

---

**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 2014 e de 2013**  
**(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 seis 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

Em 26 de setembro de 2014, a Eletrobras adquiriu o controle acionário da CELG Distribuição S.A. – CELG D. Maiores detalhes sobre a combinação de negócios estão divulgados na Nota 42.

A Companhia ainda detém o controle acionário da Amazonas Energia – AmE, não desverticalizada, atuando em Geração e Distribuição (vide Nota 15) e 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).

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

A 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, Utilização de Bem Público - UBP 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 27 de março de 2015.

O novo regime econômico das concessões estabelecido pela Lei nº 12.783, aplicado às concessões de geração e transmissão da Companhia que foram prorrogadas, reduziram suas receitas correntes, desta forma, visando recuperar a capacidade de geração de caixa e a rentabilidade da Companhia, a Administração está colocando em prática um plano de ajuste composto por aumento de receitas e redução de custos. No que refere a aumento de receitas, busca a remuneração para os investimentos realizados com modernizações de usinas hidrelétricas e obtenção de tarifas para os investimentos realizados em sistemas de transmissão já existentes.

No contexto da redução de custos, destacam-se o Plano de Incentivo ao Desligamento - PID, (vide nota 29.2) abrangendo 5.439 empregados e a reestruturação do modelo de negócio societário, organizacional, de governança e gestão do Sistema Eletrobras. Esse plano, juntamente com a entrada em fase operacional de novas Usinas e Linhas de Transmissão, especialmente a UHE Santo Antonio, a UHE Jirau, a UHE Teles Pires e a UHE Belo Monte, além das Linhas de Transmissão do Madeira, visa proporcionar a recuperação da geração de caixa e da rentabilidade da Companhia.

## **NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA**

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, possui 44,156 GW\* de capacidade instalada, 67,3 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

<b>Concessões em Regime de O&amp;M - GERAÇÃO</b>			
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

<b>Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO</b>			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
UHE Sobradinho	BA / PE	1.050,3	2022
UTE Camaçari	BA	346,8	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	AM	121,1	2020
UHE Dardanelos	MT	261,0	2042
UHE Mauá	PR	177,9	2042
UHE Teles Pires	PA / MT	1.819,8	2046
UHE Jirau <sup>(*)</sup>	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
UHE Balbina	AM	277,5	2027
UHE Aparecida	AM	282,5	2020
UTE Mauá	AM	738,1	2020
UTE Mauá	AM	124,7	2020
UTE Santa Cruz	RJ	932,0	2015
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476,0	2023
UHE Itumbiara	MG / GO	2.082,0	2020
UHE Manso	MG	212,0	2035
UHE Simplício/Anta	RJ / MG	333,7	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	PE	2,0	2015
UHE Araras	CE	4,0	2015
UHE Curemas	PA	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	CE	30,6	2047
EOL Junco I	CE	30,6	2047
EOL Junco II	CE	30,6	2047
EOL Caiçara II	CE	19,8	2047
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	30,0	2049
Ventos de Santa Joana XVI	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana X	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana XIII	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana XII	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana XV	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana IX	PI	30,0	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
Corrupião 3 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

<b>Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO</b>			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
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	32,8	2020
UTE- Senador Arnon Afonso Farias	RR	86,0	2024
UTE Serra do Navio	SE	23,3	2037
UTE Capivara	SE	29,8	2037
Parque Eólico Miassaba 3	RN	68,5	2045
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	20,0	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	22,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 25	RS	8,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 26	RS	16,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 27	RS	18,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 28	RS	14,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 29	RS	20,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 30	RS	20,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 31	RS	10,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 34	RS	16,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 35	RS	14,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 36	RS	24,0	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
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

**Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO**

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
UTE Nutepa (2)	RS	24,0	2015
UTE Cidade Nova	AM	29,7	2015
UTE Iranduba	AM	66,6	2015
UTE Distrito	AM	51,3	2015
UTE São José	AM	73,4	2015
UTE Roberto Silveira	GO	30,0	2027
UHE Batalha	MG / GO	52,5	2041
UHE Retiro Baixo	MG	83,7	2041
Três Irmãos	Tietê	807,5	2044
Serra do Facão	RS	212,6	2036
Santo Antonio (Mesa)	RO	2.286,00	2043
Santo Antonio (Mesa)	RO	1.282,22	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	2047
São Paulo	CE	17,5	2047
Goiabeira	CE	19,2	2047
Bom Jesus	CE	18,0	2049
Cachoeira	CE	12,0	2049
Horizonte	CE	14,4	2047
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
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
Ubatuba	CE	12,6	2047
Nsa Sra de Fátima	CE	28,8	2047
Pitombeira	CE	27,0	2047
Santa Catarina	CE	16,0	2047
UHE Jirau	RO	3.750,0	2043
UHE Sinop	MT	400,0	2049
UHE São Manoel	PA	700,0	2049
Brasventos Eolo		58,5	2042

(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.

(2) Contrato de concessão nº67, Aneel

(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

### 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)

(1) Sob a responsabilidade de Furnas até a conclusão de nova licitação para concessão das PCHs.



## • 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 Mirim II (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 Luis II / SE São Luis 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 Luis II / SE Miranda II	MA	30	2039
LT 525 kv Campos Novos/Blumenau 357,8km e substação 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 Marimondo II - Assis, CS (296,5 km)	-	30	2043
LT 500 kV Brasília Leste - Luziânia - C1 e C2	-	30	2043
LT 230 kV Brasília Geral-Brasília Sul - C3	-	30	2043
LT 345 kV Brasília Sul - Samambaia - C3 (94,5 km)	-	30	2043
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

Os prazos de vencimento das concessões irão ocorrer em diversas datas, havendo concentração nos anos de 2037 a 2042, após as prorrogações de grande parte das concessões da Companhia, nos termos da Lei 12.783/2013.

- Distribuição de Energia

<b>Concessões em Regime de Exploração - DISTRIBUIÇÃO</b>			
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.	Estado de Goiás	237	2015

(\*) Não auditado pelos auditores independentes

## 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:

Geração	31/12/2014 e 31/12/2013				
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	CGTEE
Modernizações e melhorias	487.822	-	-	995.718	-
Geração térmica	-	186.355	-	673.030	356.937
Transmissão	-	-	-	-	-
Modernizações e melhorias (RBNI)	289.676	-	-	552.138	-
Rede básica - serviços existentes (RBSE)	1.187.029	1.732.910	513.455	3.977.922	-
Total	1.964.527	1.919.265	513.455	6.198.808	356.937

Até que ocorra a homologação 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.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, as controladas Eletrosul e Eletronorte, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL número 589, de 10/12/2013, apresentaram à ANEEL, seus laudos de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 ("Laudo de Avaliação"), para fins do processo de indenização das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente - RBSE prevista no Artigo 15, §2º da Lei 12.783/13, nos montantes de R\$ 1.061.000 e R\$ 3.547.000, respectivamente.

O valor residual contábil dos ativos afetados da controlada CGTEE pelas mudanças promovidas no ambiente regulatório correspondem a R\$ 402.848, em 31 de dezembro de 2014, o valor estimado de indenização pelo Valor Novo de Reposição - VNR é de, aproximadamente, R\$ 424.722, determinado pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretações do Decreto 7.805/2012, podendo a referida estimativa sofrer alterações até a homologação final dos ativos indenizáveis. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

A controlada Furnas, em 23 de dezembro de 2014, comunicou a ANEEL a nova data de entrega do laudo de avaliação tendo como nova previsão a data de 31 de março de 2015.

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 consolidadas, pois estão sujeitos à aprovação pela ANEEL.

## **2.2. Prorrogação das concessões de distribuição**

Em 15 de outubro de 2012, as distribuidoras cujas concessões vencerão 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. Até a data de apresentação dessas demonstrações financeiras não foram regulamentados os critérios de prorrogação desses contratos pelo Poder Concedente e, portanto, não ocorreu a assinatura do contrato de concessão para as distribuidoras que manifestaram o interesse até 15 de outubro de 2012, o qual só ocorrerá quando do vencimento da atual concessão.

Não há garantias de que o Poder Concedente aprovará prorrogação de acordo com as atuais condições, dependendo de diversos critérios que serão analisados pelo Poder Concedente. Há previsão de indenização dos ativos não amortizados ao final da concessão.

## **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.

### **(a) 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) Normas novas e revisadas adotadas sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas****IAS 36 – Redução no valor recuperável de ativo (alteração)**

A Companhia aplicou as alterações do IAS 36/ CPC 01 (R1) pela primeira vez no exercício atual. As alterações retificam algumas consequências não intencionais das consequentes alterações ao IAS 36 decorrentes do IFRS 13. As alterações (a) alinham os requisitos de divulgação com a intenção do IASB e reduzem as circunstâncias em que é exigido o valor recuperável de ativos ou unidades geradoras de caixa a serem divulgados, (b) exigem a divulgação adicional sobre a mensuração do valor justo quando o valor recuperável dos ativos que apresentaram perda é baseado no valor justo menos os custos de alienação, e (c) apresentam uma exigência explícita de divulgar a taxa de desconto utilizada na determinação de *impairment* (ou reversões), onde o valor recuperável, com base no valor justo menos os custos de alienação, é determinado usando uma técnica de valor presente.

A aplicação dessas alterações não gerou impacto material nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

**IAS 27/CPC 35 (R2) – Demonstrações separadas**

A alteração reestabelece o método de equivalência patrimonial como uma opção de avaliação dos investimentos em controladas, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas em demonstrações financeiras individuais conforme descrito no IAS 28 – Investimento em coligadas. Essa alteração tem adoção obrigatória para períodos anuais iniciados em ou após 01 de janeiro de 2016, com adoção antecipada permitida. A Companhia optou por adotar antecipadamente.

**(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:

Aplicáveis em ou a partir de 01 de janeiro de 2015:

IFRS 9 (novo pronunciamento) – introduz novos requerimentos de classificação e mensuração de ativos financeiros.

Modificação as IFRS 9 e IFRS 7 – Data de aplicação mandatória da IFRS 9 e divulgações de transição.

Modificações à IAS 19 (CPC 33) – Benefícios a Empregados.

(\*) Essas alterações ainda não foram homologadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis.



Modificações às IFRSs – Ciclos de Melhorias Anuais 2010-2012.

Modificações às IFRSs – Ciclos de Melhorias Anuais 2011-2013.

A Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos ou alterações em suas demonstrações financeiras.

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2016:

Revisão IAS 16 e IAS 38 – 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.

Revisão IFRS 11 – a alteração requer que o adquirente de uma participação em operação conjunta que constitui um negócio, conforme definido no IFRS 3, aplique os princípios do IFRS 3, exceto aqueles que entram em conflito com o IFRS 11.

Revisão IFRS 10 e IAS 28 – 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.

Revisão IAS 1 – Esclarecimentos sobre o processo julgamental de divulgações das Demonstrações Financeiras.

Modificações às IFRSs – Ciclos de Melhorias Anuais 2012-2014

A Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos ou alterações em suas demonstrações financeiras.

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2017:

IFRS 15 (novo pronunciamento) – especifica como e quando será feito o reconhecimento assim como requer que a entidade forneça aos usuários das demonstrações financeiras informações mais informativas e relevantes.

A Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desse novo pronunciamentos em suas demonstrações financeiras.

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2018:

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 quanto à classificação e mensuração dos ativos financeiros.

A Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos ou alterações em suas demonstrações financeiras.



---

### **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>31/12/2014</u>		<u>31/12/2013</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 (²)	51%	-	-	-
Cepisa	100%	-	100%	-
Ceron	100%	-	100%	-
CGTEE	100%	-	100%	-
Chesf	100%	-	100%	-
Eletroacre	94%	-	94%	-
Eletronorte	99%	-	99%	-
Eletronuclear	100%	-	100%	-
Eletropar	84%	-	84%	-
Eletrosul	100%	-	100%	-
Furnas	100%	-	100%	-
Chuí IX	-	99,99%	-	-
Coxilha Seca	-	99,99%	-	-
Estação Transmissora (¹)	-	-	-	100%
Hermenegildo I	-	99,99%	-	-
Hermenegildo II	-	99,99%	-	-
Hermenegildo III	-	99,99%	-	-
Linha Verde Transmissora (³)	-	100%	-	-
Uirapuru	-	75%	-	75%
<b>Complexo Eólico Pindaí I (⁴)</b>				
Acauã Energia S.A.	-	99,93%	-	-
Angical 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	-
Arapapá Energia S.A.	-	99,90%	-	-
Caititu 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	-
Caititu 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	-
Carcará Energia S.A.	-	99,96%	-	-
Corrupião 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	-
Teiú 2 Energia S.A.	-	99,95%	-	-
<b>Complexo Eólico Pindaí II (⁴)</b>				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	-
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	-

(¹) Empresa incorporada (Vide Nota 3.2. (d))

(²) Aquisição de controlada (Vide Nota 42(a))

(³) Aquisição de controle (Vide Nota 42(b))

(⁴) Aquisição de controle (Vide Nota 42(c))

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.

---

**(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.

**(d) Incorporação de Subsidiárias**

Em 31 de março de 2014, os acionistas da controlada Eletronorte aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da Estação Transmissora de Energia S.A. - Estação, sociedade de propósito específico controlada da Companhia, visando simplificar a estrutura legal e reduzir os custos administrativos, operacionais e fiscais, e com objetivo de maximizar a sua eficiência. Como resultado desta incorporação, a Estação foi extinta de pleno direito e a Eletronorte tornou-se sua sucessora.

### **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.

### **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 16).

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 17 b).

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 infraestruturas, ou de ambos;

e) As infraestruturas são transferidas para o poder concedente no final da concessão, tipicamente de forma gratuita ou também de forma onerosa.

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas de concessão enquadradas na norma não são reconhecidas pelo concessionário como ativo imobilizado, uma vez que se considera que o operador não controla tais ativos, passando a ser reconhecidas de



acordo com um dos seguintes modelos contábeis, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo poder concedente no âmbito do contrato:

1) Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual foi classificado como empréstimos e recebíveis (geração e transmissão) ou disponível para venda (distribuição).

2) Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização das infraestruturas (risco de crédito e demanda) em relação à concessão e resulta no registro de um ativo intangível.

3) Modelo Misto

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo poder concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão.

Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia e suas controladas e nos requerimentos da norma, os seguintes ativos são reconhecidos sobre o negócio de distribuição elétrica:

- a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- 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 única exceção refere-se à geração da Amazonas Energia que é destinada exclusivamente para a operação de distribuição e que possui um mecanismo tarifário específico. 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 19).

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 será 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.

O valor recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. 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.

Em função do histórico de prejuízos operacionais das empresas de distribuição da Eletrobras, a Companhia efetua, anualmente, o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos, resultando em um valor inferior àquele registrado contabilmente para algumas distribuidoras (vide Nota 18). Adicionalmente, para as demais unidades de negócio é efetuado o teste de

recuperabilidade através do fluxo de caixa descontado anualmente, sendo que essa avaliação é feita individualmente por cada contrato de concessão de geração e transmissão.

### **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. Combinações 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.

### **3.16. 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.

#### **3.16.1. 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.

#### **3.16.2. 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.

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.

### **3.17. 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.

#### **3.17.1. 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.

- (a) 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.

- (b) 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.

(d) 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.

3.17.2. 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.

### 3.17.3. 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.

### 3.17.4. 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.

#### 3.17.5. 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.

#### 3.17.6. 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 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 22).

#### 3.17.7. 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 43 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 3.17.9)

### 3.17.8. 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.

### 3.17.9. 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 43. 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.

### **3.18. Benefícios pós-emprego**

#### **3.18.1. Obrigações de aposentadoria**

A Companhia e suas controladas patrocina 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.

### 3.18.2. 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.

### 3.18.3 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.

### 3.19. 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.

#### 3.19.1. 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 31).

#### 3.19.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões para contingências judiciais são constituídas sempre que a perda for avaliada como provável. 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).

### 3.19.3. 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.

## **3.20. 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.

## **3.21. 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.

## **3.22. 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.

### 3.23. 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.

### 3.24. 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.

#### 3.24.1. 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 geração e distribuição 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 geração e distribuição de energia elétrica.
- (iii) A Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

#### 3.24.2. 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.

### 3.25. 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 22 item II).

### **3.26. 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.

### **3.27. 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.

### **3.28. Apuração do resultado do exercício**

O resultado é apurado pelo regime contábil de competência dos exercícios.

### **3.29. 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).

### **3.30. 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.

### **3.31. 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.

### **3.32 Reclassificações**

Para melhor apresentação de suas demonstrações financeiras, a Companhia procedeu a reclassificação de sua demonstração de resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, passando a apresentar seus custos diretos em campo específico na demonstração do resultado, compondo assim o lucro bruto.



	<b>CONTROLADORA</b>		
	<b>31/12/2013</b>		
	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Reclassificação</b>	<b>Reclassificado</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.840.238</b>	<b>-</b>	<b>2.840.238</b>
<b>CUSTOS OPERACIONAIS</b>			
Energia comprada para revenda	-	2.875.951	2.875.951
Encargos sobre uso da rede elétrica	-	-	-
Construção - Distribuição	-	-	-
Construção - Transmissão	-	-	-
Construção - Geração	-	-	-
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	-
	<b>-</b>	<b>2.875.951</b>	<b>2.875.951</b>
<b>LUCRO BRUTO</b>	<b>2.840.238</b>	<b>2.875.951</b>	<b>(35.713)</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal, Material e Serviços	593.774	-	593.774
Energia comprada para revenda	2.875.951	(2.875.951)	-
Encargos sobre uso da rede elétrica	-	-	-
Construção - Distribuição	-	-	-
Construção - Transmissão	-	-	-
Construção - Geração	-	-	-
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	-
Remuneração e ressarcimento	-	-	-
Depreciação	6.547	-	6.547
Amortização	-	-	-
Doações e contribuições	278.839	-	278.839
Provisões operacionais	4.912.114	-	4.912.114
Plano de readequação do quadro de pessoal	12.674	-	12.674
Outras	364.053	-	364.053
	<b>9.043.952</b>	<b>(2.875.951)</b>	<b>6.168.001</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(6.203.714)</b>	<b>-</b>	<b>(6.203.714)</b>

	<b>CONSOLIDADO</b>		
	<b>31/12/2013</b>		
	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Reclassificação</b>	<b>Reclassificado</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>23.835.644</b>	<b>-</b>	<b>23.835.644</b>
<b>CUSTOS OPERACIONAIS</b>			
Energia comprada para revenda	-	5.515.206	5.515.206
Encargos sobre uso da rede elétrica	-	1.555.257	1.555.257
Construção - Distribuição	-	1.013.684	1.013.684
Construção - Transmissão	-	1.797.324	1.797.324
Construção - Geração	-	736.855	736.855
Combustível para produção de energia elétrica	-	1.492.368	1.492.368
	<b>-</b>	<b>12.110.694</b>	<b>12.110.694</b>
<b>LUCRO BRUTO</b>	<b>23.835.644</b>	<b>12.110.694</b>	<b>11.724.950</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal, Material e Serviços	9.244.586	-	9.244.586
Energia comprada para revenda	5.515.206	(5.515.206)	-
Encargos sobre uso da rede elétrica	1.555.257	(1.555.257)	-
Construção - Distribuição	1.013.684	(1.013.684)	-
Construção - Transmissão	1.797.324	(1.797.324)	-
Construção - Geração	736.855	(736.855)	-
Combustível para produção de energia elétrica	1.492.368	(1.492.368)	-
Remuneração e ressarcimento	405.809	-	405.809
Depreciação	1.296.375	-	1.296.375
Amortização	215.955	-	215.955
Doações e contribuições	332.031	-	332.031
Provisões operacionais	3.258.205	-	3.258.205
Plano de readequação do quadro de pessoal	256.860	-	256.860
Outras	2.094.564	-	2.094.564
	<b>29.215.079</b>	<b>(12.110.694)</b>	<b>17.104.385</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(5.379.435)</b>	<b>-</b>	<b>(5.379.435)</b>

### 3.33 Reapresentação das demonstrações financeiras

A Administração da Companhia efetuou uma correção no cálculo do ajuste a valor presente dos arrendamentos mercantis financeiros relacionados aos ativos dos produtores independentes de energia, que possuem contrato de fornecimento de energia para a controlada Amazonas Energia, e identificou incorreções a serem corrigidas de forma retrospectiva, conforme prevê o Pronunciamento Técnico CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas e Retificação de Erro. Assim, as cifras referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e em 1º de janeiro de 2013, apresentadas para fins de comparação, estão sendo reapresentadas.

a) Balanço Patrimonial:

	<b>CONTROLADORA</b>			<b>CONTROLADORA</b>		
	<b>31/12/2013</b>			<b>01/01/2013</b>		
	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>
<b>ATIVO</b>						
<b>CIRCULANTE</b>						
Caixa e equivalente de caixa	1.303.236	-	1.303.236	935.627	-	935.627
Caixa restrito	879.801	-	879.801	3.509.323	-	3.509.323
Títulos e valores mobiliários	1.713.017	-	1.713.017	4.378.184	-	4.378.184
Clientes	449.452	-	449.452	477.104	-	477.104
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	759.433	-	759.433	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	4.961.171	-	4.961.171	4.044.496	-	4.044.496
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.275.334	-	1.275.334	1.240.811	-	1.240.811
Remuneração de participações societárias	379.943	-	379.943	195.304	-	195.304
Tributos a recuperar	554.725	-	554.725	886.553	-	886.553
Imposto de renda e contribuição social	1.545.376	-	1.545.376	1.088.491	-	1.088.491
Almoxarifado	738	-	738	936	-	936
Outros	69.811	-	69.811	89.866	-	89.866
<b>TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>13.892.037</b>	<b>-</b>	<b>13.892.037</b>	<b>16.846.695</b>	<b>-</b>	<b>16.846.695</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>						
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>						
Financiamentos e empréstimos	24.635.663	-	24.635.663	25.166.460	-	25.166.460
Clientes	211.800	-	211.800	-	-	-
Títulos e valores mobiliários	188.650	-	188.650	395.701	-	395.701
Imposto de renda e contribuição social	299.117	-	299.117	1.754.333	-	1.754.333
Cauções e depósitos vinculados	803.048	-	803.048	803.130	-	803.130
Conta de Consumo de Combustível - CCC	16.275	-	16.275	521.097	-	521.097
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	2.659.432	-	2.659.432	2.815.520	-	2.815.520
Adiantamentos para futuro aumento de capital	382.193	-	382.193	2.730.178	-	2.730.178
Outros	696.168	-	696.168	560.078	-	560.078
	<b>29.892.346</b>	<b>-</b>	<b>29.892.346</b>	<b>34.746.497</b>	<b>-</b>	<b>34.746.497</b>
<b>INVESTIMENTOS</b>	<b>50.329.250</b>	<b>-</b>	<b>50.329.250</b>	<b>50.266.910</b>	<b>-</b>	<b>50.266.910</b>
<b>IMOBILIZADO</b>	<b>129.171</b>	<b>-</b>	<b>129.171</b>	<b>117.293</b>	<b>-</b>	<b>117.293</b>
<b>TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>80.350.767</b>	<b>-</b>	<b>80.350.767</b>	<b>85.130.700</b>	<b>-</b>	<b>85.130.700</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>94.242.804</b>	<b>-</b>	<b>94.242.804</b>	<b>101.977.395</b>	<b>-</b>	<b>101.977.395</b>

	<b>CONTROLADORA</b>			<b>CONTROLADORA</b>		
	<b>31/12/2013</b>			<b>01/01/2013</b>		
	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>						
<b>CIRCULANTE</b>						
Financiamentos e empréstimos	1.199.102	-	1.199.102	625.877	-	625.877
Passivo financeiro	-	-	-	787.115	-	787.115
Empréstimo compulsório	7.935	-	7.935	12.298	-	12.298
Fornecedores	342.778	-	342.778	467.804	-	467.804
Adiantamento de clientes	462.672	-	462.672	424.309	-	424.309
Tributos a recolher	49.187	-	49.187	17.666	-	17.666
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	213.384	-	213.384
Conta de Consumo de Combustível - CCC	941.285	-	941.285	1.369.201	-	1.369.201
Remuneração aos acionistas	525.464	-	525.464	3.951.333	-	3.951.333
Créditos do Tesouro Nacional	39.494	-	39.494	131.047	-	131.047
Obrigações estimadas	47.325	-	47.325	9.772	-	9.772
Obrigações de ressarcimento	583.046	-	583.046	650.185	-	650.185
Benefício pós-emprego	13.079	-	13.079	9.957	-	9.957
Instrumentos financeiros derivativos	36.848	-	36.848	-	-	-
Outros	135.869	-	135.869	116.792	-	116.792
<b>TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>4.384.084</b>	<b>-</b>	<b>4.384.084</b>	<b>8.786.740</b>	<b>-</b>	<b>8.786.740</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>						
Financiamentos e empréstimos	20.623.906	-	20.623.906	18.012.551	-	18.012.551
Créditos do Tesouro Nacional	-	-	-	37.072	-	37.072
Empréstimo compulsório	358.905	-	358.905	321.894	-	321.894
Provisões operacionais	1.061.490	-	1.061.490	1.005.908	-	1.005.908
Conta de Consumo de Combustível - CCC	455.455	-	455.455	2.401.069	-	2.401.069
Provisões para contingências	2.496.739	-	2.496.739	1.194.704	-	1.194.704
Benefício pós-emprego	67.553	-	67.553	644.512	-	644.512
Provisão para passivo a descoberto	3.217.274	(888.388)	2.328.886	1.501.887	(788.674)	713.213
Adiantamentos para futuro aumento de capital	174.570	-	174.570	161.308	-	161.308
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	68.153	-	68.153
Imposto de renda e contribuição social	342.236	-	342.236	335.427	-	335.427
Outros	566.882	-	566.882	422.225	-	422.225
<b>TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>29.365.010</b>	<b>(888.388)</b>	<b>28.476.622</b>	<b>26.106.710</b>	<b>(788.674)</b>	<b>25.318.036</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>						
Capital social	31.305.331	-	31.305.331	31.305.331	-	31.305.331
Reservas de capital	26.048.342	-	26.048.342	26.048.342	-	26.048.342
Reservas de lucros	4.334.565	888.388	5.222.953	11.361.225	788.674	12.149.899
Ajustes de avaliação patrimonial	68.368	-	68.368	208.672	-	208.672
Dividendo adicional proposto	433.962	-	433.962	433.962	-	433.962
Outros resultados abrangentes acumulados	(1.696.858)	-	(1.696.858)	(2.273.587)	-	(2.273.587)
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>60.493.710</b>	<b>888.388</b>	<b>61.382.098</b>	<b>67.083.945</b>	<b>788.674</b>	<b>67.872.619</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>94.242.804</b>	<b>-</b>	<b>94.242.804</b>	<b>101.977.395</b>	<b>-</b>	<b>101.977.395</b>

