortizado	504.597	573.457
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	37.098.745	32.556.881
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	3.449.566	5.336.351
<u>Mantidos Até o Vencimento</u>		<u>191.763</u>	<u>204.665</u>
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	191.763	204.665
<u>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</u>		<u>3.454.526</u>	<u>421.975</u>
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	3.454.526	421.817
<u>Disponíveis para venda</u>		<u>1.018.143</u>	<u>1.212.142</u>
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.018.143	1.212.142
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
<u>Mensurados pelo Custo Amortizado</u>		<u>30.752.210</u>	<u>27.223.773</u>
Fornecedores	Custo Amortizado	416.126	548.589
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	30.036.452	26.020.026
Obrigações de ressarcimento	Custo Amortizado	299.632	655.158
<u>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</u>		<u>18.860</u>	<u>24.706</u>
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	18.860	24.706

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO		
	Mensuração	31/12/2015	31/12/2014
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa		1.393.973	1.407.078
Empréstimos e Recebíveis		59.238.499	58.567.412
Clientes	Custo Amortizado	5.970.958	6.170.720
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	17.587.620	14.684.564
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	10.503.382	9.803.062
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	25.176.539	24.170.771
Indenizações - Lei 12.783/2013	Custo Amortizado	-	3.738.295
Mantidos Até o Vencimento		193.669	223.142
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	193.669	223.142
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		6.890.406	3.991.848
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	6.844.095	3.731.937
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	46.311	259.911
Disponíveis para venda		5.382.366	9.606.383
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.177.260	1.370.371
Ativo Financeiro - Distribuição	Valor justo	4.205.106	8.236.012
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados pelo Custo Amortizado		70.733.967	62.458.291
Fornecedores	Custo Amortizado	19.577.928	17.536.501
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	46.398.260	39.539.125
Debêntures	Custo Amortizado	562.474	759.923
Obrigações de Ressarcimento	Custo Amortizado	2.879.586	3.232.621
Arrendamento Mercantil	Custo Amortizado	1.252.155	1.326.661
Concessões a Pagar UBP	Custo Amortizado	63.564	63.460
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		80.269	72.203
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	80.269	72.203
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		18.860	24.706
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	18.860	24.706

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				
31/12/2015				
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.018.143	-	-	1.018.143
Investimentos (Participações Societárias)	1.018.143	-	-	1.018.143
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	3.454.526	-	-	3.454.526
Títulos e Valores Mobiliários	3.454.526	-	-	3.454.526
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	18.860	-	18.860
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	18.860	-	18.860
CONTROLADORA				
31/12/2014				
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.212.142	-	-	1.212.142
Investimentos (Participações Societárias)	1.212.142	-	-	1.212.142
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	421.975	-	-	421.975
Títulos e Valores Mobiliários	421.975	-	-	421.975
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	24.706	-	24.706
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	24.706	-	24.706

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO			
	31/12/2015			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.177.260	4.205.106	-	5.382.366
Investimentos (Participações Societárias)	1.177.260	-	-	1.177.260
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	4.205.106	-	4.205.106
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.844.095	46.311	-	6.890.406
Títulos e Valores Mobiliários	6.844.095	-	-	6.844.095
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	46.311	-	46.311
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	99.129	-	99.129
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	99.129	-	99.129

	CONSOLIDADO			
	31/12/2014			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.370.371	8.236.012	-	9.606.383
Investimentos (Participações Societárias)	1.370.371	-	-	1.370.371
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	8.236.012	-	8.236.012
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	3.731.937	259.911	-	3.991.848
Títulos e Valores Mobiliários	3.731.937	-	-	3.731.937
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	259.911	-	259.911
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	72.203	-	72.203
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	72.203	-	72.203

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.

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

Notas Explicativas

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 2015 e 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, 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.

Notas Explicativas



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.

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

			CONTROLADORA			
			Efeito no resultado - receita (despesa)			
Saldo em 31/12/2015						
			Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹	
	Moeda Estrangeira	Reais				
USD	Empréstimos obtidos	3.679.624	14.365.988	(1.272.414)	(5.182.014)	(9.091.615)
	Empréstimos concedidos	3.937.493	15.375.123	1.359.223	5.542.809	9.726.395
	Ativo financeiro - ITAIPU	883.417	3.449.566	304.955	1.243.586	2.182.216
Impacto no resultado - USD			391.764	1.604.380	2.816.997	
EURO	Empréstimos obtidos	59.277	251.820	(31.562)	(102.408)	(173.253)
	Empréstimos concedidos	28.294	120.259	15.003	48.818	82.634
	Impacto no resultado - EURO		(16.559)	(53.589)	(90.620)	
IENE	Empréstimos obtidos	5.516.631	178.794	(16.587)	(65.432)	(114.277)
	Empréstimos concedidos	11.360.536	368.422	33.930	134.518	235.106
	Impacto no resultado - IENE		17.343	69.086	120.829	
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			392.548	1.619.877	2.847.206	

			CONSOLIDADO			
			Efeito no resultado - receita (despesa)			
Saldo em 31/12/2015						
			Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹	
	Moeda Estrangeira	Reais				
USD	Empréstimos obtidos	3.803.820	14.850.875	(1.315.361)	(5.356.920)	(9.398.479)
	Empréstimos concedidos	3.790.753	14.802.134	1.308.568	5.336.244	9.363.919
	Ativo financeiro - ITAIPU	883.417	3.449.566	304.955	1.243.586	2.182.216
	Impacto no resultado - USD			298.163	1.222.909	2.147.656
EURO	Empréstimos obtidos	59.277	251.820	(31.562)	(102.408)	(173.253)
	Impacto no resultado - EURO			(31.562)	(102.408)	(173.253)
IENE	Empréstimos obtidos	5.516.631	178.794	(16.587)	(65.432)	(114.277)
	Impacto no resultado - IENE			(16.587)	(65.432)	(114.277)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			250.014	1.055.070	1.860.126	

(¹) Premissas adotadas:

USD
EURO
IENE

Provável

25%

50%

4,250

5,313

6,375

4,781

5,976

7,171

0,035

0,044

0,053

Notas Explicativas



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

			CONTROLADORA			
			Efeito no resultado - receita (despesa)			
Saldo em 31/12/2015						
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (25%) ²	Cenário III (50%) ²	
USD	Empréstimos obtidos	3.679.624	14.365.988	(1.272.414)	2.637.187	6.546.787
	Empréstimos concedidos	3.937.493	15.375.123	1.359.223	(2.824.364)	(7.007.950)
	Ativo financeiro - ITAIPU	883.417	3.449.566	304.955	(633.675)	(1.572.305)
	Impacto no resultado - USD			391.764	(820.852)	(2.033.468)
EURO	Empréstimos obtidos	59.277	251.820	(31.562)	39.283	110.129
	Empréstimos concedidos	28.294	120.259	15.003	(18.813)	(52.628)
	Impacto no resultado - EURO			(16.559)	20.471	57.501
IENE	Empréstimos obtidos	5.516.631	178.794	(16.587)	32.258	81.104
	Empréstimos concedidos	11.360.536	368.422	33.930	(66.658)	(167.246)
	Impacto no resultado - IENE			17.343	(34.399)	(86.142)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			392.548	(834.781)	(2.062.110)	

			CONSOLIDADO			
			Efeito no resultado - receita (despesa)			
Saldo em 31/12/2015						
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (25%) ²	Cenário III (50%) ²	
USD	Empréstimos obtidos	3.803.820	14.850.875	(1.315.361)	2.726.198	6.767.757
	Empréstimos concedidos	3.790.753	14.802.134	1.308.568	(2.719.107)	(6.746.783)
	Ativo financeiro - ITAIPU	883.417	3.449.566	304.955	(633.675)	(1.572.305)
	Impacto no resultado - USD			298.163	(626.584)	(1.551.331)
EURO	Empréstimos obtidos	59.277	251.820	(31.562)	39.283	110.129
	Impacto no resultado - EURO			(31.562)	39.283	110.129
IENE	Empréstimos obtidos	5.516.631	178.794	(16.587)	32.258	81.104
	Impacto no resultado - EURO			(16.587)	32.258	81.104
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			250.014	(555.042)	(1.360.099)	

(²) Premissas adotadas:			Provável	- 25%	- 50%
USD			4,250	3,188	2,125
EURO			4,781	3,585	2,390
IENE			0,035	0,027	0,018

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 23, 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.

Notas Explicativas



(a.1) LIBOR

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/12/2015		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (+25%) ¹
					Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	834.320	3.257.353	(30.003)	(37.504)
	Derivativo	1.040.384	4.061.867	37.414	46.767
	Total			7.410	9.263
					11.116

		CONSOLIDADO			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/12/2015		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (+25%) ¹
					Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	955.188	3.729.245	(34.350)	(42.937)
	Derivativo	1.040.384	4.061.867	37.414	46.767
	Total			3.064	3.830
					4.596

(¹) Premissas adotadas:		30/12/2015	Provável	25%	50%
USD		3,9042	4,2500	5,31	6,38
LIBOR		n/a	0,85%	1,06%	1,27%

(a.2) Indexadores nacionais

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA		
		Saldo em 31/12/2015	Efeito no resultado - receita (despesa)	
			Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (+25%) ¹
				Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	6.516.128	(993.710)	(1.242.137)
	Impacto no resultado - CDI		(993.710)	(1.490.564)
IPCA	Empréstimos concedidos	6.816.041	472.352	590.440
	Impacto no resultado - IPCA		472.352	708.527
IGPM	Empréstimos concedidos	238.976	15.725	19.656
	Impacto no resultado - IGPM		15.725	23.587
SELIC	Empréstimos obtidos	2.284.348	(348.363)	(435.454)
	Impacto no resultado - SELIC		(348.363)	(522.545)
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(853.996)	(1.067.495)
				(1.280.994)

