
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.

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,

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:

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

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

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

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

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

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.

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.

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

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

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 Marimbondo 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

• 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.

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.

	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

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).

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.

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.

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.

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.

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.

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.

(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 detido 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.

(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).

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

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;

- 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.

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.

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 infraestrutura, 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

- 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

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

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.

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

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

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

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

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

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.

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.

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.

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.

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.

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

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

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.

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).

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.

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

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

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.

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,

- 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

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.

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 termoeletrônicas. 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

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 correção na Eletrobras, a fim de verificar os 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.

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.

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.

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			

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

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).

(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:

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
	1.719.648	1.659.763

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

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

	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.

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

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.

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.

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>

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.

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	1.529.640	(219.692)	1.309.948	1.204.951	(201.468)	1.003.483
	<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>
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>

	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)

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.

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>

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.

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
	<hr/> 793.990
Total do Ativo Circulante	195.830
Total do Ativo Não Circulante	598.160
TOTAL	<hr/> 793.990 <hr/>

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).

	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

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)	-	-	-	-	(321.271)	(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

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
MUTUAÇÃO 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)	-	121.776	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
MUTUAÇÃO 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

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 Tietê	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
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	92	184

(*) Baseado na cotação das ações na data-base.

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.

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

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

I - 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	
Enerpeixe S.A.	40,00%	82.946	76.736	1.596.186	50.194	1.806.062	-	172.744	-	230.114	1.403.204	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	

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
Chapecoense 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	-
Chapecoense 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)

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

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,

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.

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

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

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

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.

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.

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:

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 Peixei 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

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%				

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%		

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%		

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

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.

CONSOLIDADO					
31/12/2015					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	<i>Impairment (a)</i>	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	<i>Impairment (a)</i>	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

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)
	<u>27.591.699</u>	<u>675.081</u>	<u>(231.982)</u>	<u>337.865</u>	<u>-</u>	<u>28.372.663</u>
Distribuição						
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(326.310)	(57.640)	-	-	-	(383.950)
	<u>1.072.158</u>	<u>(57.640)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.014.518</u>
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)
	<u>1.583.648</u>	<u>56.191</u>	<u>(11.849)</u>	<u>6.251</u>	<u>146.810</u>	<u>1.781.051</u>
TOTAL	<u>30.247.505</u>	<u>673.632</u>	<u>(243.831)</u>	<u>344.116</u>	<u>146.810</u>	<u>31.168.232</u>

(a) Vide Nota 20 – Valor Recuperável dos ativos de longo prazo e Nota 42 – Provisões (reversões) operacionais

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>

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
	<u>19.172.762</u>	<u>17.022.790</u>
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
	<u>4.205.106</u>	<u>8.236.012</u>
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	2.554.211	1.811.630
	<u>2.554.211</u>	<u>1.811.630</u>
	<u>25.932.079</u>	<u>27.070.432</u>
Ativo Financeiro Itaipu	<u>3.449.566</u>	<u>5.336.351</u>
	<u>3.449.566</u>	<u>5.336.351</u>
Total do ativo financeiro	<u>29.381.645</u>	<u>32.406.783</u>
Ativo Financeiro – Circulante	965.212	3.437.521
Ativo Financeiro – Não Circulante	28.416.433	28.969.262
Total do ativo financeiro	<u>29.381.645</u>	<u>32.406.783</u>

(*) 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.

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.

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

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.

	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.

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

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 31/12/2014	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	RECLASSIFICAÇÃO PARA IMOBILIZADO (DESVERTICALIZAÇÃO)	SALDO EM 31/12/2015
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