	<b>CONSOLIDADO</b>			<b>CONSOLIDADO</b>		
	<b>31/12/2013</b>			<b>01/01/2013</b>		
	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>
<b>ATIVO</b>						
<b>CIRCULANTE</b>						
Caixa e equivalente de caixa	3.597.583	-	3.597.583	2.501.515	-	2.501.515
Caixa restrito	879.801	-	879.801	3.509.323	-	3.509.323
Títulos e valores mobiliários	6.095.908	-	6.095.908	6.352.791	-	6.352.791
Clientes	3.587.282	-	3.587.282	4.082.695	-	4.082.695
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	1.168.002	-	1.168.002	318.293	-	318.293
Financiamentos e empréstimos	2.838.503	-	2.838.503	2.611.830	-	2.611.830
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.275.334	-	1.275.334	1.240.811	-	1.240.811
Remuneração de participações societárias	268.060	-	268.060	167.197	-	167.197
Tributos a recuperar	839.767	-	839.767	1.498.726	-	1.498.726
Imposto de renda e contribuição social	1.940.005	-	1.940.005	1.227.005	-	1.227.005
Direito de ressarcimento	10.910.073	-	10.910.073	7.302.160	-	7.302.160
Almoxarifado	614.607	-	614.607	446.157	-	446.157
Estoque de combustível nuclear	343.730	-	343.730	360.751	-	360.751
Indenizações - Lei 12.783/2013	3.476.495	-	3.476.495	8.882.836	-	8.882.836
Instrumentos financeiros derivativos	108.339	-	108.339	249.265	-	249.265
Outros	1.136.344	-	1.136.344	1.118.481	-	1.118.481
<b>TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>39.079.833</b>	<b>-</b>	<b>39.079.833</b>	<b>41.869.836</b>	<b>-</b>	<b>41.869.836</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>						
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>						
Direito de ressarcimento	1.669.583	-	1.669.583	901.029	-	901.029
Financiamentos e empréstimos	12.335.838	-	12.335.838	12.932.963	-	12.932.963
Clientes	1.522.621	-	1.522.621	1.256.685	-	1.256.685
Títulos e valores mobiliários	192.580	-	192.580	400.370	-	400.370
Estoque de combustível nuclear	507.488	-	507.488	481.495	-	481.495
Tributos a recuperar	1.990.527	-	1.990.527	1.737.406	-	1.737.406
Imposto de renda e contribuição social	3.010.574	-	3.010.574	4.854.337	-	4.854.337
Cauções e depósitos vinculados	2.877.516	-	2.877.516	2.691.114	-	2.691.114
Conta de Consumo de Combustível - CCC	16.275	-	16.275	521.097	-	521.097
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	23.704.037	-	23.704.037	22.915.696	-	22.915.696
Instrumentos financeiros derivativos	107.816	-	107.816	223.099	-	223.099
Adiantamentos para futuro aumento de capital	490.429	-	490.429	70.423	-	70.423
Indenizações - Lei 12.783/2013	2.019.684	-	2.019.684	5.554.435	-	5.554.435
Outros	618.508	-	618.508	647.682	-	647.682
	<b>51.063.476</b>	<b>-</b>	<b>51.063.476</b>	<b>55.187.831</b>	<b>-</b>	<b>55.187.831</b>
<b>INVESTIMENTOS</b>	<b>17.414.993</b>	<b>-</b>	<b>17.414.993</b>	<b>14.677.150</b>	<b>-</b>	<b>14.677.150</b>
<b>IMOBILIZADO</b>	<b>30.038.514</b>	<b>208.991</b>	<b>30.247.505</b>	<b>29.494.833</b>	<b>220.015</b>	<b>29.714.848</b>
<b>INTANGÍVEL</b>	<b>788.582</b>	<b>-</b>	<b>788.582</b>	<b>1.204.563</b>	<b>-</b>	<b>1.204.563</b>
<b>TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>99.305.565</b>	<b>208.991</b>	<b>99.514.556</b>	<b>100.564.377</b>	<b>220.015</b>	<b>100.784.392</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>138.385.398</b>	<b>208.991</b>	<b>138.594.389</b>	<b>142.434.213</b>	<b>220.015</b>	<b>142.654.228</b>

	CONSOLIDADO			CONSOLIDADO		
	31/12/2013			01/01/2013		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>						
<b>CIRCULANTE</b>						
Financiamentos e empréstimos	1.969.765	-	1.969.765	1.337.279	-	1.337.279
Debêntures	12.804	-	12.804	1.305	-	1.305
Passivo financeiro	-	-	-	787.115	-	787.115
Empréstimo compulsório	7.935	-	7.935	12.298	-	12.298
Fornecedores	7.740.578	-	7.740.578	6.423.074	-	6.423.074
Adiantamento de clientes	511.582	-	511.582	469.892	-	469.892
Tributos a recolher	839.426	-	839.426	814.422	-	814.422
Imposto de renda e contribuição social	15.262	-	15.262	313.888	-	313.888
Conta de Consumo de Combustível - CCC	941.285	-	941.285	1.369.201	-	1.369.201
Remuneração aos acionistas	528.204	-	528.204	3.952.268	-	3.952.268
Créditos do Tesouro Nacional	39.494	-	39.494	131.047	-	131.047
Obrigações estimadas	1.288.713	-	1.288.713	1.173.678	-	1.173.678
Obrigações de ressarcimento	8.377.400	-	8.377.400	5.988.698	-	5.988.698
Benefício pós-emprego	265.082	-	265.082	127.993	-	127.993
Provisões para contingências	23.654	-	23.654	28.695	-	28.695
Encargos setoriais	714.862	-	714.862	654.230	-	654.230
Arrendamento mercantil	181.596	(114.431)	67.165	162.929	(102.381)	60.548
Concessões a pagar - Uso do bem Público	3.567	-	3.567	1.870	-	1.870
Instrumentos financeiros derivativos	262.271	-	262.271	185.031	-	185.031
Outros	2.011.256	-	2.011.256	1.399.559	-	1.399.559
<b>TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>25.734.736</b>	<b>(114.431)</b>	<b>25.620.305</b>	<b>25.334.472</b>	<b>(102.381)</b>	<b>25.232.091</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>						
Financiamentos e empréstimos	30.506.522	-	30.506.522	25.292.871	-	25.292.871
Créditos do Tesouro Nacional	-	-	-	37.072	-	37.072
Fornecedores	791.293	-	791.293	-	-	-
Debêntures	205.878	-	205.878	68.015	-	68.015
Adiantamento de clientes	776.252	-	776.252	830.234	-	830.234
Empréstimo compulsório	358.905	-	358.905	321.894	-	321.894
Obrigações para desmobilização de ativos	1.136.342	-	1.136.342	988.490	-	988.490
Provisões operacionais	1.061.490	-	1.061.490	1.005.908	-	1.005.908
Conta de Consumo de Combustível - CCC	455.455	-	455.455	2.401.069	-	2.401.069
Provisões para contingências	5.695.104	-	5.695.104	5.100.389	-	5.100.389
Benefício pós-emprego	1.218.688	-	1.218.688	2.774.791	-	2.774.791
Contratos onerosos	3.244.335	-	3.244.335	5.155.524	-	5.155.524
Obrigações de ressarcimento	2.317.708	-	2.317.708	1.801.059	-	1.801.059
Arrendamento mercantil	1.891.628	(564.966)	1.326.662	1.860.104	(466.278)	1.393.826
Concessões a pagar - Uso do bem Público	60.904	-	60.904	71.180	-	71.180
Adiantamentos para futuro aumento de capital	174.570	-	174.570	161.308	-	161.308
Instrumentos financeiros derivativos	195.378	-	195.378	291.252	-	291.252
Encargos setoriais	375.982	-	375.982	428.383	-	428.383
Tributos a recolher	892.950	-	892.950	620.397	-	620.397
Imposto de renda e contribuição social	533.713	-	533.713	598.750	-	598.750
Outros	68.657	-	68.657	10.458	-	10.458
<b>TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>51.961.754</b>	<b>(564.966)</b>	<b>51.396.788</b>	<b>49.819.148</b>	<b>(466.278)</b>	<b>49.352.870</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>						
Capital social	31.305.331	-	31.305.331	31.305.331	-	31.305.331
Reservas de capital	26.048.342	-	26.048.342	26.048.342	-	26.048.342
Reservas de lucros	4.334.565	888.388	5.222.953	11.361.225	788.674	12.149.899
Ajustes de avaliação patrimonial	68.368	-	68.368	208.672	-	208.672
Dividendo adicional proposto	433.962	-	433.962	433.962	-	433.962
Outros resultados abrangentes acumulados	(1.696.858)	-	(1.696.858)	(2.273.587)	-	(2.273.587)
Participação de acionistas não controladores	195.198	-	195.198	196.648	-	196.648
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>60.688.908</b>	<b>888.388</b>	<b>61.577.296</b>	<b>67.280.593</b>	<b>788.674</b>	<b>68.069.267</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>138.385.398</b>	<b>208.991</b>	<b>138.594.389</b>	<b>142.434.213</b>	<b>220.015</b>	<b>142.654.228</b>

b) Demonstração do Resultado do Exercício:

	<b>CONTROLADORA</b>		
	<b>31/12/2013</b>		
	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.840.238</b>	<b>-</b>	<b>2.840.238</b>
<b>CUSTOS OPERACIONAIS</b>			
Energia comprada para revenda	(2.875.951)	-	(2.875.951)
	<b>(2.875.951)</b>		<b>(2.875.951)</b>
<b>RESULTADO BRUTO</b>	<b>(35.713)</b>	<b>-</b>	<b>(35.713)</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal, Material e Serviços	(593.774)	-	(593.774)
Depreciação	(6.547)	-	(6.547)
Doações e contribuições	(278.839)	-	(278.839)
Provisões operacionais	(5.011.829)	99.714	(4.912.115)
Plano de readequação do quadro de pessoal	(12.674)	-	(12.674)
Outras	(364.053)	-	(364.053)
	<b>(6.267.716)</b>	<b>99.714</b>	<b>(6.168.002)</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(6.303.429)</b>	<b>99.714</b>	<b>(6.203.715)</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
<b>Receitas Financeiras</b>			
Receitas de juros, comissões e taxas	2.033.155	-	2.033.155
Receita de aplicações financeiras	284.660	-	284.660
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	44.771	-	44.771
Atualizações monetárias	705.920	-	705.920
Variações cambiais	585.350	-	585.350
Outras receitas financeiras	145.591	-	145.591
<b>Despesas Financeiras</b>			
Encargos de dívidas	(1.048.004)	-	(1.048.004)
Encargos de arrendamento mercantil	-	-	-
Encargos sobre recursos de acionistas	(180.301)	-	(180.301)
Perdas com derivativos	-	-	-
Outras despesas financeiras	(453.374)	-	(453.374)
	<b>2.117.768</b>	<b>-</b>	<b>2.117.768</b>
<b>RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS</b>	<b>(4.185.661)</b>	<b>99.714</b>	<b>(4.085.947)</b>
<b>RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS</b>	(787.881)	-	(787.881)
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI 12.783/2013</b>	<b>(4.973.542)</b>	<b>99.714</b>	<b>(4.873.828)</b>
Efeitos - Lei 12.783/2013	-	-	-
<b>RESULTADO OPERACIONAL APÓS DA LEI 12.783/2013</b>	<b>(4.973.542)</b>	<b>99.714</b>	<b>(4.873.828)</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.313.121)	-	(1.313.121)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	<b>(6.286.663)</b>	<b>99.714</b>	<b>(6.186.949)</b>
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	(6.286.663)	99.714	(6.186.949)
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	-	-	-
<b>LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO POR AÇÃO</b>	<b>(4,65)</b>	<b>0,08</b>	<b>(4,57)</b>



	<b>CONSOLIDADO</b>		
	<b>31/12/2013</b>		
	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>23.835.644</b>	<b>-</b>	<b>23.835.644</b>
<b>CUSTOS OPERACIONAIS</b>			
Energia comprada para revenda	(5.515.206)	-	(5.515.206)
Encargos sobre uso da rede elétrica	(1.560.883)	-	(1.560.883)
Construção - Distribuição	(1.013.684)	-	(1.013.684)
Construção - Transmissão	(1.797.324)	-	(1.797.324)
Construção - Geração	(736.855)	-	(736.855)
Combustível para produção de energia elétrica	(1.492.368)	-	(1.492.368)
	<b>(12.116.320)</b>		<b>(12.116.320)</b>
<b>RESULTADO BRUTO</b>	<b>11.719.324</b>	<b>-</b>	<b>11.719.324</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Pessoal, Material e Serviços	(9.244.586)	-	(9.244.586)
Remuneração e ressarcimento	(405.809)	-	(405.809)
Depreciação	(1.285.351)	(11.024)	(1.296.375)
Amortização	(215.189)	-	(215.189)
Doações e contribuições	(332.031)	-	(332.031)
Provisões operacionais	(3.258.205)	-	(3.258.205)
Plano de readequação do quadro de pessoal	(256.860)	-	(256.860)
Outras	(2.089.704)	-	(2.089.704)
	<b>(17.087.735)</b>	<b>(11.024)</b>	<b>(17.098.759)</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(5.368.411)</b>	<b>(11.024)</b>	<b>(5.379.435)</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
<b>Receitas Financeiras</b>			
Receitas de juros, comissões e taxas	1.146.055	-	1.146.055
Receita de aplicações financeiras	556.469	-	556.469
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	305.404	-	305.404
Atualizações monetárias	454.634	-	454.634
Variações cambiais	539.059	-	539.059
Remuneração das indenizações - Lei 12.783/13	441.024	-	441.024
Outras receitas financeiras	269.666	-	269.666
<b>Despesas Financeiras</b>			
Encargos de dívidas	(2.031.402)	-	(2.031.402)
Encargos de arrendamento mercantil	(379.771)	110.738	(269.033)
Encargos sobre recursos de acionistas	(189.967)	-	(189.967)
Perdas com derivativos	(238.938)	-	(238.938)
Outras despesas financeiras	(606.287)	-	(606.287)
	<b>265.946</b>	<b>110.738</b>	<b>376.684</b>
<b>RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS</b>	<b>(5.102.465)</b>	<b>99.714</b>	<b>(5.002.751)</b>
<b>RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS</b>	177.768		177.768
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI 12.783/2013</b>	<b>(4.924.697)</b>	<b>99.714</b>	<b>(4.824.983)</b>
Efeitos - Lei 12.783/2013	-		-
<b>RESULTADO OPERACIONAL APÓS DA LEI 12.783/2013</b>	<b>(4.924.697)</b>	<b>99.714</b>	<b>(4.824.983)</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	(60.424)	-	(60.424)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.306.254)	-	(1.306.254)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	<b>(6.291.375)</b>	<b>99.714</b>	<b>(6.191.661)</b>
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	(6.286.663)	99.714	(6.186.949)
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	(4.712)	-	(4.712)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO POR AÇÃO</b>	<b>(4,65)</b>	<b>0,08</b>	<b>(4,57)</b>

c) Demonstração do Fluxo de Caixa:

<b>CONTROLADORA</b>			
<b>31/12/2013</b>			
	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>
<b>ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>			
<b>Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b>(4.973.542)</b>	<b>99.714</b>	<b>(4.873.828)</b>
<b><u>Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:</u></b>			
Depreciação e amortização	6.547	-	6.547
Variações monetárias/cambiais líquidas	(1.013.010)	-	(1.013.010)
Encargos financeiros	(1.340.907)	-	(1.340.907)
Receita de ativo financeiro	-	-	-
Resultado da equivalência patrimonial	787.881	-	787.881
Efeitos da Lei 12.783/2013	-	-	-
Provisão para passivo a descoberto	2.841.728	(99.714)	2.742.014
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	335.610	-	335.610
Provisão para contingências	1.585.772	-	1.585.772
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	-
Provisão contrato oneroso	-	-	-
Provisão para plano de readequação do quadro de pessoal	12.674	-	12.674
Provisão para perda com investimentos	142.622	-	142.622
Provisão para perda de ativo financeiro	-	-	-
Encargos da reserva global de reversão	347.949	-	347.949
Ajuste a valor presente / valor de mercado	53.371	-	53.371
Participação minoritária no resultado	-	-	-
Encargos sobre recursos de acionistas	180.301	-	180.301
Instrumentos financeiros - derivativos	-	-	-
Outras	273.521	-	273.521
	<b>4.214.059</b>	<b>(99.714)</b>	<b>4.114.345</b>
<b><u>(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais</u></b>	<b>2.376.590</b>	<b>-</b>	<b>2.376.590</b>
Caixa restrito	-	-	-
<b><u>Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais</u></b>	<b>447.276</b>	<b>-</b>	<b>447.276</b>
<b>Caixa líquido das atividades operacionais</b>	<b>2.204.366</b>	<b>-</b>	<b>2.204.366</b>
<b>ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
<b>Caixa líquido das atividades de financiamento</b>	<b>(2.700.881)</b>	<b>-</b>	<b>(2.700.881)</b>
<b>ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
<b>Caixa líquido das atividades de investimento</b>	<b>864.124</b>	<b>-</b>	<b>864.124</b>
<b>Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>367.609</b>	<b>-</b>	<b>367.609</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	935.627	-	935.627
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	1.303.236	-	1.303.236
	<b>367.609</b>	<b>-</b>	<b>367.609</b>

	<b>CONSOLIDADO</b>		
	<b>31/12/2013</b>		
	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>
<b>ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>			
<b>Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b>(4.924.697)</b>	<b>99.714</b>	<b>(4.824.983)</b>
<b><u>Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:</u></b>			
Depreciação e amortização	1.500.540	11.024	1.511.564
Variações monetárias/cambiais líquidas	(1.674.124)	-	(1.674.124)
Encargos financeiros	607.438	(110.738)	496.700
Receita de ativo financeiro	(552.106)	-	(552.106)
Resultado da equivalência patrimonial	(177.768)	-	(177.768)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(457.261)	-	(457.261)
Provisão para contingências	1.399.321	-	1.399.321
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	2.428.649	-	2.428.649
Provisão contrato oneroso	(1.924.657)	-	(1.924.657)
Provisão para plano de readequação do quadro de pessoal	256.860	-	256.860
Provisão para perda com investimentos	142.622	-	142.622
Provisão para perda de ativo financeiro	791.868	-	791.868
Encargos da reserva global de reversão	347.949	-	347.949
Ajuste a valor presente / valor de mercado	94.000	-	94.000
Participação minoritária no resultado	7.139	-	7.139
Encargos sobre recursos de acionistas	189.967	-	189.967
Instrumentos financeiros - derivativos	238.938	-	238.938
Outras	559.372	-	559.372
	<u>3.778.747</u>	<u>(99.714)</u>	<u>3.679.033</u>
<b><u>(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais</u></b>	<u>(4.044.070)</u>	<u>-</u>	<u>(4.044.070)</u>
Caixa-restrito	-	-	-
<b><u>Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais</u></b>	<u>6.016.985</u>	<u>-</u>	<u>6.016.985</u>
<b>Caixa líquido das atividades operacionais</b>	<b><u>9.329.355</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>9.329.355</u></b>
<b>ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
<b>Caixa líquido das atividades de financiamento</b>	<b><u>(77.879)</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>(77.879)</u></b>
<b>ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
<b>Caixa líquido das atividades de investimento</b>	<b><u>(8.155.408)</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>(8.155.408)</u></b>
<b>Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b><u>1.096.068</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>1.096.068</u></b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	2.501.515	-	2.501.515
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	<u>3.597.583</u>	<u>-</u>	<u>3.597.583</u>
	<b><u>1.096.068</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>1.096.068</u></b>

d) Demonstração do Valor Adicionado:

<b>CONTROLADORA</b>			
<b>31/12/2013</b>			
	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>
<b>1 - RECEITAS ( DESPESAS )</b>			
Venda de mercadorias, produtos e serviços	2.970.726	-	2.970.726
	<u>2.970.726</u>	<u>-</u>	<u>2.970.726</u>
<b>2 - INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>			
Materiais, serviços e outros	(488.074)	-	(488.074)
Encargos setoriais	-	-	-
Energia comprada para revenda	(2.875.951)	-	(2.875.951)
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	-
Provisões operacionais	(5.011.829)	99.714	(4.912.115)
	<u>(8.375.854)</u>	<u>99.714</u>	<u>(8.276.140)</u>
<b>3 - VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<u>(5.405.128)</u>	<u>99.714</u>	<u>(5.305.414)</u>
<b>4 - RETENÇÕES</b>			
Depreciação, amortização e exaustão	(6.547)	-	(6.547)
<b>5 - VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE</b>	<u>(5.411.675)</u>	<u>99.714</u>	<u>(5.311.961)</u>
<b>6 - VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>			
Participações societárias	(787.881)	-	(787.881)
Receitas financeiras	3.799.447	-	3.799.447
	<u>3.011.566</u>	<u>-</u>	<u>3.011.566</u>
<b>7 - VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR</b>	<u>(2.400.109)</u>	<u>99.714</u>	<u>(2.300.395)</u>
<b>DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>			
<b>PESSOAL</b>			
. Pessoal , encargos e honorários	444.239	-	444.239
. Plano de aposentadoria e pensão	38.188	-	38.188
	<u>482.427</u>	<u>-</u>	<u>482.427</u>
<b>TRIBUTOS</b>			
. Impostos, taxas e contribuições	1.443.609	-	1.443.609
	<u>1.443.609</u>	<u>-</u>	<u>1.443.609</u>
<b>TERCEIROS</b>			
. Encargos financeiros e aluguéis	1.681.679	-	1.681.679
. Doações e contribuições	278.839	-	278.839
	<u>1.960.518</u>	<u>-</u>	<u>1.960.518</u>
<b>ACIONISTAS</b>			
. Dividendos e juros sobre capital próprio	433.962	-	433.962
. Participação de acionistas não controladores	-	-	-
. Lucros retidos ou prejuízo do exercício	(6.720.625)	99.714	(6.620.911)
	<u>(6.286.663)</u>	<u>99.714</u>	<u>(6.186.949)</u>
	<u>(2.400.109)</u>	<u>99.714</u>	<u>(2.300.395)</u>

	<b>CONSOLIDADO</b>		
	<b>31/12/2013</b>		
	<b>Originalmente apresentado</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Reapresentado</b>
<b>1 - RECEITAS ( DESPESAS )</b>			
Venda de mercadorias, produtos e serviços	28.186.399	-	28.186.399
	28.186.399	-	28.186.399
<b>2 - INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>			
Materiais, serviços e outros	(10.455.551)	-	(10.455.551)
Encargos setoriais	(870.490)	-	(870.490)
Energia comprada para revenda	(5.515.206)	-	(5.515.206)
Combustível para produção de energia elétrica	(1.492.368)	-	(1.492.368)
Provisões operacionais	(3.258.205)	-	(3.258.205)
	(21.591.820)	-	(21.591.820)
<b>3 - VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	6.594.579	-	6.594.579
<b>4 - RETENÇÕES</b>			
Depreciação, amortização e exaustão	(1.500.540)	(11.024)	(1.511.564)
<b>5 - VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE</b>	5.094.039	(11.024)	5.083.015
<b>6 - VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>			
Participações societárias	177.768	-	177.768
Receitas financeiras	3.712.311	-	3.712.311
Outras Receitas	-	-	-
	3.890.079	-	3.890.079
<b>7 - VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR</b>	8.984.118	(11.024)	8.973.094
<b>DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>			
<b>PESSOAL</b>			
. Pessoal , encargos e honorários	6.404.531	-	6.404.531
. Plano de aposentadoria e pensão	245.623	-	245.623
	6.650.154	-	6.650.154
<b>TRIBUTOS</b>			
. Impostos, taxas e contribuições	4.846.943	-	4.846.943
	4.846.943	-	4.846.943
<b>TERCEIROS</b>			
. Encargos financeiros e aluguéis	3.446.365	(110.738)	3.335.627
. Doações e contribuições	332.031	-	332.031
	3.778.396	(110.738)	3.667.658
<b>ACIONISTAS</b>			
. Dividendos e juros sobre capital próprio	433.962	-	433.962
. Participação de acionistas não controladores	(4.712)	-	(4.712)
. Lucros retidos ou prejuízo do exercício	(6.720.625)	99.714	(6.620.911)
	(6.291.375)	99.714	(6.191.661)
	8.984.118	(11.024)	8.973.094

## 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.

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. 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 adota variáveis e premissas, em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração, para determinação do valor recuperável de ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática são aplicados julgamentos, baseados na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa. Tais julgamentos 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 e pelo valor da base de remuneração regulatória (BRR) para distribuição. Esses são os valores esperados

de indenização ao final do prazo das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide prática contábil na Nota 3.11 e movimentação das provisões efetuadas no exercício na Nota 19). Outra variável significativa é a taxa de desconto utilizada no desconto dos fluxos de caixa.

### 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 adota, 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 definiu 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 15).

### V. Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termoeletricas. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos (Vide Nota 31). 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 29).



## 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 30).

## 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 existência 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 43, 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 43 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 ao 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, a estimativa crítica 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 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 33).

#### XI. Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos

Conforme tem sido amplamente divulgado na mídia, em 2014 foi deflagrada a chamada “Operação Lava-Jato”, que investiga, segundo informações públicas, a existência de um suposto esquema de corrupção envolvendo empresas brasileiras responsáveis por obras no setor de óleo e gás do Brasil.

Até a data de divulgação das Demonstrações Financeiras de 2014, a Companhia e seus administradores, não haviam sido notificados sobre qualquer denúncia ou evidência objetiva contra as empresas Eletrobras, seus projetos ou seus administradores, eventualmente decorrentes de fatos conexos com a Operação Lava Jato. Apesar disso, a Companhia adotou algumas providências acautelatórias de caráter interno, a fim de avaliar as notícias divulgadas na imprensa, na medida em que se relacionem com a Eletrobras e seus projetos, não tendo identificado qualquer atividade ilegal relacionada ao tema, até o momento.

Em razão das notícias divulgadas na imprensa envolvendo empresas que prestam serviços para 2 (duas) sociedades de propósito específico (“SPEs”) Norte Energia S.A (UHE Belo Monte) e Energia Sustentável do Brasil SA. (Usina HE Jirau), nas quais a Eletrobras possui participação acionária minoritária, bem como para a Eletronuclear (UTN Angra 3), em março de 2015, foram abertas 3 (três) comissões de correição, a fim de efetuar verificações sobre os processos de contratação de empreiteiras pelas referidas empresas. Os trabalhos dessas comissões ainda se encontram em andamento.

A Companhia, em acréscimo às providências acima citadas, encaminhou correspondências, em março de 2015, às autoridades encarregadas pelas citadas investigações, e solicitou que lhe fosse esclarecido se (i) há informações ou provas no âmbito da Operação Lava Jato que possam afetar as Empresas Eletrobras e seus projetos e, (ii) em caso positivo, que lhe seja dado acesso aos referidos documentos. Até a data de aprovação dessas Demonstrações Financeiras, o Ministério Público não havia respondido às indagações da Companhia.

A Polícia Federal respondeu, em 26 de março de 2015, que as investigações da Operação Lava Jato correm sob sigilo e não há autorização judicial específica para compartilhamento de informações com a Companhia ou para dar-lhe acesso ao autos de inquérito policial.