Notas Explicativas



		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2015	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	11.410.983	(1.740.175)	(2.175.219)	(2.610.262)
	Debêntures emitidas	342.671	(52.257)	(65.322)	(78.386)
	Impacto no resultado - CDI		(1.792.432)	(2.240.540)	(2.688.648)
TJLP	Empréstimos obtidos	6.594.316	(461.602)	(577.003)	(692.403)
	Debêntures emitidas	219.803	(15.386)	(19.233)	(23.079)
	Impacto no resultado - TJLP		(476.988)	(596.235)	(715.482)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.252.155	(82.392)	(102.990)	(123.588)
	Empréstimos concedidos	237.361	15.618	19.523	23.428
	Impacto no resultado - IGPM		(66.773)	(83.467)	(100.160)
SELIC	Empréstimos obtidos	2.636.254	(402.029)	(502.536)	(603.043)
	Impacto no resultado - SELIC		(402.029)	(502.536)	(603.043)
IPCA	Empréstimos obtidos	532.754	36.920	46.150	55.380
	Impacto no resultado - IPCA		36.920	46.150	55.380
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIACÃO DOS ÍNDICES			(2.701.303)	(3.376.629)	(4.051.954)
(¹) Premissas adotadas:			Provável	25%	50%
	CDI		15,25%	19,06%	22,88%
	IPCA		6,93%	8,66%	10,40%
	TJLP		7,00%	8,75%	10,50%
	IGPM		6,58%	8,23%	9,87%
	SELIC		15,25%	19,06%	22,88%
	LIBOR		0,85%	1,06%	1,27%

Notas Explicativas



- risco de depreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo em 31/12/2015	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (-25%) ²	Cenário III (-50%) ²
CDI	Empréstimos obtidos	6.516.128	(993.710)	(745.282)	(496.855)
	Impacto no resultado - CDI		(993.710)	(745.282)	(496.855)
IPCA	Empréstimos concedidos	6.816.041	472.352	354.264	236.176
	Impacto no resultado - IPCA		472.352	354.264	236.176
IGPM	Empréstimos concedidos	238.976	15.725	11.793	7.862
	Impacto no resultado - IGPM		15.725	11.793	7.862
SELIC	Empréstimos obtidos	2.284.348	(348.363)	(261.272)	(174.182)
	Impacto no resultado - SELIC		(348.363)	(261.272)	(174.182)
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIACÃO DOS ÍNDICES			(853.996)	(640.497)	(426.998)

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2015	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (-25%) ²	Cenário III (-50%) ²
CDI	Empréstimos obtidos	11.410.983	(1.740.175)	(1.305.131)	(870.087)
	Debêntures emitidas	342.671	(52.257)	(39.193)	(26.129)
	Impacto no resultado - CDI		(1.792.432)	(1.344.324)	(896.216)
TJLP	Empréstimos obtidos	6.594.316	(461.602)	(346.202)	(230.801)
	Debêntures emitidas	219.803	(15.386)	(11.540)	(7.693)
	Impacto no resultado - TJLP		(476.988)	(357.741)	(238.494)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.252.155	(82.392)	(61.794)	(41.196)
	Empréstimos concedidos	237.361	15.618	11.714	7.809
	Impacto no resultado - IGPM		(66.773)	(50.080)	(33.387)
SELIC	Empréstimos obtidos	2.636.254	(402.029)	(301.522)	(201.014)
	Impacto no resultado - SELIC		(402.029)	(301.522)	(201.014)
IPCA	Empréstimos obtidos	532.754	36.920	27.690	18.460
	Impacto no resultado - IPCA		36.920	27.690	18.460
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES			(2.701.303)	(2.025.977)	(1.350.651)

(²) Premissas adotadas:

	Provável	-25%	-50%
CDI	15,25%	11,44%	7,63%
IPCA	6,93%	5,20%	3,47%
TJLP	7,00%	5,25%	3,50%
IGPM	6,58%	4,94%	3,29%
SELIC	15,25%	11,44%	7,63%
LIBOR	0,85%	0,63%	0,42%

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 exercício do relatório:

Tipo	Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
					31/12/2015	31/12/2014
Libor X Pre-tax	01/2011	20.192	2,4400%	25/11/2015	-	(229)
Libor X Pre-tax	02/2011	20.192	2,4900%	25/11/2015	-	(235)
Libor X Pre-tax	03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(5.497)	(5.422)
Libor X Pre-tax	04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(11.266)	(11.109)
Libor X Pre-tax	05/2011	50.000	2,1490%	10/08/2015	-	(508)
Libor X Pre-tax	06/2011	100.000	2,2725%	10/08/2015	-	(1.087)
Libor X Pre-tax	07/2011	100.000	2,1790%	10/08/2015	-	(1.034)
Libor X Pre-tax	08/2011	100.000	2,1500%	10/08/2015	-	(1.017)
Libor X Pre-tax	09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	(226)	(231)
Libor X Pre-tax	10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	(133)	(135)
Libor X Pre-tax	11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	(394)	(398)
Libor X Pre-tax	12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	(307)	(715)
Libor X Pre-tax	13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	(286)	(684)
Libor X Pre-tax	14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	(211)	(486)
Libor X Pre-tax	15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	(134)	(375)
Libor X Pre-tax	16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	(166)	(421)
Libor X Pre-tax	17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	(192)	(459)
Libor X Pre-tax	18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	(47)	(160)
	TOTAL	1.040.384			(18.860)	(24.706)

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no exercício um resultado abrangente negativo de R\$ 468.

Com a designação dos swaps para contabilização de *hedge*, no exercício de 31 de dezembro de 2015, a Companhia reconheceu R\$ 20.996 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.

Notas Explicativas



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.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

CLIENTE	Data do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007 de 353,08 a 492
BHP	01/07/2004	31/12/2024	

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 exercício 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 dezembro de 2015 cotado em US\$ 1.495,35/ton, o que representou uma variação negativa (positiva) de 22,49% em relação ao valor verificado em dezembro de 2014, quando o preço da commodity alcançou US\$ 1.929,2/ton.

No mesmo exercício de análise, houve uma desvalorização do Real em relação ao Dólar com a cotação passando de R\$ 2,66 para R\$ 3,87. A variação negativa no preço do alumínio contribuiu com uma diminuição na expectativa do valor justo para os derivativos compensando a desvalorização do dólar no exercício.

A perda apurada nesta operação com derivativos no exercício de 2015 é de R\$ 213.599 (ganho em 31/12/2014 – R\$ 139.522) 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.

Notas Explicativas

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

Saldo em 31/12/2015	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
46.311	400.552	603.139

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\$ 2.178.241 ou 35% (R\$ 2.561.241 ou 42% em 31 de dezembro de 2014) do saldo em aberto ao final do exercício de 31 de dezembro de 2015, 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 9), 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 3% do saldo em aberto durante o exercício.

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.

Notas Explicativas

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 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.

Notas Explicativas



CONTROLADORA 31/12/2015					
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	5.497.634	11.400.270	12.496.676	10.797.657	40.192.237
Fornecedores	416.126	-	-	-	416.126
Empréstimos e financiamentos	4.781.876	11.400.270	12.496.676	10.797.657	39.476.479
Obrigações de Ressarcimento	299.632	-	-	-	299.632
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	18.860	-	-	-	18.860
Instrumentos Financeiros Derivativos	18.860	-	-	-	18.860

CONTROLADORA 31/12/2014					
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	3.963.261	2.680.935	5.110.527	15.469.050	27.223.773
Fornecedores	548.589	-	-	-	548.589
Empréstimos e financiamentos	2.759.514	2.680.935	5.110.527	15.469.050	26.020.026
Obrigações de Ressarcimento	655.158	-	-	-	655.158
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	24.706	-	-	-	24.706
Instrumentos Financeiros Derivativos	24.706	-	-	-	24.706

CONSOLIDADO 31/12/2015					
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	18.331.212	19.570.442	28.492.678	23.999.600	90.393.931
Fornecedores	10.128.507	3.163.442	3.195.654	3.090.325	19.577.928
Empréstimos e financiamentos	7.312.379	16.138.249	24.723.419	17.884.178	66.058.224
Debêntures	357.226	31.668	57.202	116.378	562.474
Obrigações de Ressarcimento	396.208	145.399	137.252	2.200.727	2.879.586
Arrendamento Mercantil	132.972	91.684	339.679	687.820	1.252.155
Concessões a Pagar UBP	3.920	-	39.472	20.172	63.564
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	20.608	78.521	-	-	99.129
Instrumentos Financeiros Derivativos	20.608	78.521	-	-	99.129

CONSOLIDADO 31/12/2014					
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	13.527.277	10.087.125	13.436.728	25.407.161	62.458.291
Fornecedores	7.489.134	3.380.083	3.330.015	3.337.269	17.536.501
Empréstimos e financiamentos	4.931.531	4.069.641	9.561.687	20.976.266	39.539.125
Debêntures	325.732	80.181	199.514	154.496	759.923
Obrigações de Ressarcimento	702.728	2.472.684	-	57.209	3.232.621
Arrendamento Mercantil	74.507	82.650	306.210	863.294	1.326.661
Concessões a Pagar UBP	3.645	1.886	39.302	18.627	63.460
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	26.573	70.336	-	-	96.909
Instrumentos Financeiros Derivativos	26.573	70.336	-	-	96.909

Notas Explicativas



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.

A posição patrimonial em 31 de dezembro de 2015 apurada nesta operação com derivativos é passiva no montante de R\$ 80.269. O ganho apurado no exercício de 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 27.292 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 2015 e 2016 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 Demonstrações Financeiras 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 31 de dezembro	Cenário I (-25%) Índices e preços	Cenário II (-50%) Índices e preços	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
2015	80.269	59.963	70.981	87.874	94.045

Notas Explicativas

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

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, sobre os quais as tomadas de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas da Companhia. Os segmentos operacionais da Companhia são Administração, Geração, Transmissão e Distribuição, não havendo agregação de segmentos.

O Conselho de Administração avalia o desempenho dos segmentos operacionais com base na mensuração do lucro líquido.