	CONSOLIDADO				
	SALDO EM 31/12/2013	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	AQUISIÇÃO DE CONTROLADA*
Vinculados à Concessão - Geração	172.777	(52.569)	14.884	365.193	-
Em serviço	69.386	(72.144)	16.652	410.632	-
Ativo Intangível	503.573	-	(5.193)	404.340	-
Amortização acumulada	(405.854)	(72.144)	-	43.399	-
Obrigações especiais	(28.333)	-	-	13.300	-
Impairment	-	-	21.845	(50.407)	-
Em curso	103.391	19.575	(1.768)	(45.439)	-
Ativo Intangível	118.086	19.575	(1.768)	(39.632)	-
Obrigações especiais	(14.695)	-	-	-	-
Impairment	-	-	-	(5.807)	-
Vinculados à Concessão - Distribuição	220.077	(213.998)	65.730	182.822	103.160
Em serviço	90.884	(237.636)	(8.594)	274.666	91.659
Ativo Intangível	1.478.117	1.729	(54.245)	214.153	125.165
Amortização acumulada	(1.061.958)	(252.262)	7.260	(162.378)	-
Obrigações especiais	(280.405)	-	22.922	207.397	(33.506)
Impairment	(44.870)	12.897	15.469	15.494	-
Em curso	129.193	23.638	74.324	(91.844)	11.501
Ativo Intangível	154.296	20.218	1.790	(22.649)	11.501
Obrigações especiais	(22.693)	-	(156)	3.495	-
Impairment	(2.410)	3.420	72.690	(72.690)	-
Vinculados à Concessão - Transmissão	7.359	(3.825)	-	1.024	-
Em serviço	2.252	(32)	-	1.013	-
Ativo Intangível	2.552	-	-	1.013	-
Amortização acumulada	(300)	(32)	-	-	-
Em curso	5.107	(3.793)	-	11	-
Ativo Intangível	5.107	(3.793)	-	11	-
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	388.369	116.461	(1.871)	(222)	-
Administração					
Em serviço	637.973	149	-	127.435	-
Amortização acumulada	(342.318)	(58.970)	(2.005)	(17.043)	-
Impairment	-	2.733	-	(45.328)	-
Em curso	126.550	75.375	153	(60.595)	-
Outros	(33.836)	97.174	(19)	(4.691)	-
Total	788.582	(153.931)	78.743	548.817	103.160

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

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.

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

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 Jaboatão	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

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

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.

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

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

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

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%

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

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
Eletrosul	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	8.727	87	15/11/2024
Eletrosul	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	23.596	236	15/11/2024
Eletrosul	Ribeiro Gonç./Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	60.278	603	03/06/2031
Eletrosul	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	21.179	212	10/01/2029
Eletrosul	UHE Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	931.000	76.580	766	15/09/2016
Eletrosul	Subestação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	7.256	73	15/03/2028
Eletrosul	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	23.760	238	15/08/2028

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

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

- 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.
- 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.
- 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%).

- 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.

- 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 quirográfica, 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 quirográfica, 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 quirográfica, 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 quirográfica, 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 quirográfica, 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 quirográfica, 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 quirográfica, 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 quirográfica, 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

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”.

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.

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

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>

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

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:

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

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.

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:

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.

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.

Os saldos das obrigações de benefícios pós-emprego estão demonstradas a seguir:

Obrigações de benefício pós-emprego - valores reconhecidos no balanço patrimonial	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
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

Planos de benefícios definidos previdenciários - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
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

Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
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:

Tabela b.1 - Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
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

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

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.

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).

- 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

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.

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

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.

Cumpra 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.

Chesf

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.

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

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

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.

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).

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.

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.

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 nº 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 nº 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),

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.

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

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 perd/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

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).

	<u>CONSOLIDADO</u>
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	<u>1.201.186</u>

NOTA 33 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

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

	<u>CONTROLADORA E CONSOLIDADO</u>	
	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
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
	<u>219.294</u>	<u>193.606</u>

NOTA 34 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO		
	SALDO EM 31/12/2014	CONSTITUIÇÕES	SALDO EM 31/12/2015
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

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

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.

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.

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

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>

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)	

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.

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

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.

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

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>

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%

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:

		CONTROLADORA	
		31/12/2015	31/12/2014
	Mensuração	Valor Contábil/ Valor Justo	Valor Contábil/ Valor Justo
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa		691.719	88.194
Empréstimos e Recebíveis		41.052.908	38.466.689
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
Mantidos Até o Vencimento		191.763	204.665
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	191.763	204.665
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		3.454.526	421.975
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	3.454.526	421.817
Disponíveis para venda		1.018.143	1.212.142
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.018.143	1.212.142
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados pelo Custo Amortizado		30.752.210	27.223.773
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
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		18.860	24.706
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	18.860	24.706

	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

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

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

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.