Com base nas informações disponíveis para a Companhia até o momento (“actual knowledge”), a estimativa da Administração é que eventuais impactos relacionados a este assunto, se houver, não seriam materiais nas suas

Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

## NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	10.236	9.296	251.031	393.541
Aplicações Financeiras	77.958	1.293.940	1.156.047	3.204.042
	<u>88.194</u>	<u>1.303.236</u>	<u>1.407.078</u>	<u>3.597.583</u>
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	355.095	194.708	355.095	194.708
Comercialização - Itaipu	729.560	7.534	729.560	7.534
Comercialização - PROINFA	585.201	677.559	585.201	677.559
Recursos da RGR	73.669	-	73.669	-
	<u>1.743.525</u>	<u>879.801</u>	<u>1.743.525</u>	<u>879.801</u>
	<u>1.831.719</u>	<u>2.183.037</u>	<u>3.150.603</u>	<u>4.477.384</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, 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	31/12/2014	31/12/2013
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	343.276	1.322.991
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	-	70
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	36.001	388.840
Outros	-	-	-	42.539	1.116
TOTAL CIRCULANTE	-	-	-	421.817	1.713.017

NÃO CIRCULANTE		
Titulos	31/12/2014	31/12/2013
FINOR/FINAM	1.240	1.195
PARTES BENEFICIÁRIAS	203.425	186.972
OUTROS	-	483
TOTAL NÃO CIRCULANTE	204.665	188.650

CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2014	31/12/2013
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	3.212.993	4.530.424
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	138.675	862.372
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	114.839	664.125
OUTROS	-	-	-	263.837	38.987
TOTAL CIRCULANTE	-	-	-	3.730.344	6.095.908

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2014	31/12/2013
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	352	298
NTN- P	Banco do Brasil	28/12/15	TR	-	357
FINOR/FINAM	-	-	-	1.240	1.195
PARTES BENEFICIÁRIAS	-	-	-	203.425	186.972
OUTROS	-	-	-	19.717	3.758
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	-	224.734	192.580

a) 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	
	31/12/2014	31/12/2013
EDP Lajeado	184.577	184.577
Rede Lajeado	266.798	266.798
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	652.575	652.575
Ajuste a valor presente	(449.150)	(465.603)
Valor presente	203.425	186.972

## NOTA 7 – CLIENTES

CONSOLIDADO						
	31/12/2014				31/12/2013	
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados (b)	Total	Total
<b>CIRCULANTE</b>						
AES ELETROPAULO	47.782	5.878	344	-	54.004	36.270
AES SUL	35.904	-	-	-	35.904	18.870
AMPLA	28.902	-	-	-	28.902	18.976
CEA	15.003	7.280	48	180.404	202.735	266.383
CEB	9.113	444	813	-	10.370	5.849
CEEE	42.767	-	-	-	42.767	26.514
CELESC	41.932	-	-	-	41.932	33.866
CELG	-	-	-	-	-	192.788
CELPA	42.344	-	8.620	18.588	69.552	57.128
CELPE	25.975	-	71	-	26.046	23.156
CEMAR	24.630	-	-	-	24.630	16.330
CEMIG	50.591	-	-	-	50.591	38.673
CESP	2.882	-	-	-	2.882	3.121
COELBA	32.732	-	81	-	32.813	31.675
COELCE	31.197	(110)	363	-	31.450	22.240
COPEL	107.087	-	152	-	107.239	57.416
CPFL	41.873	-	554	-	42.427	28.782
EBE	9.035	-	-	-	9.035	6.009
ELEKTRO	56.250	-	-	-	56.250	30.147
ENERGISA	16.616	-	1.216	-	17.832	13.702
ENERSUL	16.892	-	1.601	-	18.493	12.966
ESCELSA	21.128	-	1.103	-	22.231	13.433
LIGHT	55.928	-	803	-	56.731	38.825
PIRATININGA	6.190	-	54	-	6.244	1.904
RGE	15.925	-	-	-	15.925	11.292
Rolagem da Dívida	-	-	-	22.076	22.076	111.864
Comercialização CCEE	57.886	-	2.480	-	60.366	258.346
Uso da Rede Elétrica	329.565	6.138	76.674	-	412.377	268.394
PROINFA (a)	399.132	-	-	-	399.132	449.452
Fornecimento não faturado	24.207	-	-	33.887	58.094	27.574
Consumidores	1.005.535	413.988	326.601	263.723	2.009.847	1.423.081
Poder público	171.745	92.739	217.044	313.282	794.810	506.794
Outros	694.016	11.198	88.171	27.893	821.278	774.965
(-) PCLD (c)	(156.900)	(68.413)	(714.100)	(218.336)	(1.157.749)	(1.239.504)
	3.303.864	469.142	12.693	641.517	4.427.216	3.587.282
<b>NÃO CIRCULANTE</b>						
CELG	-	-	-	-	-	83.431
CELPA	13.795	-	-	22.116	35.911	56.158
CEA	-	-	-	-	-	150.451
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica	-	-	6.276	-	6.276	6.276
PROINFA (a)	-	-	-	174.324	174.324	211.800
Rolagem da Dívida	-	-	-	930.380	930.380	667.979
Poder público	-	-	12.493	414.354	426.847	387.076
Consumidores	-	-	-	338.330	338.330	323.021
Outros	17.770	-	14.111	8.009	39.890	20.173
(-) PCLD (c)	-	-	(326.440)	(175.574)	(502.014)	(677.304)
	31.565	-	-	1.711.939	1.743.504	1.522.621
	3.335.429	469.142	12.693	2.353.456	6.170.720	5.109.903

### (a) Comercialização de energia elétrica - PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA geraram um saldo líquido positivo no exercício de 2014 de R\$ 72.113 (31 de dezembro de 2013 – positivo em R\$ 42.598), 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\$ 573.456 do PROINFA referente à Controladora (31 de dezembro de 2013 – R\$ 661.252).

## (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.

## (c) Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
Consumidores	651.875	473.400
Revendedores	714.328	1.149.848
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	<u>1.659.763</u>	<u>1.916.808</u>

A controlada Furnas mantém registrada uma provisão, constituída em 2007, no montante de R\$ 293.560 (R\$ 293.560 em 31 de dezembro de 2013). 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	<u>1.916.808</u>
(+) Constituição	559.141
( - ) Reversão	(475.221)
( - ) Baixa	(340.965)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>1.659.763</u>



A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Nota 41). 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 Furnas no valor de R\$ 112.958 e Roraima no valor de R\$ 238.047.

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.

O valor referente às indenizações a receber do poder concedente em função da Lei 12.783/2013 está demonstrado abaixo:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
Saldo Inicial	5.496.179	14.437.272
Valores Recebidos	(2.773.092)	(9.819.946)
Atualização Monetária	1.015.208	878.853
Saldo Final	3.738.295	5.496.179
Total Circulante	3.738.295	3.476.495
Total Não Circulante	-	2.019.684
	3.738.295	5.496.179

## NOTA 9 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

31/12/2014								
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	Tx. Média	ENCARGOS	PRINCIPAL		Tx. Média	ENCARGOS	PRINCIPAL	
		CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE		CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
		Valor				CIRCULANTE		
Controladas								
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

31/12/2013								
Controladas e	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
FURNAS	5,96	20.776	286.641	3.143.882	-	-	-	-
CHESF	5,02	-	15.774	40.820	-	-	-	-
ELETROSUL	6,23	5.714	171.686	1.177.312	-	-	-	-
ELETRONORTE	5,85	9.189	311.465	3.295.655	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	5,00	-	56.879	1.028.935	-	-	-	-
CGTEE	5,08	13.850	255.384	1.316.590	-	-	-	-
CEAL	8,05	4.125	152.320	464.900	-	-	-	-
BOA VISTA	7,79	209	6.057	19.548	-	-	-	-
CERON	8,54	3.815	111.107	379.608	-	-	-	-
CEPISA	7,71	7.671	182.317	596.060	-	-	-	-
ELETOACRE	8,26	817	38.630	118.627	-	-	-	-
AMAZONAS	7,60	8.942	467.396	736.736	-	-	-	-
		75.108	2.055.656	12.318.673		-	-	-
ITAIPU	7,11	-	1.605.271	10.282.335	7,11	-	1.605.271	10.282.335
CEMIG	5,07	1.783	76.362	264.361	5,07	1.783	76.362	264.361
COPEL	6,39	1.095	51.947	132.029	6,39	1.095	51.947	132.029
CEEE	5,00	417	6.882	48.947	5,00	417	6.882	48.947
AES ELETROPAULO	9,44	335.642	11.515	440	9,44	335.642	11.515	440
CELPE	5,00	164	10.096	22.209	5,00	164	10.096	22.209
CEMAT	5,00	49.692	333.377	-	5,00	49.692	333.377	-
CELTINS	5,00	23.431	116.558	-	5,00	23.431	116.558	-
ENERSUL	5,17	4.867	22.835	52.727	5,17	4.867	22.835	52.727
CELPA	5,00	71.060	158.518	327.086	5,00	71.060	158.518	327.086
CEMAR	2,92	1.728	66.030	318.517	2,92	1.728	66.030	318.517
CESP	5,09	175	5.603	25.362	5,09	175	5.603	25.362
COELCE	5,00	408	11.581	68.931	5,00	408	11.581	68.931
COSERN	5,00	45	2.289	6.692	5,00	45	2.289	6.692
COELBA	5,00	846	28.521	139.615	5,00	846	28.521	139.615
CELG	6,64	594	11.859	82.302	6,64	594	11.859	82.302
ESCELSA	5,00	331	13.099	53.146	5,00	331	13.099	53.146
GLOBAL	5,00	72.327	44.100	-	5,00	72.327	44.100	-
CELESC DIST.	5,00	1.137	44.552	136.147	5,00	1.137	44.552	136.147
OUTRAS	6,44	50.526	87.490	356.146	6,44	50.531	95.579	374.993
(-) PCLD		(204.899)	(289.446)	-		(204.899)	(289.446)	-
		411.369	2.419.039	12.316.991		411.375	2.427.128	12.335.838
		486.477	4.474.695	24.635.664		411.375	2.427.128	12.335.838

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 6,56% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 38% do total da carteira (43% em 31 de dezembro de 2013). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 62% do saldo da carteira (57% em 31 de dezembro de 2013).

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.

Durante o exercício de 2014, os financiamentos e empréstimos existentes na controlada CGTEE captados junto à Eletrobras, se destinaram a viabilizar a construção da UTE Candiota III (Fase C); e viabilizar as compras de energia que a Companhia necessitou no último exercício. Esses recursos resultaram em uma variação no saldo de R\$ 479.843.

Conforme estabelecido na RES-639/2014, os valores repassados à ELETROSUL sob a forma de empréstimos/financiamentos destinam-se a: 1) quitação de saldo devedor proveniente de empréstimos obtidos com recursos ordinários da Eletrobras; 2) quitação do saldo de dividendos a pagar (quitação econômica) e 3) execução do Programa de Investimentos de 2014.

Os recursos concedidos à FURNAS sob a forma de empréstimos destinam-se a atender as necessidades de caixa da companhia visando honrar os compromissos assumidos com o Programa de Investimentos de 2014.

Já os financiamentos concedidos à AMAZONAS ENERGIA tiveram por fim: 1) pagamento de parte da dívida junto à BR Distribuidora (R\$ 400.000); 2) refinanciamento de empréstimos obtidos com recursos ordinários da Eletrobras e quitação do serviço da dívida de RGR (quitação econômica – R\$ 405.170), e quitação de parte do saldo devedor (R\$ 323.961). Somam-se ainda diversos empréstimos destinados a cobertura de insuficiência de caixa da companhia.

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

	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020	Total
Controladora	3.905.347	3.743.976	3.598.156	3.544.280	3.434.260	9.101.931	27.327.951
Consolidado	2.168.911	1.710.782	1.779.353	1.920.399	1.857.262	2.551.836	11.988.543

## I – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

Em novembro de 1986 a Eletropaulo Eletricidade de São Paulo S.A., obteve através do Contrato de Financiamento ECF 1.046/1986 empréstimo junto a Eletrobras.

No decorrer da execução do contrato surgiram questionamentos por parte do devedor acerca da periodicidade da correção monetária incidente sobre o valor financiado, tendo a Eletropaulo proposto Ação de Consignação em Pagamento contra a Eletrobras, em dezembro de 1988.

Em dezembro de 2010, a Eletrobras solicitou a iniciação do processo de liquidação na modalidade por artigos e, que por tal motivo, o processo foi submetido à análise da 5ª Vara Cível. Em julho de 2011 a 5ª Vara Cível determinou que a AES Eletropaulo e a CTEEP apresentassem suas respostas ao pedido da liquidação por artigos, o que foi respondido por ambas as empresas.

Em dezembro de 2012, a 5ª Vara Cível julgou a liquidação por artigos com base nos elementos trazidos aos autos e, ato contínuo, reconheceu a ELETROPAULO como a devedora da totalidade do débito.

Contra essa decisão foi manejado recurso de agravo por parte da Eletropaulo distribuído à Nona Câmara Cível em janeiro de 2013, tendo como principal pedido à necessidade de realização da prova pericial.

Em fevereiro de 2013 foi proferida decisão entendendo pela necessidade de realização de prova pericial, cassando, consequentemente a decisão do Juízo da 5ª Vara Cível.

Vale destacar que paralelamente a decisão acima, foi expedido mandado de pagamento em favor da Companhia quanto à parte incontroversa estando na iminência em receber.

Encerrado o Procedimento Judicial de Liquidação de Sentença sendo apontada a devedora e sendo apurados valores a serem pagos pela AES Eletropaulo e CTEEP, a Eletrobras irá reiniciar o processo de execução contra as referidas empresas.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável à AES Eletropaulo e/ou à CTEEP, a Companhia passa a ter um crédito de R\$ 2.355.584 (R\$ 1.896.067 em 31 de dezembro de 2013), sendo R\$ 347.926 (R\$ 347.597 em 31 de dezembro de 2013) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela Companhia.

Em 18 de março de 2013 a Companhia recebeu R\$ 97.463 referente a parte do montante incontroverso decorrente da ação consignatória movida pela Eletropaulo questionando, a época, o valor que entendia como devido por conta da dívida pactuada com a Eletrobras.

## II - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 225.293 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 494.345) 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\$ 17.614 (R\$ 21.228 em 31 de dezembro de 2013). 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:

---

	<u>Controladora</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>494.345</u>
(+) Complemento	<u>49.985</u>
(-) Reversões	<u>(319.037)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>225.293</u>

Em função da transferência do controle acionário do Grupo Rede, controlador da CEMAT e da CELTINS, para a Energisa durante o exercício de 2014, foi revertida a provisão para créditos de liquidação duvidosa referente aos empréstimos recebíveis em aberto com a CEMAT e a CELTINS, no montante de R\$ 206.926 e R\$ 84.047, respectivamente. Esta reversão está fundamentada na nova expectativa de realização destes créditos, decorrente da aprovação, pela ANEEL, por meio das resoluções 4.463/2013 e 4.510/2014, do plano de recuperação e apresentado pela Energisa e da transferência do controle acionário do Grupo Rede.