As informações por segmento de negócios, correspondentes a 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014, são as seguintes:

	31/12/2015							
	Geração		Transmissão					
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	348.022	16.493.690	1.747.836	1.839.339	3.826.056	10.351.737	(2.017.842)	32.588.838
Custos e Despesas Operacionais	(11.818.632)	(22.211.779)	(1.586.974)	(3.253.891)	(4.008.317)	(10.269.593)	7.484.381	(45.664.805)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(11.470.610)	(5.718.089)	160.862	(1.414.552)	(182.261)	82.144	5.466.539	(13.075.967)
Resultado Financeiro	3.958.904	(2.361.203)	(656.829)	(573.184)	(240.949)	(1.751.802)	(73.962)	(1.699.025)
Resultado de Participações Societárias	(6.091.974)	-	-	-	-	-	6.623.420	531.446
Imposto de renda e contribuição social	(870.858)	(126.772)	89	256.947	19.553	10.929	-	(710.112)
Lucro Líquido (prejuízo) do exercício	(14.474.538)	(8.206.064)	(495.878)	(1.730.789)	(403.657)	(1.658.729)	12.015.997	(14.953.658)

	31/12/2014							
	Geração		Transmissão					
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	81.591	18.266.357	1.555.217	1.998.366	2.979.323	6.664.230	(1.407.277)	30.137.807
Custos e Despesas Operacionais	(6.074.659)	(14.030.553)	(1.755.679)	(1.911.569)	(2.791.777)	(6.456.606)	2.143.267	(30.877.576)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(5.993.068)	4.235.804	(200.462)	86.797	187.546	207.624	735.990	(739.769)
Resultado Financeiro	2.463.318	(1.279.835)	420.005	(270.551)	(30.111)	(595.919)	(12.282)	694.625
Resultado de Participações Societárias	(1.484.476)	-	-	-	-	-	267.636	(1.216.840)
Imposto de renda e contribuição social	(242.095)	(2.690.448)	(1.308.867)	3.422.263	(903.792)	22.421	-	(1.700.518)
Lucro Líquido (prejuízo) do exercício	(5.256.321)	265.521	(1.089.324)	3.238.509	(746.357)	(365.874)	991.344	(2.962.502)

Ativos por segmento	31/12/2015				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Ativos não circulantes					
Imobilizado	1.774.081	26.815.743	-	956.821	29.546.645
Intangível	452.068	146.173	88.392	248.518	935.151

Ativos não circulantes	31/12/2014				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	1.781.051	28.372.663	-	1.014.518	31.168.232
Intangível	502.737	500.285	4.558	357.791	1.365.371

Notas Explicativas



Itens não-caixa	31/12/2015				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	189.085	1.242.709	3.728	407.078	1.842.600
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(1.663)	5.469.310	316.762	(93.693)	5.690.716
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	102.518	263.959	-	366.477

	31/12/2014				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	207.943	1.252.565	32	316.756	1.777.296
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	13.935	384.788	454.387	(703.763)	149.347
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(1.577.072)	(243.182)	(295.259)	(2.115.513)

Receita de consumidores externos por segmento

	31/12/2015			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	12.310.243	-	-	12.310.243
Fornecimento de Energia Elétrica	3.571.809	-	14.835.424	18.407.233
Energia Elétrica de Curto Prazo	1.811.552	-	-	1.811.552
CVA e outros itens financeiros	-	-	324.120	324.120
Efeito Financeiro de Itaipu	234.425	-	-	234.425
Receita de operação e manutenção	1.882.637	2.695.611	-	4.578.248
Receita de construção	148.403	2.077.616	1.011.518	3.237.537
Financeira - Retorno do Investimento	-	838.087	-	838.087
Total da receita bruta	19.959.069	5.611.314	16.171.062	41.741.445

	31/12/2014			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	12.175.362	-	-	12.175.362
Fornecimento de Energia Elétrica	3.317.103	-	7.310.337	10.627.440
Energia Elétrica de Curto Prazo	3.817.976	-	-	3.817.976
CVA e outros itens financeiros	-	-	38.477	38.477
Efeito Financeiro de Itaipu	(97.740)	-	-	97.740
Receita de operação e manutenção	1.803.127	2.201.268	-	4.004.395
Receita de construção	240.040	1.786.195	873.413	2.899.648
Financeira - Retorno do Investimento	-	714.409	-	714.409
Total da receita bruta	21.255.868	4.701.872	8.222.227	34.179.967

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.

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS	Financiamentos e empréstimos	4.047.720	-	-	4.009.120	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	43.649	-	-	38.530	-	-
	Outros Ativos	153	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(69.978)	-	-	(403.869)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	689.462	-	-	268.941
		4.091.522	-	619.484	4.047.650	-	(134.928)
CHESF	Financiamentos e empréstimos	30.964	-	-	43.684	-	-
	Outros passivos	78	-	-	-	1.355	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	2.564	-	-	3.542
	Resultado de participações societárias	-	-	(473.914)	-	-	(1.113.194)
		31.042	-	(471.350)	43.684	1.355	(1.109.652)
ELETRONORTE	Financiamentos e empréstimos	3.020.041	-	-	3.168.677	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	12.984	-	-
	Dividendo a receber	10.017	-	-	454.402	-	-
	Outros Ativos	4.474	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	101.142	-	-	2.022.891
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	636.611	-	-	233.157
		3.034.532	-	737.753	3.636.063	-	2.256.048
ELETROSUL	Financiamentos e empréstimos	2.141.510	-	-	1.925.505	-	-
	Dividendo a receber	37.024	-	-	8.531	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	63.976	-	-
	Outros ativos	2.469	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	14.303	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(912.287)	-	-	35.919
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	349.461	-	-	132.765
		2.181.003	14.303	(562.826)	1.998.012	-	168.684
CGTEE	Financiamentos e empréstimos	2.417.810	-	-	2.065.667	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	120.505	-	-	18.391	-	-
	Dividendo a receber	73.035	-	-	64.479	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	1.210.508	-	-	552.998	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(648.302)	-	-	480.065
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	309.057	-	-	164.055
		2.611.350	1.210.508	(339.245)	2.148.537	552.998	644.120
ELETRONUCLEAR	Financiamentos e empréstimos	1.600.265	-	-	1.483.513	-	-
	Outros ativos	46	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	523.984	-	-	342.971	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	351.271	-	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(321.652)	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(4.791.800)	-	-	(999.701)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	129.169	-	-	88.695
		1.600.311	875.255	(4.984.283)	1.483.513	342.971	(911.007)
ED ALAGOAS	Financiamentos e empréstimos	1.166.748	-	-	947.474	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	8.307	-	-	8.307	-	-
	Outros ativos	1.652	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	247.656	-	-	11.075	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(252.585)	-	-	95.354
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	139.861	-	-	94.884
		1.176.707	247.656	(112.724)	955.781	11.075	190.238
ED PIAUÍ	Financiamentos e empréstimos	1.224.315	-	-	1.021.389	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	16.416	-	-
	Outros ativos	37	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	701.148	-	-	141.056	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(562.987)	-	-	(37.935)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	158.746	-	-	109.032
		1.224.352	701.148	(404.241)	1.037.805	141.056	71.097
AMAZONAS ENERGIA - D	Financiamentos e empréstimos	1.327.167	-	-	2.164.460	-	-
	Outros ativos	138.713	-	-	419.855	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	4.363.597	-	-	2.019.381	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(2.344.048)	-	-	415.424
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	235.020	-	-	202.541
		1.465.880	4.363.597	(2.109.028)	2.584.315	2.019.381	617.965
AMAZONAS ENERGIA - GT	Financiamentos e empréstimos	1.469.087	-	-	-	-	-
	Outros ativos	493.511	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	76.473	-	-	-
		1.962.598	-	76.473	-	-	-
ED RONDÔNIA	Financiamentos e empréstimos	739.481	-	-	696.490	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	245	-	-	245	-	-
	Outros ativos	1.611	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	456.558	-	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(456.771)	-	-	(188.654)
	Resultado de participações societárias	-	-	(104.066)	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	98.496	-	-	71.038
		741.337	456.558	(462.341)	696.735	-	(117.616)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ELETROPAR	Dividendo a receber	1.046	-	-	-	-	-
	Outros ativos	380	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	4.401	-	-	(2.464)
		1.426	-	4.401	-	-	(2.464)
ELETROACRE	Financiamentos e empréstimos	283.014	-	-	235.149	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	12.787	-	-	12.787	-	-
	Outros ativos	809	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	125.416	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(53.100)	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(125.592)	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	36.938	-	-	24.937
		296.610	125.416	(141.754)	247.936	-	24.937
ED RORAIMA	Financiamentos e empréstimos	54.419	-	-	44.536	-	-
	Outros ativos	7	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	337.643	-	-	69.726	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(270.116)	-	-	67.597
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(8.294)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	7.291	-	-	4.827
		54.426	337.643	(262.825)	44.536	69.726	64.130
CELG-D	Participação societária	-	-	-	108.872	-	-
	Financiamentos e empréstimos	240.800	-	-	85.740	-	-
	Outros ativos	197	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	412.225	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(108.872)	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(410.523)	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	12.271	-	-	-
		240.997	412.225	(507.124)	194.612	-	-
ITAIPIU	Financiamentos e empréstimos	14.802.134	-	-	11.656.696	-	-
	Dividendo a receber	1.952	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	6.009.406	-	-	767.647
		14.804.087	-	6.009.406	11.656.696	-	767.647
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	3.940.898	-	-	1.672.761	-
		-	3.940.898	-	-	1.672.761	-
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	23.555	-	-	10.652	-
	Provisões	-	244.685	-	-	448.407	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(31.693)	-	-	(34.423)
	Taxas	-	-	(2.410)	-	-	(2.462)
		-	268.240	(34.103)	-	459.059	(36.885)
CEEE-GT	Participação societária	448.274	-	-	449.336	-	-
	Financiamentos e empréstimos	4.883	-	-	13.254	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	14.173	-	-	(91.308)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	607	-	-	1.189
		453.157	-	14.780	462.590	-	(90.119)
ENERGISA MT	Participação societária	385.318	-	-	376.031	-	-
	Financiamentos e empréstimos	310.697	-	-	353.596	-	-
	Dividendos a receber	4.403	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	12.918	-	-	25.491
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	30.911	-	-	34.608
		700.417	-	43.829	729.627	-	60.099
EMAE	Dividendo a receber	1.416	-	-	-	-	-
	Participação societária	296.828	-	-	265.552	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	23.330	-	-	146.112
		298.244	-	23.330	265.552	-	146.112
CTEEP	Participação societária	924.185	-	-	927.814	-	-
	Financiamentos e empréstimos	196	-	-	-	-	-
	Dividendo a receber	20	-	-	11.008	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	114.813	-	-	52.625
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	17	-	-	21
		924.401	-	114.830	938.822	-	52.646