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.

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			
		Saldo em 31/12/2015		Efeito no resultado - receita (despesa)	
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	3.679.624	14.365.988	(1.272.414)	(5.182.014)
	Empréstimos concedidos	3.937.493	15.375.123	1.359.223	5.542.809
	Ativo financeiro - ITAIPU	883.417	3.449.566	304.955	1.243.586
	Impacto no resultado - USD			391.764	1.604.380
EURO	Empréstimos obtidos	59.277	251.820	(31.562)	(102.408)
	Empréstimos concedidos	28.294	120.259	15.003	48.818
	Impacto no resultado - EURO			(16.559)	(53.589)
IENE	Empréstimos obtidos	5.516.631	178.794	(16.587)	(65.432)
	Empréstimos concedidos	11.360.536	368.422	33.930	134.518
	Impacto no resultado - IENE			17.343	69.086
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			392.548	1.619.877	2.847.206

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2015		Efeito no resultado - receita (despesa)	
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	3.803.820	14.850.875	(1.315.361)	(5.356.920)
	Empréstimos concedidos	3.790.753	14.802.134	1.308.568	5.336.244
	Ativo financeiro - ITAIPU	883.417	3.449.566	304.955	1.243.586
	Impacto no resultado - USD			298.163	1.222.909
EURO	Empréstimos obtidos	59.277	251.820	(31.562)	(102.408)
	Impacto no resultado - EURO			(31.562)	(102.408)
IENE	Empréstimos obtidos	5.516.631	178.794	(16.587)	(65.432)
	Impacto no resultado - IENE			(16.587)	(65.432)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			250.014	1.055.070	1.860.126

(¹) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
USD	4,250	5,313	6,375
EURO	4,781	5,976	7,171
IENE	0,035	0,044	0,053

(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.

(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.

(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)	(45.005)
	Derivativo	1.040.384	4.061.867	37.414	46.767	56.120
	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)	(51.525)
	Derivativo	1.040.384	4.061.867	37.414	46.767	56.120
	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)	(1.490.564)
	Impacto no resultado - CDI		(993.710)	(1.242.137)	(1.490.564)
IPCA	Empréstimos concedidos	6.816.041	472.352	590.440	708.527
	Impacto no resultado - IPCA		472.352	590.440	708.527
IGPM	Empréstimos concedidos	238.976	15.725	19.656	23.587
	Impacto no resultado - IGPM		15.725	19.656	23.587
SELIC	Empréstimos obtidos	2.284.348	(348.363)	(435.454)	(522.545)
	Impacto no resultado - SELIC		(348.363)	(435.454)	(522.545)
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(853.996)	(1.067.495)	(1.280.994)

		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%

- risco de depreciação das taxas de juros:

CONTROLADORA				
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (-25%) ²	Cenário III (-50%) ²
Saldo em 31/12/2015				
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 - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES		(853.996)	(640.497)	(426.998)

CONSOLIDADO				
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (-25%) ²	Cenário III (-50%) ²
Saldo em 31/12/2015				
CDI Empréstimos obtidos	11.410.983	(1.740.175)	(1.305.131)	(870.087)
CDI 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)
TJLP 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)
IGPM 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%

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.

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.

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.

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.

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

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

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

Itens não-caixa	31/12/2015				Total
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	
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				Total
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	
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			Total
	Geração	Transmissão	Distribuição	
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			Total
	Geração	Transmissão	Distribuição	
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.

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
		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)
		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)

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

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

		CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	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
	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
LIVRAMENTO	Outras contas a receber	-	-	-	10	-	-
	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)

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

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)

		CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	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
		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
		214.331	204	66.570	158.690	225	(1.911)
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
		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
		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 NIQUELÂNDIA 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
		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
		229.480	11	(4.440)	194.223	-	(2.637)
				(81)			-

		CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	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

		CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	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)

		CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	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	Cientes	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)

		CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	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

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

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

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,

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.

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