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Vide Nota 41). Os valores reconhecidos como PCLD são levados à 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	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Eletrosul	8.531	62.811	-	-
Eletronorte	454.402	101.156	-	-
Eletropar	-	671	-	-
CGTEE	64.479	58.140	-	-
Itaipu	-	2.343	-	2.343
CEMAR	20.754	12.542	20.754	12.542
CTEEP	11.008	70.460	11.008	70.460
Lajeado Energia	94.810	54.505	94.810	54.505
Enerpeixe	-	-	26.059	25.960
Transudeste	-	-	1.033	-
Baguari	-	-	7.294	1.837
Serra do Facão	-	-	2.289	2.289
Transenergia Renovável	-	-	15.648	9.904
Transenergia São Paulo	-	-	15.934	5.441
Goiás Transmissão	-	-	20.051	20.051
MGE Transmissão	-	-	6.812	-
Chapecoense	-	-	9.512	17.054
IE Madeira	-	-	14.917	7.556
Manaus Construtora	-	-	12.351	9.377
EAPSA	-	-	1.124	3.379
Uirapuru	-	-	2.295	1.736
TSBE	-	-	2.660	1.440
Santa Vitória	-	-	1.163	-
Outros	23.560	17.316	23.860	22.187
	<u>677.544</u>	<u>379.943</u>	<u>289.574</u>	<u>268.060</u>

## **NOTA 11 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - ATIVO**

### **I. Tributos a recuperar**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	577.720	541.377	735.463	640.509
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	13.497	13.347	99.304	126.207
ICMS a recuperar	-	-	31.084	25.078
Outros	-	-	34.580	47.972
	<u>591.217</u>	<u>554.724</u>	<u>900.431</u>	<u>839.766</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar (a)	-	-	1.924.057	1.578.385
PIS/COFINS a recuperar (a)	-	-	601.968	398.010
Outros	-	-	12.106	14.132
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.538.131</u>	<u>1.990.527</u>

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

A Companhia mantém registrado no ativo não circulante um montante de R\$ 2.526.025 (R\$ 1.976.395) referente a PIS, COFINS e ICMS a recuperar. Desse montante, R\$ 1.924.354 (R\$ 1.734.907 em 2013) 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.



## II. Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	374.504	1.545.376	762.726	1.940.005
Ativo não circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	1.464.148	-	1.464.148	-
IRPJ/CSLL Diferidos	-	299.117	1.003.483	3.010.574
	1.464.148	299.117	2.467.631	3.010.574
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	291.878	342.236	569.380	533.713

## III. Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2014		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletronorte	1.204.951	(201.468)	1.003.483
Ativo	1.204.951	(201.468)	1.003.483
Eletrobras	63.051	(354.929)	(291.878)
Eletrosul	271.534	(300.598)	(29.064)
Furnas	373.272	(373.272)	-
Chesf	-	(199.523)	(199.523)
Eletropar	-	(11.428)	(11.428)
Celg-D	152.668	(190.155)	(37.487)
Passivo	860.525	(1.429.905)	(569.380)

  

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Impostos diferidos ativos:				
Variação Cambial Passiva	1.322	22.434	1.322	22.434
Provisão de Juros sobre o capital próprio	-	38.257	-	38.257
Provisão para Contingências	36.186	105.170	131.022	661.139
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	3.967	37.390	196.971	245.371
Provisão p/ ajuste ao valor de mercado	4.500	22.942	4.500	22.981
Provisões Operacionais	-	-	212.505	275.462
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	7.774	46.064	214.470	1.165.061
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa (a)	9.302	26.860	1.233.312	373.576
Outros	-	-	71.374	206.293
Total Ativo	63.051	299.117	2.065.475	3.010.574
Impostos diferidos passivos:				
Obrigações de benefícios definidos	-	65.015	-	65.015
Instrumentos Financeiros Disponíveis para venda	354.929	274.201	354.929	274.201
Depreciação acelerada	-	-	53.187	-
Receita de atual. créditos energia renegociados	-	-	184.890	-
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	553.659	177.206
Débito tributário	-	-	373.272	-
Outros	-	3.020	111.436	17.291
Total Passivo	354.929	342.236	1.631.373	533.713
Ativo/(passivo) diferido líquido	(291.878)	(43.119)	434.102	2.476.861

(a) A controlada Eletronorte reconheceu no exercício de 2014 o montante de R\$ 1.149.506 referente aos ativos fiscais diferidos de diferenças temporárias, prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social. A controlada obteve condições para reconhecimento de tais ativos com base no histórico de rentabilidade e expectativa de geração de lucros tributários futuros, fundamentadas em estudo técnico de viabilidade que permitem tal constituição.

#### IV. Imposto de renda e contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Impostos diferidos				
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Ajuste ganhos e perdas atuariais	-	(207.111)	(404.332)	(463.267)
Remensuração do valor justo de instrumentos de <i>hedge</i> contratados para <i>hedge</i> de fluxo de caixa	-	4.145	309	4.076
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	(26.482)	61.227	(24.855)	83.118
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	-	(135.329)	402.396	99.005
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(26.482)	(277.068)	(26.482)	(277.068)

Em virtude de prejuízos fiscais apurados nos três últimos exercícios, a controladora e as controladas CHESF e Furnas reverteram ativo fiscal diferido sobre prejuízo fiscal e diferenças temporárias, pois não existiam outras evidências quanto à existência de lucro tributável suficiente para compensação futura. Diante de tal fato, no ano de 2014, foi realizada uma baixa no valor de R\$ 236.065 (R\$ 1.313.121 em 2013) na controladora e R\$ 2.794.824 (R\$ 1.690.848 em 2013) no consolidado.

Desse modo, e conforme o disposto no CPC 32 – Tributos sobre o Lucro, a Controladora mantém reconhecido em seu ativo o montante de R\$ 63.052, na rubrica de "Imposto de Renda e Contribuição Social", no ativo não circulante. Esse montante é decorrente de diferenças temporárias entre as bases de cálculo tributária e contábil, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social. A expectativa de realização desse ativo é integralmente para o ano de 2015 não havendo expectativa para realização em exercícios futuros.

#### V. Medida Provisória 627/13 – Lei 12.793/2014

No dia 14 de Maio de 2014, a Medida Provisória (MP) nº 627, foi convertida na atual Lei 12.973/14 a qual é regulamentada pela Instrução Normativa RFB nº. 1.515 de 24 de novembro de 2014. Estes dispositivos revogam o Regime Tributário de Transição (RTT) e trazem outras providências, dentre elas: (i) alterações no Decreto-Lei nº 1.598/77 que trata do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como altera a legislação pertinente à contribuição social sobre o lucro líquido; (ii) definição do tratamento específico sobre tributação de lucros ou dividendos; (iii) inclui disposições

sobre o cálculo de juros sobre capital próprio; e inclui considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

As disposições previstas na Lei 12.973/14 têm vigência a partir de 1º de Janeiro de 2015, sendo facultada aos contribuintes a opção pela antecipação de seus efeitos para 1º de janeiro de 2014.

A Administração optou pela não antecipação prevista na referida legislação tendo em vista que não havia sido identificado nenhum benefício para a Companhia e ainda pelo fato da RFB não ter emitido regulamentação acerca do tratamento a ser aplicado diante de eventuais diferenças (entre RTT e o novo regime) na apuração de impostos ocorridas durante o ano de 2014. Neste sentido, informamos que a opção por não antecipação dos novos critérios tributários foi manifestada na Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais (DCTF) referente aos fatos geradores ocorridos no mês de Agosto de 2014, de acordo com o previsto na Instrução Normativa RFB 1.469, de 28 de maio de 2014.

Adicionalmente, ressaltamos que a Instrução Normativa RFB 1.499, publicada no dia 16 de Outubro de 2014, alterou o prazo para a comunicação da opção da antecipação das novas regras introduzidas pela Lei 12.973/2014. Desta forma, a manifestação declarada na DCTF referente ao mês de Agosto/2014, deveria ser confirmada ou alterada, na DCTF referente aos fatos geradores ocorridos no mês de Dezembro/2014.

Por fim, salientamos que, com base nos estudos e análises realizadas em relação ao tema, a Administração manteve o seu posicionamento da não antecipação das disposições previstas na Lei 12.973/14 conforme opção declarada também na DCTF referente aos fatos ocorridos em Dezembro/2014, entregue em Fevereiro de 2015.

## **NOTA 12 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO**

	CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
<u>Direitos de ressarcimento</u>		
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	3.052.898	10.646.946
b. Energia nuclear	238.381	263.127
c. Reembolso CDE	235.708	-
	<u>3.526.987</u>	<u>10.910.073</u>
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	6.109.506	1.422.607
b. Energia nuclear	19.916	246.976
	<u>6.129.422</u>	<u>1.669.583</u>
<u>Obrigações de ressarcimento</u>		
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	11.238	7.794.354
PROINFA	655.158	583.046
c. Reembolso CDE	36.332	-
	<u>702.728</u>	<u>8.377.400</u>
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	2.529.893	2.317.708
	<u>2.529.893</u>	<u>2.317.708</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:

- i. contratação de energia e de potência associada;
- ii. geração própria para atendimento da distribuição de energia elétrica;
- iii. encargos e impostos;
- iv. investimentos realizados; e
- v. 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 (parte a título de adiantamentos) nos respectivos períodos. A regulamentação da ANEEL referente à Lei nº 12.111/2009 encontra-se estabelecida, mas parte dos valores de reembolso dos adiantamentos ainda não foram aprovados pelo órgão regulador. Adicionalmente, quanto aos pagamentos preliminares recebidos, os valores ainda não foram reprocessados de forma definitiva. Portanto, os valores efetivamente recebidos não estão sendo baixados do ativo e em contrapartida foi criada uma rubrica no passivo circulante denominada de Obrigações de Ressarcimento. Com isto, a Companhia apresenta um valor a receber de R\$ 9.162.404 (R\$ 12.069.553 em 31 de dezembro de 2013) e um passivo de R\$ 2.541.131 (R\$ 10.112.062 em 31 de dezembro de 2013) de obrigações de ressarcimento.

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

A fim de proporcionar a repactuação de dívidas junto à BR Distribuidora e à Petrobras (vide Nota 47.4) houve a identificação por parte do Fundo CCC e ANEEL dos valores devidos às empresas do Sistema Isolado da Eletrobras. Devido esse fato, a Companhia realizou a compensação do montante de R\$ 7.783.116 anteriormente apresentado como CCC de Sistemas Isolados no passivo circulante, com o respectivo direito

apresentado como CCC de Sistemas Isolados no ativo circulante, esse reconhecimento ensejou a identificação e liquidação dos adiantamentos perante os direitos ora registrados.

b) Energia nuclear

Conforme previsto no parágrafo 4º do art. 12 da Lei 12.111/2009, e no art. 2º da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012, o diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa faturada pela Eletronuclear e da tarifa de referência, a ser repassado para Furnas, será rateado pelas concessionárias de serviço público de distribuição. A tarifa de referência foi definida no parágrafo 1º da citada Lei. Tais concessionárias são atendidas pelo Leilão de Compra de Energia Proveniente de Empreendimentos Existentes, em 7 de dezembro de 2004, na proporção das quantidades atendidas no contrato com início de suprimento em 2005. Dessa forma, a Companhia possui um direito de ressarcimento de R\$ 258.297 (R\$ 510.103 em 31 de dezembro de 2013).

De acordo com o disposto no parágrafo 1º da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.406/2012, esse montante será pago em duodécimos pelas concessionárias a Furnas, nos anos de 2013 a 2015, sendo recebido em 2014 o montante de R\$ 277.725.

c) Reembolso CDE

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

Como consequência destas regulamentações, foram reconhecidos os valores de R\$ 235.708 em 2014. Estes valores foram homologados pela ANEEL, por meio de despacho, para cobertura de exposição involuntária, efeitos disponibilidade – ACR e CCEAR-D termoeletricas. Do montante reconhecido em 2014 foi recebido o valor de R\$ 240.381.

Os efeitos destes itens foram registrados como redução de custo com energia elétrica comprada para revenda (nota 40) 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	
	31/12/2014	31/12/2013
CIRCULANTE		
Elementos prontos	340.319	343.730
	<u>340.319</u>	<u>343.730</u>
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	296.269	216.856
Concentrado de urânio	130.396	85.025
Em curso - combustível nuclear	234.824	205.607
	<u>661.489</u>	<u>507.488</u>
	<u>1.001.808</u>	<u>851.218</u>

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

- 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;
- 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;
- Almoxarifado, classificado no ativo circulante e está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado.

## 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	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Controladas				
Furnas	38.530	34.740	18.075	-
Chesf	-	-	590.015	277.800
Eletrosul	63.976	59.284	503.987	208.629
Eletronorte	12.984	16.065	24.556	-
CGTEE	18.391	4.147	-	-
Ceal	8.307	7.698	-	-
Ceron	245	233	-	-
Cepisa	16.416	15.631	-	-
Eletroacre	12.787	237.337	-	-
Amazonas	-	3.058	-	-
	<u>171.636</u>	<u>378.193</u>	<u>1.136.633</u>	<u>486.429</u>
Outros investimentos	<u>4.000</u>	<u>4.000</u>	<u>4.000</u>	<u>4.000</u>
	<u>175.636</u>	<u>382.193</u>	<u>1.140.633</u>	<u>490.429</u>

Os valores apresentados no consolidado referem-se a adiantamentos para futuro aumento de capital (AFACs) efetuados pelas controladas nas SPE's, destacando-se os AFACs na Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., no valor de R\$ 453.761; na TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A., no valor de R\$ 101.000; na Chuí Holding S.A. no valor 330.500; e na Livramento Holding S.A., no valor de R\$ 73.500. Estes AFACs têm o objetivo de viabilizar os empreendimentos.