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CEMAR	Participação societária	653.419	-	-	554.817	-	-
	Financiamentos e empréstimos	275.939	-	-	308.989	-	-
	Dividendo a receber	22.910	-	-	20.754	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	121.778	-	-	112.288
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	28.387	-	-	18.635
		952.268	-	150.165	884.560	-	130.923
LAJEADO ENERGIA	Participação societária	219.173	-	-	206.282	-	-
	Dividendo a receber	86.589	-	-	94.810	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	37.014	-	-	13.630
		305.762	-	37.014	301.092	-	13.630
CEB LAJEADO	Dividendo a receber	13.980	-	-	14.606	-	-
	Participação societária	80.353	-	-	71.723	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	17.586	-	-	7.419
		94.333	-	17.586	86.329	-	7.419
PAULISTA LAJEADO	Participação societária	23.507	-	-	18.119	-	-
	Dividendo a receber	3.077	-	-	2.765	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	4.463	-	-	(3.096)
		26.584	-	4.463	20.884	-	(3.096)
CEEE-D	Participação societária	-	-	-	7.476	-	-
	Financiamentos e empréstimos	28.520	-	-	31.258	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(10.432)	-	-	(145.118)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	2.673	-	-	2.895
		28.520	-	(7.759)	38.734	-	(142.223)
INAMBARI	Participação societária	115	-	-	164	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(50)	-	-	(8.984)
		115	-	(50)	164	-	(8.984)
CHC AMÉ	Participação societária	98.514	-	-	79.081	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(13.753)	-	-	(5.517)
		98.514	-	(13.753)	79.081	-	(5.517)
EÓLICA MANGUE SECO	Participação societária	16.889	-	-	16.726	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	163	-	-	(332)
		16.889	-	163	16.726	-	(332)
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	Participação societária	1.039.632	-	-	802.964	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(8.581)	-	-	(32.909)
		1.039.632	-	(8.581)	802.964	-	(32.909)
ROUAR	Participação societária	111.775	-	-	70.044	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.529	-	-	7.240
		111.775	-	7.529	70.044	-	7.240

Notas Explicativas

Eletrobras

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Cliente	19.535	-	-	16.333	-	-
	Fornecimento de energia elétrica	-	-	-	-	-	43.716
	Outras receitas	-	-	96.432	-	-	33.864
		19.535	-	96.432	16.333	-	77.580
REAL GRANDEZA	Outras contas a receber	911	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	3.127	-	-
	Contribuições previdenciárias	-	2.872	-	-	4.312	-
	Fornecedores	-	1.192	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	195.556	-	-	403.810	-
	Obrigações diversas	-	6.265	-	-	5.466	-
	Contratos de dívida atuariais	-	2.528	-	-	15.542	-
	Outros passivos	-	55.426	-	-	38.120	-
	Receitas financeiras	-	-	9	-	-	-
	Outras receitas	-	-	1.320	-	-	134.529
	Despesas financeiras	-	-	(17.216)	-	-	(20.795)
	Despesas atuariais	-	-	(10.862)	-	-	8.312
	Outras despesas	-	-	(93.514)	-	-	(11.594)
	Provisão atuarial	-	-	-	-	-	38.120
		911	263.839	(120.263)	3.127	467.250	148.572
NUCLEOS	Contribuições previdenciárias	-	3.122	-	-	3.230	-
	Despesas atuariais	-	-	(8.892)	-	-	(4.555)
	Outras despesas	-	-	(914)	-	-	-
		-	3.122	(9.806)	-	3.230	(4.555)
NORTE BRASIL	Participação societária permanente	887.528	-	-	421.052	-	-
	Fornecedores	-	1.459	-	-	23	-
	Outros passivos	-	-	-	-	1.555	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	4.218	-	-	(3.517)
	Resultado de participações societárias	-	-	41.207	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(14.636)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(2.459)
		887.528	1.459	30.789	421.052	1.578	(5.976)
ETAU	Contas a receber	9	-	-	9	-	-
	JCP / Dividendos a receber	257	-	-	39	-	-
	Participação societária permanente	24.109	-	-	23.235	-	-
	Fornecedores	-	3	-	-	2	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.947	-	-	6.713
	Receitas de prestação de serviços	-	-	350	-	-	453
	Outras receitas	-	-	9	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(38)	-	-	(34)
		24.375	3	5.268	23.283	2	7.132
ESBR	Clientes	4.526	-	-	2.295	-	-
	Participação societária permanente	2.799.875	-	-	2.907.364	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	141.400	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	27.876	-	-	9.872	-
	Outros passivos	-	-	-	-	600	-
	Despesa Energia comprada	-	-	(219.637)	-	-	(31.200)
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(287.489)	-	-	(461.576)
		2.945.801	27.876	(507.126)	2.909.659	10.472	(492.776)
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	Participação societária permanente	547.152	-	-	496.425	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(86.139)	-	-	(29.157)
	Outras despesas	-	-	(115.412)	-	-	-
		547.152	-	(201.551)	496.425	-	(29.157)
INTEGRAÇÃO	Participação societária permanente	-	-	-	22.517	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.508	-	-	63
		-	-	1.508	22.517	-	63
COSTA OESTE	Dividendos / JCP a receber	1.713	-	-	300	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.146	-	-
	Participação societária permanente	30.058	-	-	21.510	-	-
	Fornecedores	-	1	-	-	1	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	6.249	-	-	(481)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(10)	-	-	(3)
		31.771	1	6.239	22.956	1	(484)
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Contas a receber	11	-	-	12	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	2.660	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	16.000	-	-
	Participação societária permanente	270.252	-	-	275.960	-	-
	Fornecedores	-	7	-	-	2	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	10.733	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	12.557	-	-	374
	Outras receitas	-	-	76	-	-	70
LIVRAMENTO	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(24.368)	-	-	11.377
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(70)	-	-	(20)
		270.263	7	(11.805)	294.632	10.735	11.801
	Outras contas a receber	-	-	-	10	-	-
LIVRAMENTO	Adiantamento para futuro aumento de capital	173.860	-	-	73.500	-	-
	Ações preferenciais resgatáveis	64.310	-	-	61.910	-	-
	Outras receitas	-	-	179	-	-	126
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(96.478)	-	-	(150.370)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2)	-	-	-
		238.170	-	(96.301)	135.420	-	(150.244)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
SANTA VITÓRIA	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	1.163	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	36.492	-	-	18.000	-	-
	Participação societária permanente	50.223	-	-	157.627	-	-
	Ações preferenciais resgatáveis	29.400	-	-	29.400	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(108.567)	-	-	2.220
		116.115	-	(108.567)	206.190	-	2.220
MARUMBI	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	6.702	-	-
	Dividendos / JCP a receber	775	-	-	553	-	-
	Participação societária permanente	18.418	-	-	9.043	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.894	-	-	1.930
	Outras receitas	-	-	14	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(8)	-	-	-
		19.193	2	2.900	16.298	-	1.930
CHUÍ	Participação societária permanente	-	-	-	37.495	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	431.913	-	-	330.500	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(114.602)	-	-	(37.715)
		431.913	-	(114.602)	367.995	-	(37.715)
FACHESF	Fornecedores	-	1.720	-	-	10.719	-
	Contribuições previdenciárias (normal)	-	11.415	-	-	10.220	-
	Despesas atuariais	-	-	(123.537)	-	-	(105.121)
	Despesas operacionais	-	-	(20.411)	-	-	(17.401)
	Despesas financeiras	-	-	(133.698)	-	-	(55.871)
		-	13.135	(277.646)	-	20.939	(178.393)
TDG	Contas a receber	355	-	-	429	-	-
	Participação societária permanente	7.236	-	-	28.013	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	101.000	-	-	101.000	-	-
	Fornecedores	-	169	-	-	181	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	4.217	-	-	4.187
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20.777)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.580)	-	-	(1.787)
		108.591	169	(18.140)	129.442	181	2.400
MANAUS TRANSMISSÃO	Dividendos / JCP a receber	50	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	621.873	-	-	215.793	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	26.800	-	-	39.181	-	-
	Outros ativos	1.067	-	-	1.338	-	-
	Fornecedores	-	1.810	-	-	-	-
	Outros passivos	-	8	-	-	1.307	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	29.919	-	-	22.226
	Outras receitas	-	-	2.573	-	-	2.938
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(65.311)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(20.825)	-	-	(7.902)
		649.790	1.818	11.667	256.312	1.307	(48.049)
IE MADEIRA	Dividendos / JCP a receber	27.589	-	-	7.257	-	-
	Participação societária permanente	912.098	-	-	822.342	-	-
	Fornecedores	-	1.475	-	-	5.752	-
	Contas a pagar	-	526	-	-	579	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	117.747	-	-	62.927
	Receitas de prestação de serviços	-	-	602	-	-	-
	Outras receitas (despesas)	-	-	495	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(53.169)	-	-	(49.776)
		939.687	2.001	65.675	829.599	6.331	13.151
MANAUS CONSTRUÇÃO	Dividendos / JCP a receber	9.178	-	-	12.351	-	-
	Participação societária permanente	33.251	-	-	4.724	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(592)	-	-	10.570
		42.429	-	(592)	17.075	-	10.570
STN	Outras contas a receber	273	-	-	263	-	-
	Participação societária permanente	176.941	-	-	163.434	-	-
	Fornecedores	-	1.042	-	-	1.250	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	45.475	-	-	46.014
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.231	-	-	2.841
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(10.362)	-	-	(12.427)
		177.214	1.042	38.344	163.697	1.250	36.428
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	JCP / Dividendos a receber	1.209	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	42.084	-	-	41.064	-	-
	Outros ativo	317	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	1.482	-	-	971	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.727	-	-	5.573
	Outras receitas	-	-	3.673	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(14.503)	-	-	(9.496)
		43.610	1.482	(4.103)	41.064	971	(3.923)
EAPSA -Energética Águas da Pedra S.A.	Clientes	352	-	-	159	-	-
	Dividendos / JCP a receber	2.181	-	-	1.124	-	-
	Participação societária permanente	208.795	-	-	89.580	-	-
	Outros Ativos	-	-	-	161	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	22.718	-	-	8.409
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	1.267
		211.328	-	24.275	91.024	-	9.676
SETE GAMELEIRAS	Clientes	8	-	-	7	-	-
	Dividendos / JCP a receber	437	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	22.888	-	-	20.799	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.526	-	-	556
		23.333	-	2.526	20.806	-	556

Notas Explicativas

Eletrobras

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
S. PEDRO DO LAGO	Cientes	36	-	-	7	-	-
	Dividendos / JCP a receber	371	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	16.423	-	-	16.268	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	268	-	-	1.407
	Receitas de prestação de serviços	-	-	335	-	-	81
		16.830	-	603	16.275	-	1.488
PEDRA BRANCA	Cientes	8	-	-	7	-	-
	Dividendos / JCP a receber	542	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	17.592	-	-	14.256	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	192
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	3.878	-	-	-
		18.142	-	3.878	14.263	-	192
BRASVENTOS MIASSABA	Cientes	152	-	-	70	-	-
	Participação societária permanente	66.539	-	-	33.469	-	-
	Outros ativos	1	-	-	1	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(226)	-	-	4.703
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	709	-	-	649
	Outras receitas	-	-	604	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(200)	-	-	-
		66.692	-	887	33.540	-	5.352
BRASVENTOS EOLO	Cientes	129	-	-	60	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	316	-	-	316	-	-
	Participação societária permanente	40.163	-	-	20.750	-	-
	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	605	-	-	554
	Outras receitas	-	-	517	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(668)	-	-	(1.495)
	Resultado de participações societárias	-	-	(634)	-	-	-
		40.609	-	(180)	21.126	-	(941)
PREVINORTE	Outros ativos	7.174	-	-	63	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	7.958	-
		7.174	-	-	63	7.958	-
ENERPEIXE	Cientes	282	-	-	232	-	-
	JCP / Dividendos a receber	34.686	-	-	26.059	-	-
	Participação societária permanente	561.282	-	-	555.860	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	68.107	-	-	56.539
	Receitas de prestação de serviços	-	-	13	-	-	255
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2.287	-	-	2.220
		596.250	-	70.407	582.151	-	59.014
TRANSLESTE	Participação societária permanente	17.574	-	-	15.616	-	-
	Fornecedores	-	164	-	-	166	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.719	-	-	5.040
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.515)	-	-	(1.539)
		17.574	164	3.204	15.616	166	3.501
TRANSUDESTE	Cientes	14	-	-	-	-	-
	Outras Contas a receber	13	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.033	-	-	1.033	-	-
	Participação societária permanente	17.900	-	-	14.978	-	-
	Outros ativos	-	-	-	25	-	-
	Fornecedores	-	102	-	-	156	-
	Outras receitas	-	-	165	-	-	159
	Receitas de prestação de serviços	-	-	157	-	-	148
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.459	-	-	3.294
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	1.034
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(947)	-	-	(968)
		18.960	102	2.834	16.036	156	3.667
TRANSIRAPE	JCP / Dividendos a receber	678	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	19.061	-	-	16.134	-	-
	Fornecedores	-	90	-	-	107	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.605	-	-	2.864
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(739)	-	-	(666)
		19.739	90	2.866	16.134	107	2.198
CENTROESTE	Cientes	63	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	59	-	-	894	-	-
	Participação societária permanente	18.709	-	-	20.825	-	-
	Outros ativos	-	-	-	10	-	-
	Fornecedores	-	54	-	-	71	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.361	-	-	4.089
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.068	-	-	900
	Outras receitas	-	-	89	-	-	431
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(645)	-	-	(666)
		18.831	54	4.873	21.729	71	4.754
BAGUARI	Cientes	22	-	-	15	-	-
	JCP / Dividendos a receber	2.462	-	-	7.294	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	315	-	-	315	-	-
	Participação societária permanente	82.721	-	-	85.815	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	6.226	-	-	(850)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	193	-	-	181
		85.520	-	6.419	93.439	-	(669)
RETIRO BAIXO	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.225	-	-	2.695	-	-
	Participação societária permanente	121.774	-	-	111.906	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1.275)
	Receitas (Despesas) financeiras	-	-	7.173	-	-	-
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	111
		122.999	-	7.173	114.601	-	(1.164)

Notas Explicativas

Eletrobras

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
SERRA FACÃO ENERGIA	Dividendos / JCP a receber	9.154	-	-	2.289	-	-
	Participação societária permanente	45.032	-	-	1.640	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	23.047	-	-	(59.102)
	Receitas de prestação de serviços	-	-	154	-	-	80
		54.186	-	23.201	3.929	-	(59.022)
Chapecoense	Clientes	740	-	-	740	-	-
	JCP / Dividendos a receber	22.288	-	-	9.512	-	-
	Participação societária permanente	415.501	-	-	364.522	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	73.267	-	-	28.646
		438.529	-	73.267	374.774	-	28.646
MADEIRA ENERGIA	Participação societária permanente	2.799.058	-	-	2.724.068	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	7.030	-	-	(861.144)
	Outras despesas	-	-	(97.010)	-	-	-
		2.799.058	-	(89.980)	2.724.068	-	(861.144)
INAMBARI	Participação societária permanente	194	-	-	164	-	-
	Outras receitas	-	-	30	-	-	6.017
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(31)	-	-	(6.024)
	Resultado de participações societárias	-	-	(50)	-	-	-
		194	-	(51)	164	-	(7)
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	JCP / Dividendos a receber	13.979	-	-	15.648	-	-
	Participação societária permanente	128.418	-	-	96.813	-	-
	Fornecedores	-	57	-	-	80	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	38.777	-	-	24.316
	Outras receitas	-	-	-	-	-	8
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(706)	-	-	(754)
		142.397	57	38.071	112.461	80	23.570
MGE TRANSMISSÃO	Clientes	15	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	148	-	-	149	-	-
	JCP / Dividendos a receber	11.447	-	-	6.812	-	-
	Participação societária permanente	136.755	-	-	118.953	-	-
	Fornecedores	-	119	-	-	100	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	20.476	-	-	(9.222)
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.685	-	-	2.974
	Outras receitas	-	-	167	-	-	67
		-	-	(1.389)	-	-	(477)
		148.365	119	20.939	125.914	100	(6.658)
GOIÁS TRANSMISSÃO	Outras contas a receber	229	-	-	203	-	-
	JCP / Dividendos a receber	23.857	-	-	20.051	-	-
	Participação societária permanente	190.245	-	-	138.436	-	-
	Fornecedores	-	204	-	-	225	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	66.566	-	-	(493)
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.331	-	-	2.293
		-	-	(2.327)	-	-	(1.911)
		214.331	204	66.570	158.690	225	(111)
TRANS. SÃO PAULO	Clientes	18	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	83	-	-	75	-	-
	JCP / Dividendos a receber	4.275	-	-	15.934	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.960	-	-
	Participação societária permanente	91.141	-	-	83.116	-	-
	Fornecedores	-	13	-	-	28	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.065	-	-	43.977
	Receitas de prestação de serviços	-	-	976	-	-	890
		-	-	78	-	-	509
		-	-	(297)	-	-	(276)
		95.517	13	6.822	101.085	28	45.100
CALDAS NOVAS	Outras contas a receber	73	-	-	72	-	-
	JCP / Dividendos a receber	452	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	13.560	-	-	12.846	-	-
	Fornecedores	-	3	-	-	9	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	1.166	-	-	3.084
	Receitas de prestação de serviços	-	-	724	-	-	720
		-	-	160	-	-	149
		-	-	-	-	-	(61)
		14.085	3	2.050	12.918	9	3.892
IE GARANHUNS	JCP / Dividendos a receber	5.780	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	318.972	-	-	181.526	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	26.361	-	-	16.717
		324.752	-	26.361	181.526	-	16.717
LUZIÂNIA NIQUÊLÂNDIA TRANSMISSORA	Clientes	6	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	21.181	-	-	16.863	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	845	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.318	-	-	4.594
	Receitas de prestação de serviços	-	-	110	-	-	115
	Outras receitas	-	-	30	-	-	188
		-	-	(105)	-	-	(41)
		21.187	-	4.353	16.863	845	4.856
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	Outras contas a receber	18	-	-	5	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	84.847	-	-	54.499	-	-
	Participação societária permanente	144.615	-	-	139.719	-	-
	Contas a pagar	-	11	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	570	-	-	3.457
	Outras Receitas	-	-	51	-	-	39
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.980)	-	-	(2.637)
		-	-	(81)	-	-	-
		229.480	11	(4.440)	194.223	-	859