## NOTA 15 – INVESTIMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Fumas	10.327.900	11.128.126	-	-
Chesf	9.483.869	11.258.430	-	-
Eletrosul	5.262.369	5.486.343	-	-
Eletronorte	13.158.185	11.872.900	-	-
Eletronuclear	4.792.158	5.829.246	-	-
Eletropar	117.951	118.790	-	-
Distribuidora Roraima***	-	8.294	-	-
Distribuidora Acre**	53.100	-	-	-
Distribuidora Rondônia**	104.066	-	-	-
Celg - D*	108.872	-	-	-
	<u>43.408.470</u>	<u>45.702.129</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
b) Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto				
Itaipu	132.810	117.130	132.810	117.130
Mangue Seco II	16.726	17.058	16.726	17.058
CHC	79.081	29.119	79.081	29.119
Norte Energia	802.964	631.123	2.676.578	2.104.536
Inambari	164	9.148	164	9.148
CEEE-GT	449.336	544.711	449.336	544.711
Emae	265.552	148.553	275.214	153.960
CTEEP	927.814	913.440	946.187	931.580
Cemar	554.817	463.394	554.817	463.394
Lajeado Energia	206.282	232.907	206.282	232.907
Ceb Lajeado	71.723	83.644	71.723	83.644
CEEE-D	7.476	146.649	7.476	146.649
Paulista Lajeado	18.119	27.669	18.119	27.669
Rouar	70.044	18.427	70.044	18.427
Cemat	376.031	334.294	376.031	334.294
ESBR Participações S.A.	-	-	2.907.364	2.752.140
Madeira Energia S.A.	-	-	2.724.068	2.506.082
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	842.558	462.170
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	822.342	685.927
Enerpeixe S.A.	-	-	555.860	525.379
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	547.784	525.558
Teles Pires Participações S.A.	-	-	496.425	525.582
Chapecoense Geração S.A.	-	-	364.522	345.388
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	-	-	275.960	167.403
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	184.632	189.062
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	181.526	98.659
Companhia Energética Sinop s.a.	-	-	177.772	-
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	169.450	160.151
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	163.434	195.154
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	-	-	157.627	185.970
Transmissora sul litorânea de energia s.a.	-	-	139.719	16.901
Goiás Transmissão S.A.	-	-	138.436	131.579
MGE Transmissão S.A.	-	-	118.953	106.371
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	115.568	105.921
Retiro Baixo Energia S.A.	-	-	111.906	113.181
Transenergia Renovável S.A.	-	-	96.813	78.241
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	-	-	67.383	17.801
Baguari Energia S.A.	-	-	85.815	92.437
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	85.368	75.656
Transenergia São Paulo S.A.	-	-	83.116	49.632
Outros	-	-	1.205.321	989.998
	<u>3.978.939</u>	<u>3.717.266</u>	<u>18.700.310</u>	<u>16.316.569</u>
SUBTOTAL	<u>47.387.409</u>	<u>49.419.395</u>	<u>18.700.310</u>	<u>16.316.569</u>
Provisão para perdas em investimentos	(164)	(343.442)	(164)	(343.442)
TOTAL	<u>47.387.245</u>	<u>49.075.953</u>	<u>18.700.146</u>	<u>15.973.127</u>

(\*) Controle adquirido em 30/09/2014 (Nota 42)

(\*\*) Controladas que apresentavam passivo à descoberto em 31/12/2013

(\*\*\*) Controlada com passivo a descoberto em 31/12/2014



	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Investimentos mantidos a valor justo				
Celpe	26.782	17.435	26.782	17.435
Celesc	61.897	82.901	61.897	82.901
Cesp	168.789	148.568	168.789	148.568
Coelce	200.868	210.589	200.868	210.589
AES Tietê	547.862	577.435	547.862	577.435
Energisa	85.353	84.906	85.353	84.906
CELPE	15.407	21.149	15.407	21.149
CGEEP	27.199	27.371	27.199	27.371
COPEL	38.116	34.136	38.116	34.136
CEB	6.021	6.703	6.021	6.703
Tangara	21.738	21.738	21.738	21.738
AES Eletropaulo	-	-	18.148	19.615
Energias do Brasil	-	-	31.500	16.861
CPFL Energia	-	-	13.327	32.522
Outros	12.110	20.366	107.364	139.938
	<u>1.212.142</u>	<u>1.253.297</u>	<u>1.370.371</u>	<u>1.441.867</u>

### 15.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
INAMBARI	164	9.148
CEMAT	-	334.294
	<u>164</u>	<u>343.442</u>

Em função da transferência do controle acionário do Grupo Rede, controlador da CEMAT, para a Energisa, foi revertida a provisão para perda nos investimentos mantidos junto à CEMAT, no total de R\$ 334.294, anteriormente constituída devido à decretação da recuperação judicial da investida.

Esta reversão está fundamentada na nova expectativa de realização do investimento, decorrente da aprovação, pela ANEEL, por meio das resoluções 4.463/2013 e 4.510/2014, do plano de recuperação e apresentado pela Energisa e da transferência do controle acionário do Grupo Rede.

### 15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
CTEEP	898.827	816.980
EMAE	-	149.692
CEEE-GT	21.184	19.902
CEEE-D	21.206	19.997
	<u>941.217</u>	<u>1.006.571</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.

A investida EMAE reapresentou, em junho de 2014, as demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, adequando suas práticas contábeis às da Eletrobras. Desta forma, foi revertido no exercício o ajuste de políticas contábeis no valor de R\$ 149.692.

### 15.3 - Mutação dos investimentos

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2013 (Reapresentado)	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Ajuste de Reapresentação	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2014
<b>MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA</b>								
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	-	-	-	-	-	(8.294)	-
ED ACRE	-	33.107	(408)	(12.722)	-	-	33.123	53.100
ED RONDONIA	-	-	-	-	-	-	104.066	104.066
CELG D	-	49.740	(4.757)	-	-	-	63.889	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
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>49.419.395</b>	<b>453.192</b>	<b>(1.131.024)</b>	<b>(23.196)</b>	<b>-</b>	<b>(1.140.862)</b>	<b>(190.096)</b>	<b>47.387.409</b>
<b>MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA</b>								
ED PIAUI	(219.476)	-	40.484	-	-	-	37.936	(141.056)
ED RORAIMA	-	-	(2.129)	-	-	-	(67.597)	(69.726)
ED RONDONIA	(188.655)	-	-	-	-	-	188.655	-
AMAZONAS	(1.604.112)	-	156	-	-	-	(415.425)	(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)
<b>TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO</b>	<b>(2.328.885)</b>	<b>197.524</b>	<b>168.976</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(831.851)</b>	<b>(2.794.236)</b>
<b>LÍQUIDO</b>	<b>47.090.510</b>	<b>650.716</b>	<b>(962.048)</b>	<b>(23.196)</b>	<b>-</b>	<b>(1.140.862)</b>	<b>(1.021.947)</b>	<b>44.593.173</b>

Controladas e coligadas	Saldo em 01/01/2013 Reapresentado	Integralização de capital	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2013 (Reapresentado)
<b>MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA</b>								
FURNAS	11.252.674	500.000	26.807	126	-	-	(651.482)	11.128.126
CHESF	11.622.439	-	100.100	-	-	-	(464.109)	11.258.430
ELETROSUL	4.653.342	554.840	123.142	236	-	(109.652)	264.434	5.486.342
ELETRONORTE	10.543.614	225.464	(10.092)	256	-	(101.156)	1.214.814	11.872.900
ELETRONUCLEAR	6.345.704	-	171.458	-	-	-	(687.915)	5.829.246
ELETROPAR	136.549	-	(10.687)	-	-	(8.690)	1.618	118.790
ITAIPU BINACIONAL	102.175	-	14.955	-	-	-	-	117.130
CGTEE	210.190	74.695	89.401	(8)	-	-	(374.278)	0
ED ALAGOAS	4.119	200.962	(17.276)	-	-	-	(187.805)	-
ED RORAIMA	-	-	-	-	-	-	8.294	8.294
CELPA	94.673	(94.673)	-	-	-	-	-	-
CEEE-GT	738.009	-	(118.263)	-	-	-	(75.034)	544.711
CEMAT	507.251	-	(3.975)	-	-	-	(168.982)	334.294
EMAE	252.316	-	34.036	-	-	(555)	(137.244)	148.553
CTEEP	739.735	-	-	-	-	(70.460)	244.165	913.440
CEMAR	411.463	-	-	-	-	(12.606)	64.537	463.394
REDE LAJEADO	540.819	-	89	-	(180.394)	(70.098)	(57.510)	232.906
CEB LAJEADO	79.672	-	24	-	-	(11.232)	15.180	83.644
PAULISTA LAJEADO	27.425	-	-	-	-	(6.136)	6.381	27.669
CEEE-D	343.875	-	(101.928)	-	-	-	(95.298)	146.649
INAMBARI	9.250	841	54	-	-	-	(996)	9.148
CHC	28.584	-	4.540	-	-	-	(4.004)	29.119
EÓLICA MANGUE SECO	17.006	-	-	-	-	-	52	17.058
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	409.386	228.000	-	-	-	-	(6.262)	631.123
ROUAR	-	17.788	1.071	-	-	-	(433)	18.427
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>49.070.267</b>	<b>1.707.918</b>	<b>303.456</b>	<b>610</b>	<b>(180.394)</b>	<b>(390.586)</b>	<b>(1.091.876)</b>	<b>49.419.395</b>
<b>MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA</b>								
ED PIAUI	(223.505)	477.107	(30.770)	-	-	-	(442.308)	(219.476)
ED RONDONIA	(72.768)	207.263	-	-	-	-	(323.150)	(188.655)
ED RORAIMA	(23.562)	-	2.712	-	-	-	20.850	-
AMAZONAS	(339.343)	279.254	11.089	-	-	-	(1.555.112)	(1.604.112)
ED ACRE	(54.035)	-	-	-	-	-	(143.489)	(197.524)
CGTEE	-	-	-	-	-	-	(97.718)	(97.718)
ED ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	(21.400)	(21.400)
<b>TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO</b>	<b>(713.213)</b>	<b>963.624</b>	<b>(16.969)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2.562.328)</b>	<b>(2.328.885)</b>
<b>LÍQUIDO</b>	<b>48.357.054</b>	<b>2.671.542</b>	<b>286.487</b>	<b>610</b>	<b>(180.394)</b>	<b>(390.586)</b>	<b>(3.654.204)</b>	<b>47.090.509</b>

O valor do passivo a descoberto está registrado na rubrica Provisão para passivo a descoberto.

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

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
<b>MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO</b>								
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	-	-	-	-	(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
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 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
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>16.316.569</b>	<b>4.125.115</b>	<b>34.036</b>	<b>(11.145)</b>	<b>-</b>	<b>(403.396)</b>	<b>(1.360.869)</b>	<b>18.700.310</b>

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2012	Integralização de capital	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2013
<b>MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO</b>								
ITAIPU BINACIONAL	102.175	-	14.955	-	-	-	-	117.130
CELPA	94.673	(94.673)	-	-	-	-	-	0
CEEE- GT	738.009	-	(118.263)	-	-	-	(75.034)	544.712
CEMAT	507.251	-	(3.975)	-	-	-	(168.982)	334.294
EMAE	261.499	-	35.274	-	-	(575)	(142.237)	153.961
CTEEP	753.512	-	-	-	-	(71.770)	249.838	931.580
CEMAR	411.463	-	-	-	-	(12.606)	64.537	463.394
REDE LAJEADO	540.819	-	89	-	(180.394)	(70.098)	(57.510)	232.906
CEB LAJEADO	79.672	-	24	-	-	(11.232)	15.180	83.644
PAULISTA LAJEADO	27.425	-	-	-	-	(6.136)	6.381	27.669
CEEE- D	343.875	-	(101.928)	-	-	-	(95.298)	146.649
INAMBARI	15.890	1.402	54	(6.126)	-	-	(2.071)	9.148
CHC	28.584	-	4.540	-	-	-	(4.004)	29.119
EÓLICA MANGUE SECO	17.006	-	-	-	-	-	52	17.058
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	1.365.096	759.696	-	-	-	-	(20.255)	2.104.537
ROUAR	-	17.788	1.071	-	-	-	(433)	18.427
MADEIRA ENERGIA S.A.	1.870.691	654.069	-	-	-	-	(18.678)	2.506.082
ESBR PARTICIPAÇÕES S.A.	1.879.649	950.000	133	-	-	-	(77.642)	2.752.140
ENERPEIXE S.A.	514.735	-	-	-	-	(85.960)	96.604	525.379
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S.A.	514.112	139.651	-	-	-	(7.556)	39.720	685.927
MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	476.619	21.318	-	-	-	-	27.621	525.558
TELES PIREES PARTICIPAÇÕES	92.988	439.396	-	-	-	-	(6.802)	525.582
NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	388.108	61.250	-	-	-	805	12.007	462.170
CHAPECOENSE GERAÇÃO S.A.	303.627	-	-	-	-	(48.808)	90.568	345.387
GOIÁS TRANSMISSÃO	101.646	51.499	-	-	-	(19.751)	(1.815)	131.579
STN - SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE S.A.	188.861	-	-	-	-	(31.789)	38.082	195.154
SANTA VITÓRIA DO PALMAR HOLDING S.A.	97.060	88.772	-	-	-	-	138	185.970
TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.	6.301	157.754	-	-	-	(1.440)	4.788	167.403
INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	147.902	-	-	-	-	(4.837)	17.086	160.151
RETIRO BAIXO ENERGIA S.A.	110.078	-	-	-	-	-	3.103	113.181
MGE TRANSMISSÃO	63.431	45.570	-	-	-	201	(2.831)	106.371
BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	109.609	-	-	-	-	-	(3.688)	105.921
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A.	14.956	80.850	-	-	-	-	2.853	98.659
LIVRAMENTO HOLDING S.A.	35.280	73.031	-	-	-	-	(10.963)	97.348
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S.A.	176.503	-	-	-	-	(14.483)	27.042	189.062
CIA. HIDRELÉTRICA TELES PIREES	89.816	(89.816)	-	-	-	-	-	-
BAGUARI ENERGIA S.A.	89.239	-	-	-	-	(1.837)	5.035	92.437
TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A.	107.865	1.960	-	-	-	(9.904)	(21.680)	78.241
TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	63.037	-	-	-	-	-	12.619	75.656
CHUI HOLDING S.A.	33.606	41.797	-	-	-	-	(193)	75.210
SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A.	104.098	-	-	-	-	(16.812)	(26.544)	60.742
TDG - TRANSMISSORA DELMIRO GOUVEIA S.A.	45.183	-	-	-	-	(2.152)	6.798	49.829
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>12.911.949</b>	<b>3.401.315</b>	<b>(168.026)</b>	<b>(6.126)</b>	<b>(180.394)</b>	<b>(416.741)</b>	<b>(16.609)</b>	<b>15.525.368</b>