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Energia dos Ventos I	Participação societária permanente	-	-	-	7.254	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(1)	-	-	(39)
		-	-	(1)	7.254	-	(39)
Energia dos Ventos II	Participação societária permanente	-	-	-	4.406	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(30)
		-	-	-	4.406	-	(30)
Energia dos Ventos III	Participação societária permanente	-	-	-	6.535	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(36)
		-	-	-	6.535	-	(36)
Energia dos Ventos IV	Participação societária permanente	-	-	-	9.535	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(43)
		-	-	-	9.535	-	(43)
Energia dos Ventos X	Participação societária permanente	-	-	-	5.807	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(1)	-	-	(34)
		-	-	(1)	5.807	-	(34)
NORTE ENERGIA (Belo Monte)	Clientes	390	-	-	-	-	-
	Outros ativos	54	-	-	78	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	326.671	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	3.469.785	-	-	3.479.087	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(7.993)	-	-	(32.909)
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7.225)	-	-	(110.640)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	39.258	-	-	-
	Outras receitas	-	-	423	-	-	-
		3.796.900	-	24.463	3.479.165	-	(143.549)
AETE	Outros ativos	24	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	234	-
	Fornecedores	-	160	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	8.915
	Outras receitas	-	-	2.251	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.126)	-	-	(2.457)
		24	160	125	-	234	6.458
BRASNORTE	Outros ativos	106	-	-	2.506	-	-
	Participação societária permanente	120.873	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	127	-
	Fornecedores	-	88	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	9.372	-	-	9.647
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	1.808
	Outras receitas	-	-	3.523	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.176)	-	-	(1.289)
		120.979	88	11.719	2.506	127	10.166
ESTAÇÃO TRANSMISSORA	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(3.735)
		-	-	-	-	-	(3.735)
INTEGRAÇÃO TRANS.	Outros ativos	-	-	-	290	-	-
	Participação societária permanente	133.488	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	709	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	18.970	-	-	16.817
	Outras receitas	-	-	-	-	-	3.838
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(7.132)
		133.488	-	18.970	290	709	13.523
CONSTRUTORA INTEG	Participação societária permanente	49.461	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.507	-	-	63
	Resultado de participações societárias	-	-	(1.793)	-	-	-
		49.461	-	(286)	-	-	63
TME - TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA	Participação societária permanente	97.154	-	-	-	-	-
	Outros Passivos	-	214	-	-	234	-
	Resultado de participações societárias	-	-	13.317	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	11.182
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.221)	-	-	(2.545)
		97.154	214	11.096	-	234	8.637
TRANSNORTE	Participação societária permanente	148.373	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	36	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(9.613)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	9.072
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(186)	-	-	-
		148.373	36	(9.799)	-	-	9.072
CTEEP	Financiamentos e empréstimos	196	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	942.732	-	-	946.187	-	-
	Dividendo a receber	2.187	-	-	9.749	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	17	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.380	-	-	53.503
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	2.206	-	-	1.480
	Resultado de participações societárias	-	-	114.813	-	-	-
	Perda na subscrição	-	-	-	-	-	(679)
		945.115	-	119.416	955.936	-	54.304

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EMAE	Participação societária permanente	307.195	-	-	275.214	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.416	-	-	(54)	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	793	-	-	-
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	-	-	-	64
	Resultado de participações societárias	-	-	23.330	-	-	151.429
	Outras despesas	-	-	(89)	-	-	-
		308.611	-	24.034	275.160	-	151.493
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Outras contas a receber	11	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	724	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	6.223	-	-
	Participação societária permanente	82.555	-	-	36.246	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	2.957	-	-	830
	Receitas de prestação de serviços	-	-	578	-	-	724
	Outras receitas	-	-	25	-	-	38
		82.566	-	3.560	43.193	-	1.592
CEPEL	Despesas Operacionais	-	-	(11.525)	-	-	(10.925)
		-	-	(11.525)	-	-	(10.925)
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Outras contas a receber	70	-	-	142	-	-
	Participação societária permanente	100.726	-	-	67.383	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.943	-	-	2.297
	Receitas de prestação de serviços	-	-	792	-	-	849
		100.796	-	4.735	67.525	-	3.146
Centrais Eólica Famosa I S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.059	-	-
	Participação societária permanente	1.305	-	-	838	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(592)	-	-	(6.425)
		1.305	-	(592)	1.897	-	(6.425)
Centrais Eólica Pau Brasil S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	706	-	-
	Participação societária permanente	758	-	-	548	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(496)	-	-	(4.292)
		758	-	(496)	1.254	-	(4.292)
Centrais Eólica São Paulo S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	823	-	-
	Participação societária permanente	971	-	-	648	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(500)	-	-	(4.803)
		971	-	(500)	1.471	-	(4.803)
Centrais Eólica Rosada S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.333	-	-
	Participação societária permanente	1.418	-	-	955	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(870)	-	-	(8.132)
		1.418	-	(870)	2.288	-	(8.132)
FRONTEIRA OESTE	Outras Contas a Receber	1.042	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	14.155	-	-	3.641	-	-
	Participação societária permanente	12.091	-	-	11.824	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	267	-	-	-
	Receitas de prestação de serviço	-	-	1.042	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(16)
		27.288	-	1.309	15.465	-	(16)
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Outras contas a receber	220	-	-	229	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	7.943	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	56.469	-	-	16.128	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	1.512	-	-	645
	Receitas de prestação de serviços	-	-	373	-	-	226
	Outras receitas	-	-	1.704	-	-	7.950
		64.632	-	3.589	16.357	-	8.821
PUNAÚ I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	10.829	-	-	1.880	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	8.816	-	-	(7.313)
		10.829	-	8.816	1.880	-	(7.313)
CARNAÚBA I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	10.261	-	-	1.238	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	8.906	-	-	(7.186)
		10.261	-	8.906	1.238	-	(7.186)
CARNAÚBA II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	8.293	-	-	936	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	7.254	-	-	(5.959)
		8.293	-	7.254	936	-	(5.959)
CARNAÚBA III EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	7.290	-	-	845	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	6.358	-	-	(5.284)
		7.290	-	6.358	845	-	(5.284)
CARNAÚBA V EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	10.777	-	-	1.212	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	9.433	-	-	(7.981)
		10.777	-	9.433	1.212	-	(7.981)
CERVANTES I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	7.355	-	-	1.357	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	5.910	-	-	(4.772)
		7.355	-	5.910	1.357	-	(4.772)
CERVANTES II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	5.474	-	-	644	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	4.755	-	-	(3.958)
		5.474	-	4.755	644	-	(3.958)
BOM JESUS EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.251	-	-	1.370	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(236)	-	-	(5.794)
		1.251	-	(236)	1.370	-	(5.794)

Notas Explicativas

Eletrobras

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CACHOEIRA EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	767	-	-	871	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(191)	-	-	(3.907)
		767	-	(191)	871	-	(3.907)
PITIMBU EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.037	-	-	1.270	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(351)	-	-	(5.894)
		1.037	-	(351)	1.270	-	(5.894)
SÃO CAETANO EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.387	-	-	2.387	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(1.177)	-	-	(7.952)
		1.387	-	(1.177)	2.387	-	(7.952)
SÃO CAETANO I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.137	-	-	1.867	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(847)	-	-	(5.297)
		1.137	-	(847)	1.867	-	(5.297)
SÃO GALVÃO EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.342	-	-	1.684	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(505)	-	-	(7.862)
		1.342	-	(505)	1.684	-	(7.862)
Baraúnas I	Participação societária permanente	17.356	-	-	27	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(213)	-	-	(27)
		17.356	-	(213)	27	-	(27)
Mussambê	Participação societária permanente	21.724	-	-	19.955	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(25)	-	-	(32)
		21.724	-	(25)	19.955	-	(32)
Morro Branco I	Participação societária permanente	17.019	-	-	15.549	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(204)	-	-	(22)
		17.019	-	(204)	15.549	-	(22)
SINOP	Participação societária permanente	179.052	-	-	87.047	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	73.500	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.479	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(1.199)	-	-	(4.249)
		252.552	-	1.280	87.047	-	(4.249)
MATA DE SANTA GENEBRA	Outras contas a receber	2	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	30.336	-	-	26.177	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	1.415	-	-	(1.019)
	Outras receitas	-	-	292	-	-	894
	Outras Despesas	-	-	4	-	-	-
		30.338	-	1.711	26.178	-	(125)
LAGOA AZUL TRANSMISSORA	Clientes	396	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	8.632	-	-	1.970	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	99	-	-	(151)
	Outras receitas	-	-	-	-	-	12
	Outras despesas	-	-	395	-	-	-
		9.028	-	494	1.971	-	(139)
EÓLICA ITAGUAÇU DA BAHIA SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	11.798	-	-	1.062	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	102	-	-	(101)
	Outras Despesas	-	-	(1)	-	-	-
		11.798	-	101	1.063	-	(101)
ITAGUAÇU DA BAHIA ENERGIAS RENOVÁVEIS	Adiantamento para futuro aumento de capital	34.300	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	11.798	-	-	-	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(4.396)	-	-	-
		46.098	-	(4.396)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA LUIZA SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(100)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(100)
EÓLICA VENTOS DE SANTA MADALENA SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.062	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	102	-	-	(101)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	101	1.063	-	(101)
EÓLICA VENTOS DE SANTA MARCELLA SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(101)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(101)
EÓLICA VENTOS DE SANTA VERA SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(100)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(100)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EÓLICA VENTOS DE SANTO ANTONIO SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	102	-	-	(100)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	101	1.064	-	(100)
EÓLICA VENTOS DE SÃO BENTO SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	102	-	-	(101)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	101	1.064	-	(101)
EÓLICA VENTOS DE SÃO CIRILO SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(100)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(100)
EÓLICA VENTOS DE SÃO JOÃO SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(100)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(100)
EÓLICA VENTOS DE SÃO RAFAEL SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(101)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(101)
BARAÚNAS II	Participação societária permanente	585	-	-	615	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(30)	-	-	(7)
		585	-	(30)	615	-	(7)
BANDA DE COURO	Participação societária permanente	928	-	-	961	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(33)	-	-	(7)
	Outras despesas	-	-	-	-	-	-
		928	-	(33)	961	-	(7)
BELO MONTE TRANSMISSORA SPE S.A.	Participação societária permanente	391.058	-	-	6.119	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	194.040	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(4.630)	-	-	(5)
	Resultado de participações societárias	-	-	(4.473)	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	424
		585.098	-	(9.104)	6.120	-	419
ITAIPU	Financiamentos e empréstimos	14.802.134	-	-	11.656.696	-	-
	Dividendo a receber	1.952	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	6.009.406	-	-	767.647
		14.804.087	-	6.009.406	11.656.696	-	767.647
SANTO ANTONIO ENERGIA	Clientes	9.501	-	-	4.174	-	-
	Outras contas a receber	130.253	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	311	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.005	-	-	3.481
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	43.352	-	-	40.602
	Receita Venda de Energia Elétrica	-	-	64.924	-	-	-
	Outros receitas	-	-	-	-	-	268
		139.754	-	111.281	4.485	-	44.351
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	23.555	-	-	10.652	-
	Provisões	-	244.685	-	-	448.407	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(31.693)	-	-	(34.423)
	Taxas	-	-	(2.410)	-	-	(2.462)
		-	268.240	(34.103)	-	459.059	(36.885)
CEEE-GT	Participação societária	448.274	-	-	449.336	-	-
	Financiamentos e empréstimos	4.883	-	-	13.254	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	14.173	-	-	(91.308)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	607	-	-	1.189
		453.157	-	14.780	462.590	-	(90.119)
ENERGISA MT	Participação societária	385.318	-	-	376.031	-	-
	Financiamentos e empréstimos	310.697	-	-	353.596	-	-
	Dividendo a Receber	4.403	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	12.918	-	-	25.491
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	30.911	-	-	34.608
		700.417	-	43.829	729.627	-	60.099
CEMAR	Participação societária	653.419	-	-	554.817	-	-
	Dividendo a Receber	-	-	-	20.754	-	-
	Financiamentos e empréstimos	275.939	-	-	308.989	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	121.778	-	-	112.288
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	28.387	-	-	18.635
		929.358	-	150.165	884.560	-	130.923
Lajeado Energia	Participação societária	219.173	-	-	206.282	-	-
	Dividendo a Receber	86.589	-	-	94.810	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	37.014	-	-	13.630
		305.762	-	37.014	301.092	-	13.630
CEB Lajeado	Participação societária	80.353	-	-	71.723	-	-
	Dividendo a Receber	13.980	-	-	14.606	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	17.586	-	-	7.419
		94.333	-	17.586	86.329	-	7.419

Notas Explicativas

Eletrobras

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Paulista Lajeado	Participação societária	23.507	-	-	18.119	-	-
	Dividendo a Receber	3.077	-	-	2.765	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	4.463	-	-	(3.096)
		26.584	-	4.463	20.884	-	(3.096)
CEEE-D	Participação societária	-	-	-	7.476	-	-
	Financiamentos e empréstimos	28.520	-	-	31.258	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(145.118)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	2.673	-	-	2.895
		28.520	-	2.673	38.734	-	(142.223)
CHC Amé	Participação societária	98.514	-	-	79.081	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(13.753)	-	-	(5.517)
		98.514	-	(13.753)	79.081	-	(5.517)
EÓLICA MANGUE SECO	Participação societária	16.889	-	-	16.726	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	163	-	-	(332)
		16.889	-	163	16.726	-	(332)
ROUAR	Participação societária	111.775	-	-	70.044	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.529	-	-	7.240
		111.775	-	7.529	70.044	-	7.240
Companhia Celg de Participações - CELGPAR	Outros passivos - Mútuos	-	117.080	-	-	109.537	-
	Despesas financeiras	-	-	7.543	-	-	-
		-	117.080	7.543	-	109.537	-
CELG Geração e Transmissão - CELG GT	Fornecedores	-	1.779	-	-	1.082	-
	Outros passivos	-	50.355	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	13.493	-	-	2.577
	Despesas atuais	-	-	484	-	-	-
	Despesas financeiras	-	-	129	-	-	-
		-	52.134	14.106	-	1.082	2.577
FOZ DO CHAPECÓ	Clientes	434	-	-	458	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	134	-	-	137
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	4.672	-	-	4.257
		434	-	4.806	458	-	4.394
TIJOA PARTICIPAÇÕES E INVESTIMENTOS S.A.	Clientes	352	-	-	362	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	649	-	-
	Participação societária permanente	5.666	-	-	167	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	7.345	-	-	167
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	3.739	-	-	825
		6.018	-	11.084	1.178	-	992
CSE CENTRO DE SOLUÇÕES ESTRATÉGICAS S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.996	-	-
	Participação societária permanente	1.147	-	-	(299)	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	167	-	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(1.049)	-	-	(299)
		1.147	-	(882)	1.697	-	(299)
EMPRESA DE ENERGIA SÃO MANOEL S.A.	Participação societária permanente	55.409	-	-	(594)	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	1.029
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(1.759)	-	-	(594)
	Outras despesas	-	-	(47.905)	-	-	-
		55.409	-	(49.664)	(594)	-	435
ENERGIA OLÍMPICA S.A.	Participação societária permanente	2.487	-	-	(213)	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	2.700	-	-	(213)
	Outras receitas	-	-	1	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		2.487	-	2.701	(213)	-	(214)
CIA HIDREL TELES PIRES	Clientes	1.954	-	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	2.218	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.253	-	-	5.759
	Outras receitas	-	-	-	-	-	2.093
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	9.926	-	-	-
	Compra de Energia Elétrica	-	-	(18.614)	-	-	-
		1.954	2.218	(5.435)	-	-	7.852
PARAÍSO	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.000	-	-	-	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(70)	-	-	-
		4.000	-	(70)	-	-	-
VAMCRUZ PARTICIPAÇÕES S.A.	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Dividendos	523	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	73.368	-	-	72.993	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	66.892	-	-	-	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	506	-	-	(42)
		140.783	-	506	72.993	-	(42)
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Contas a receber	75	-	-	61	-	-
	Participação societária permanente	39.868	-	-	21.356	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(1.406)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	622	-	-	570
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(1.422)	-	-	1.801
		39.943	-	(2.206)	21.417	-	2.371

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CHAPADA DO PIAUÍ I S.A.	Participação societária permanente	109.497	-	-	119.057	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	14.040	-	-	-	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(9.560)	-	-	(1)
		123.537	-	(9.560)	119.057	-	(1)
Chapada do Piauí II Holding S.A.	Participação societária permanente	142.187	-	-	108.022	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(2.358)	-	-	-
		142.187	-	(2.358)	108.022	-	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Participação societária permanente	97.374	-	-	57.877	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	25.005	-	-	-	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(592)	-	-	(486)
		122.379	-	(592)	57.877	-	(486)

NOTA 47 - REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	5.853	5.605	33.625	28.021
Salários e encargos sociais	1.611	1.344	6.511	5.934
Outros	426	411	2.700	1.938
	7.890	7.360	42.836	35.893

NOTA 48 - EVENTOS SUBSEQUENTES**48.1 – Repactuação da dívida da Controlada CELG D com Itaipu**

A Medida Provisória 677, que dispõe sobre contratos de concessão do setor elétrico, convertida na Lei 13.182/2015, permite às empresas incluídas no Programa Nacional de Desestatização – PND a partir de 2015, repactuar dívida em moeda estrangeira no prazo de 120 meses considerando os períodos de carência e amortização.

Caso a repactuação da dívida do repasse de Itaipu tivesse ocorrido em 2015, nos termos do Despacho ANEEL nº 310/2016 e com base na Lei nº 13.182/2015, a CELG D não teria registrado no resultado variação cambial no total de R\$418 milhões, e consequentemente o seu passivo seria reduzido em igual valor.

48.2 - Contrato de compra e venda de energia elétrica

A controlada Furnas na data de 03 de março de 2016, exerceu a opção do contrato de compra de energia elétrica no ambiente livre com a empresa Santo Antônio Energia S/A, cujo suprimento se daria no período compreendido entre 01 de janeiro de 2017 a 31 de janeiro de 2020, procedendo à cobrança do montante de R\$ 156.747, relativo ao valor original da negociação (R\$ 130.000) pela entrega futura dessa energia e sua correspondente atualização (R\$ 26.747).

48.3 – Linha de crédito junto a Caixa Econômica Federal

A controlada Eletronorte junto à administração da controlada aprovou em 19 de janeiro de 2016 a captação de uma Cédula de Crédito Bancário de R\$ 400.000 junto a Caixa Econômica Federal, com o objetivo de reforço financeiro ao fluxo de caixa da

Notas Explicativas

Companhia. A linha de crédito será disponibilizada na medida em que se fizer necessária à captação.

48.4 – Emissão de Notas Promissórias

Em 7 de março de 2016, a controlada Eletrosul realizou a 2ª emissão de notas promissórias comerciais, em série única, composta por 500 notas promissórias comerciais, no valor nominal unitário de R\$ 500 mil, perfazendo o valor total de R\$ 250.000 mil, com vencimento em 2 de março de 2017, remuneradas a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias do DI + spread de 3,5% a.a. Os custos de emissão pagos ao Banco BTG relativos à comissão de estruturação, colocação e garantia firme foi de R\$ 6.917.

48.5 – Consórcio Angramon – Usina Angra 3

Ação, proposta pelo Consórcio Angramon com o objetivo de rescindir o contrato de montagem eletromecânica com fundamento na ausência de pagamento, pela Eletronuclear, por mais de 90 dias, bem como a não aplicação, também pela Eletronuclear, de penalidades ou de execução da garantia contratual.

A Eletronuclear contestou a ação por seus advogados e o Consórcio Angramon apresentou réplica. A antecipação dos efeitos da tutela não foi deferida pela julgadora. Na mesma decisão, foi determinada a intimação da União Federal para manifestar eventual interesse na lide, o que foi efetivado na data de 22 de março de 2016.

Importante frisar que em 14 de janeiro de 2016 foi sancionada a Lei nº 13.255 onde foi estimada a receita e fixadas as despesas da União para o exercício financeiro de 2016, nela incluindo, o Orçamento de Investimento das empresas em que a União, direta ou indiretamente, detém a maioria do capital social com direito a voto, incluindo-se na mesma, a aprovação de dotação e execução orçamentária para a ação de Investimento no projeto de "Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3", pertencente a Eletronuclear, a qual compreende-se que após avaliação da Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização do Congresso Nacional, bem como pelo plenário do Congresso Nacional, a obra de "Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3" está apta a manter sua execução física, orçamentária e financeira.

Apesar das alterações cronológicas do projeto, a Companhia vem assegurando a preservação e integridade dos serviços já executados, além disso, adotará providências para a implementação de ações a um nível de desempenho com o intuito de tentar recuperar os possíveis impactos no cronograma da obra da Usina Angra 3 (dezembro de 2020). A companhia acredita, também, que o valor residual líquido, apurado após os testes de recuperabilidade (impairment), poderá ser recuperado ao longo da operação comercial desse empreendimento Angra 3.

48.6 - Aporte de capital Norte Energia S.A.

Em fevereiro de 2016, a Administração da Controlada Eletronorte aprovou o aporte de R\$ 119.880 na investida Norte Energia S.A. a ser realizado em 04 de março de 2016. Esse valor é referente a 19,98% de participação que a Eletronorte detém na investida,

Notas Explicativas

a qual aumentou seu capital social para R\$ 9.000.000. Após o aporte a Controlada passa a ter o saldo de R\$ 1.798.200 de capital investido.

48.7 - Incorporação do AFAC ao capital

Em 14 de janeiro de 2016, as controladas da Eletrosul listadas abaixo realizaram aumento de capital social mediante transferência dos recursos recebidos por AFAC, conforme evidenciado a seguir:

Data	Empresa	Total
14/01/2016	Chuí IX	49.892
14/01/2016	Hermenegildo I	173.220
14/01/2016	Hermenegildo II	173.244
14/01/2016	Hermenegildo III	147.598
		<u>543.954</u>

48.8 – Recuperação judicial Abengoa

A Companhia tomou conhecimento sobre o pedido de recuperação judicial ajuizado em 29 de janeiro de 2016, pelas empresas Abengoa Concessões Brasil S.A. ("Abengoa Concessões") e Abengoa Greenfield Brasil Holding S.A. ("Abengoa Greenfield"), nos termos da Lei no 11.101/05. O pedido foi distribuído na 6ª Vara Empresarial de Justiça do Rio de Janeiro e aguarda o deferimento.

A Abengoa Concessões é acionista de empresas das quais a Controlada Eletronorte mantém participação acionária. Este fato não implica na recuperação judicial das empresas em que há participação da Companhia e da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., pois estas empresas estão em operação e pretendem continuar desempenhando suas atividades, bem como honrando seus compromissos de forma regular.

Até a presente data, este processo de recuperação judicial não teve impacto nas operações da Companhia, nem na preparação e apresentação das demonstrações financeiras correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015. A Administração continuará a monitorar o desdobramento deste assunto, bem como as eventuais consequências diretas e indiretas para a Companhia, caso existam.

48.9 – Renegociação do serviço da dívida de contratos de financiamentos

Em 24 de fevereiro de 2016, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a renegociação do serviço da dívida de contratos de financiamentos da Controlada Eletrosul junto à Eletrobras, com suspensão da exigibilidade de principal e incorporação de juros, de novembro de 2015 a junho de 2016, no montante de R\$ 1.826.402.

A retomada dos pagamentos das parcelas de principal e juros destes contratos será efetuada a partir de julho de 2016.

Notas Explicativas



José da Costa Carvalho Neto
Presidente

Armando Casado de Araújo
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Renato Soares Sacramento
Diretor de Geração - Interino

Josias Matos de Araujo
Diretor de Regulação

Alexandre Vaghi de Arruda Aniz
Diretor de Administração

Marcos Aurelio Madureira da Silva
Diretor de Distribuição

José Antônio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

Rodrigo Vilella Ruiz
Contador
CRC-DF 088488/9 O

Pareceres e Declarações / Relatório do Auditor Independente - Com Ressalva

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2015

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas da
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Brasília - Distrito Federal

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras ("Companhia"), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações de resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidências a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causadas por erro ou fraude. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

Base para opinião com ressalva

Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos - Lava Jato

Conforme mencionado na nota explicativa N° 4, item XI, em conexão com os processos de investigação pelas autoridades públicas federais na operação conhecida como "Lava Jato" e seus desdobramentos, a Administração da Companhia tomou conhecimento, por meio de veiculação pela mídia ou de outra forma, da existência de supostos atos ilegais, dentre eles supostos pagamentos de propinas por administradores e ex-administradores de construtoras envolvidas em certos empreendimentos, a Funcionários e/ou Administradores e/ou Diretores da Companhia e/ou suas investidas consolidadas e/ou avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.

Em decorrência, conforme aprovado pelo seu Conselho de Administração, a Companhia contratou empresa independente especializada para conduzir investigação relacionada ao assunto acima e eventuais descumprimentos de leis e regulamentos, no contexto da legislação do Brasil e dos Estados Unidos da América. Adicionalmente, a Companhia criou uma Comissão Independente para gestão e supervisão dos trabalhos de investigação em andamento, conduzidos pela empresa independente contratada.

Considerando que as ações relacionadas à investigação desses assuntos estão ainda em andamento, portanto, sem quaisquer resultados conclusivos, os possíveis impactos decorrentes da resolução final destes temas, sobre as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 não são conhecidos e não puderam ser estimados pela Companhia. Consequentemente, não nos foi possível determinar se havia a necessidade de ajustes ou divulgações em decorrência desses assuntos nas referidas demonstrações financeiras.

Opinião com ressalva

Em nossa opinião, exceto pelos possíveis efeitos dos assuntos descritos no parágrafo Base para opinião com ressalva, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras em 31 de dezembro de 2015, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

Ênfases**Valores a receber sujeitos à aprovação do regulador**

Conforme descrito na Nota 2.1, no final do exercício de 2012, a Companhia aceitou as condições para a renovação antecipada de algumas concessões de geração e transmissão estabelecidas pelo Governo Federal do Brasil, resultando em mudanças na rentabilidade de tais concessões a partir do exercício de 2013 e no direito de indenização por determinados saldos residuais de ativos de transmissão e geração, sujeito à aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Em 31 de dezembro de 2015, os saldos residuais de ativos de geração e transmissão objeto de indenização montam a R\$ 10.972.365 mil e foram determinados pela Companhia a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação, podendo sofrer alterações até a homologação final e realização dos mesmos.

Nossa opinião não contém ressalva em função desse assunto.

Continuidade operacional de empresas controladas e coligadas

Conforme mencionado na Nota 16, as controladas do segmento de distribuição de energia e também as controladas de geração Eletrobras Termonuclear SA (Eletronuclear) e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) apresentam perdas contínuas em suas operações, capital de giro negativo e/ou passivo a descoberto, e as coligadas Norte Energia S.A., Madeira Energia S.A., ESBR Participações S.A., São Manoel e Teles Pires Participações SA apresentam capital de giro negativo relevante em 31 de dezembro de 2015. Adicionalmente, conforme descrito na Nota 2, as concessões destas controladas distribuidoras expiraram em 15 de julho de 2015 e até a presente data não existe evidência de renovação. 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 opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

Outros assuntos**Demonstrações do valor adicionado**

Examinamos, também, as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para Companhias abertas, e é tratada como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, exceto pelos possíveis efeitos dos assuntos descritos no parágrafo Base para opinião com ressalva, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 30 de março de 2016

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Danilo Siman Simões
Contador CRC 1MG058180/O-2 T-SP

Pareceres e Declarações / Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente**PARECER DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
31.12.2015**

O Conselho Fiscal das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, no âmbito de suas atribuições legais e estatutárias, procedeu o exame do Relatório da Administração e das Demonstrações Contábeis referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015, os quais foram aprovados, nesta data, pelo Conselho de Administração, bem como se inteirou da proposta relativa à destinação do resultado do exercício.

Considerando o trabalho de acompanhamento da Empresa desenvolvido pelo Conselho Fiscal ao longo do exercício, com base na análise da documentação apresentada, nas informações prestadas pelo Departamento de Contabilidade – DFC e no Relatório dos Auditores Independentes - KPMG Auditores Independentes, com ressalva e ênfases, o Conselho Fiscal da Eletrobras entende que os referidos documentos, corroboradas a ressalva e as ênfases contidas no Relatório dos Auditores Independentes, estão em condições de serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da Empresa.

Rio de Janeiro, 30 de março de 2016.

EDUARDO CESAR PASA
Presidente do Conselho

BRUNO NUNES SAD
Conselheiro

AGNES MARIA DE ARAGÃO DA COSTA
Conselheira

FELIPE LÜCKMANN FARBO
Conselheiro

ROBERT JUENEMANN
Conselheiro

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as Demonstrações Financeiras da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, tendo sido tomada a resolução no sentido de sua aprovação, sob o número RES-194/2016 em reunião do colegiado, realizada em 30 de março de 2016.

Rio de Janeiro, 30 de março de 2016.

Diretoria Executiva Eletrobras

José da Costa Carvalho Neto - Presidente

Armando Casado de Araujo - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes - Diretor de Transmissão

Renato Soares Sacramento - Diretor de Geração (Interino)

Marcos Aurélio Madureira da Silva - Diretor de Distribuição

Josias Matos de Araujo – Diretor de Regulação

Alexandre Vaghi de Arruda Aniz - Diretor de Administração

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes da Companhia – KPMG, emitido sobre as Demonstrações Financeiras da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, em reunião realizada em 30 de março de 2016.

Rio de Janeiro, 30 de março de 2016.

Diretoria Executiva Eletrobras

José da Costa Carvalho Neto - Presidente

Armando Casado de Araujo - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes - Diretor de Transmissão

Renato Soares Sacramento - Diretor de Geração (Interino)

Marcos Aurélio Madureira da Silva - Diretor de Distribuição

Josias Matos de Araujo – Diretor de Regulação

Alexandre Vaghi de Arruda Aniz - Diretor de Administração