## 15.4 Informações do valor de mercado das investidas

### EMPRESAS DE CAPITAL ABERTO

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			31/12/2014	31/12/2013
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	102.492	189.631
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	143.783	202.250
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	910.593	837.264
CEMAT	Equivalência Patrimonial	28,55%	293.887	232.872
CTEEP	Equivalência Patrimonial	35,37%	2.395.593	1.561.602
EMAE	Equivalência Patrimonial	39,02%	54.061	82.894
CELPA	Valor de mercado	1,15%	26.782	17.435
CELESC	Valor de mercado	10,75%	61.897	82.901
CESP	Valor de mercado	2,05%	168.789	148.568
COELCE	Valor de mercado	7,06%	200.868	210.589
AES Tiete	Valor de mercado	7,94%	547.862	577.435
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	27.199	27.371
ENERGISA S.A.	Valor de mercado	2,91%	85.353	84.906
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	184	345
CELPE	Valor de mercado	1,56%	15.407	21.149
COPEL	Valor de mercado	0,56%	38.116	34.136
CEB	Valor de mercado	3,29%	6.021	6.703
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	32.098	35.368
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	20.357	19.385

### EMPRESAS DE CAPITAL FECHADO

Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado	
			31/12/2014	31/12/2013
TANGARÁ	Valor de mercado	25,47%	Não divulgado	19.932
CDSA	Valor de mercado	0,13%	Não divulgado	368
Angical 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	12.727	Não divulgado
Arapapá Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	5.128	Não divulgado
Carcará Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	12.000	Não divulgado
Ceb Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	330.218	58.364
Lajeado Energia	Equivalência Patrimonial	40,07%	966.177	303.276
Paulista Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	95.192	22.532
Acauã Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,93%	7.679	Não divulgado
Amapari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	(1.542)	109.563
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	81.219	81.638
Baguari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	30,61%	280.329	301.961
Banda de Couro Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.962	Não divulgado
Baraúnas I Energética S/A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	(54)	Não divulgado
Baraúnas II Energética S/A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.257	Não divulgado
Bom Jesus Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.470	190
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,71%	227.478	213.072
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	84.553	92.340
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	136.610	127.069
Cachoeira Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.559	131
Caititu 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	12.728	Não divulgado
Caititu 3 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	12.727	Não divulgado
Caldas Novas	Equivalência Patrimonial	49,90%	25.744	21.311
Carnaúba I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	17.013	231
Carnaúba II Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	13.763	190
Carnaúba III Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	12.262	169
Carnaúba V Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.277	251
Central Eólica Famosa I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.310	14.822
Central Eólica Pau Brasil S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.518	9.878
Central Eólica Rosada S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	17.700	18.543
Central Eólica São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	10.772	11.122
Cervantes I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	12.336	169
Cervantes II Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.216	131
Chapecoense Geração S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	911.306	863.468
Chuí Holding S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	76.521	153.490
Chuí IX	Equivalência Patrimonial	99,99%	(55)	Não divulgado
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	42.500	35.980
Companhia Energética Sinop S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	355.294	Não divulgado
Construtora Integração Ltda	Equivalência Patrimonial	49,00%	91.908	91.649
Corrupião 3 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,95%	12.727	Não divulgado
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	43.899	8.733
Coxilha Seca	Equivalência Patrimonial	99,99%	87	Não divulgado
Coqueirinho 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,98%	21.419	Não divulgado
Energética Águas da Pedra S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	365.634	378.947
Energia dos Ventos I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.803	10.963
Energia dos Ventos II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	8.992	6.684
Energia dos Ventos III S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	13.337	9.880
Energia dos Ventos IV S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	19.458	14.327
Energia dos Ventos V S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.897	11.504
Energia dos Ventos VI S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.596	15.849
Energia dos Ventos VII S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.816	16.000
Energia dos Ventos VIII S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.856	11.463
Energia dos Ventos IX S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.990	11.731
Energia dos Ventos X S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.851	8.792

Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado	
			31/12/2014	31/12/2013
Enerpeixe S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	1.389.649	1.313.448
ESBR Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	20,00%	7.268.412	6.880.352
Etau - Empresa de Transmissão Alto Uruguai	Equivalência Patrimonial	27,40%	92.190	88.318
Extremoz Transmissora do Nordeste ETN S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.652	3.071
Fronteira Oeste Transmissora de Energia	Equivalência Patrimonial	51,00%	23.183	10
Goiás Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	282.522	460.188
Eólica Hermenegildo I	Equivalência Patrimonial	99,99%	(374)	Não divulgado
Eólica Hermenegildo II	Equivalência Patrimonial	99,99%	(146)	Não divulgado
Eólica Hermenegildo III	Equivalência Patrimonial	99,99%	(113)	Não divulgado
Inambari Geração de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	19,60%	559	31.255
Integração Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	342.198	317.932
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.543.620	1.514.466
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	370.460	201.342
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	(67.518)	47.463
Livramento Holding S.A.	Equivalência Patrimonial	52,53%	(176.657)	198.669
Luziânia - Niquelândia Transmissora S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	32.699	11.500
Madeira Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	39,00%	6.994.900	6.425.851
Manaus Construtora Ltda.	Equivalência Patrimonial	49,50%	24.221	18.116
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,50%	1.106.631	1.061.735
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	20,00%	45.214	5.755
MGE Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	242.762	217.084
Morro Branco I Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	31.734	Não divulgado
Mussambê Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	40.726	Não divulgado
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.715.791	818.807
Norte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	34,98%	5.353.094	4.212.159
Papagaio Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	13.380	Não divulgado
Paranaíba	Equivalência Patrimonial	24,50%	275.032	72.657
Pedra Branca S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	29.094	28.768
Pitimbu Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.265	190
Punauí I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.187	251
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	87.106	83.460
Retiro Baixo Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	231.880	230.982
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	321.687	379.531
São Caetano Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	20.160	269
São Caetano I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.395	190
São Galvão Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	19.000	251
São Pedro do Lago S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	33.198	30.852
Eólica Serra das Vacas I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	26.546	Não divulgado
Eólica Serra das Vacas II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	25.486	Não divulgado
Eólica Serra das Vacas III S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	24.706	Não divulgado
Eólica Serra das Vacas IV S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	25.729	Não divulgado
Serra do Falcão Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,47%	3.314	123.040
Sete Gameleiras S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	42.447	41.312
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	333.540	398.274
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	21.295	Não divulgado
TDG Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	114.169	101.690
Teles Pires Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	49,44%	998.870	1.064.632
Transenergia Goiás S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	32.455	5.022
Transenergia Renovável S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	197.578	159.676
Transenergia São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	173.623	101.290
Cia. Transirapé de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	24,50%	65.853	57.347
Cia. Transleste de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	24,00%	65.066	113.279
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	164.875	154.399
Transnorte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	105.417	76.698
Cia. Transudeste de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	25,00%	59.905	56.028
Triângulo Mineiro	Equivalência Patrimonial	49,00%	79.753	21.357
Teiú 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,90%	10.190	Não divulgado
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. - TSBE	Equivalência Patrimonial	80,00%	344.950	209.254
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE	Equivalência Patrimonial	51,00%	273.959	33.139
Uirapuru Transmissora de Energia	Equivalência Patrimonial	75,00%	57.429	Não divulgado

Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado	
			31/12/2014	31/12/2013
Usina Energia Eólica Caçara I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	42.809	10.778
Usina Energia Eólica Caçara II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	28.789	6.937
Usina Energia Eólica Junco I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	38.418	10.599
Usina Energia Eólica Junco II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	38.955	10.788
Ventos de Santo Augusto IV Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	29.416	Não divulgado
Vale do São Bartolomeu	Equivalência Patrimonial	39,00%	41.354	1.700
Ventos de Santa Joana I Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	29.417	Não divulgado
Ventos de Santa Joana III Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	33.957	Não divulgado
Ventos de Santa Joana IV Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	27.686	Não divulgado
Ventos de Santa Joana V Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	29.417	Não divulgado
Ventos de Santa Joana VII Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	29.417	Não divulgado
Ventos de Santa Joana IX Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	27.820	9.017
Ventos de Santa Joana X Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	26.355	9.017
Ventos de Santa Joana XI Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	23.711	9.017
Ventos de Santa Joana XII Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	31.509	9.017
Ventos de Santa Joana XIII Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	26.992	9.017
Ventos de Santa Joana XV Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	31.090	9.017
Ventos de Santa Joana XVI Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	28.760	9.017
Mata de Santa Genebra	Equivalência Patrimonial	49,90%	52.459	Não divulgado
Belo Monte Transmissora	Equivalência Patrimonial	49,00%	24.336	Não divulgado
Lago Azul Transmissão	Equivalência Patrimonial	49,90%	3.948	Não divulgado
Ventos de São Rafael	Equivalência Patrimonial	49,00%	(6)	Não divulgado
Ventos de São Cirilo	Equivalência Patrimonial	49,00%	(4)	Não divulgado
Ventos de São Bento	Equivalência Patrimonial	49,00%	(6)	Não divulgado
Ventos de Santo Antônio	Equivalência Patrimonial	49,00%	(4)	Não divulgado
Ventos de Santa Vera	Equivalência Patrimonial	49,00%	(4)	Não divulgado
Ventos de Santa Marcella	Equivalência Patrimonial	49,00%	(5)	Não divulgado
Itaguaçu da Bahia	Equivalência Patrimonial	49,00%	(6)	Não divulgado
Ventos de Santa Luzia	Equivalência Patrimonial	49,00%	(5)	Não divulgado
Ventos de Santa Madalena	Equivalência Patrimonial	49,00%	(6)	Não divulgado
Ventos de São João	Equivalência Patrimonial	49,00%	(5)	Não divulgado
CSE Centro de Soluções Estratégicas	Equivalência Patrimonial	49,90%	3.400	Não divulgado
Tijoa Participações e Investimentos	Equivalência Patrimonial	49,90%	1.635	Não divulgado
Energia Olímpica S.A.	Equivalência Patrimonial	49,90%	(426)	Não divulgado
Empresa de Energia São Manoel	Equivalência Patrimonial	33,33%	(1.782)	Não divulgado
Energia Sustentável do Brasil Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	20,00%	7.268.412	Não divulgado

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

### 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
Amapari Energia S.A.	49,0%	-	22.100	-	29.318	(7.218)
Amazônia Eletronorte Transm. de Energia S.A.	49,0%	85.857	23.852	20.998	7.492	81.219
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	24,5%	16.542	8.999	-	1.205	24.336
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	277.484	13.734	16.277	51.884	223.057
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	24,5%	230.332	30.638	123.580	52.837	84.553
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	24,5%	249.132	41.174	124.424	29.162	136.720
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
CEMAR	33,48%	2.364.851	2.164.885	1.607.425	1.268.760	1.653.551
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
Companhia Energética Sinop	24,5%	119.558	323.316	-	72.569	370.305
Construtora Integração Ltda	24,5%	3	185.369	-	93.464	91.908
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
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	49,0%	589.436	130.540	318.851	468.643	(67.518)
Livramento Holding S.A.	52,5%	190.806	24.368	159.118	232.713	(176.657)
Madeira Energia S.A	39,00%	20.998.021	1.745.534	13.049.395	2.699.260	6.994.900
Manaus Construtora Ltda	30,0%	-	101.817	-	61.977	39.840
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
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	24,5%	227.547	27.486	130.240	37.687	87.106
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
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,0%	276.053	64.067	151.130	24.115	164.875
Transnorte Energia S.A.	49,0%	293.142	31.522	-	219.247	105.417
Outros		13.685.034	4.370.918	5.341.360	4.296.128	8.418.464



**31/12/2013**

<b>Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas</b>	<b>Participação</b>	<b>Ativo financeiro, intangível e imobilizado</b>	<b>Outros ativos</b>	<b>Empréstimos e financiamentos</b>	<b>Outros passivos</b>	<b>Patrimônio líquido</b>
Amapari Energia S.A.	49,00%	67.629	73.693	-	31.759	109.563
Amazônia Eletronorte Transm. de Energia S.A.	49,00%	8.440	102.092	27.393	1.501	81.638
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,00%	259.646	12.622	27.888	31.308	213.072
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	24,50%	214.519	18.430	-	140.609	92.340
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	24,50%	253.736	21.485	-	145.968	129.253
CEEE-D	32,59%	1.566.376	1.431.206	451.072	2.035.169	511.341
CEEE- GT	32,59%	468.606	2.734.020	234.429	1.235.724	1.732.473
CEMAR	33,55%	2.191.129	1.424.439	1.391.268	843.242	1.381.058
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	3.209.220	232.821	1.795.563	783.010	863.468
Cia Hidrelétrica Teles Pires	49,00%	3.137.772	839.665	2.659.699	255.366	1.062.372
Construtora Integração Ltda	24,50%	4	132.559	-	40.912	91.651
CTEEP	35,23%	24.565	6.575.996	229.350	1.458.764	4.912.447
Energética Aguas da Pedra S.A	49,00%	750.921	144.460	442.144	43.390	409.847
Enerpeixe S.A.	40,00%	1.696.814	186.286	238.093	331.560	1.313.447
ESBR Participações S.A.	40,00%	16.808.946	1.342.317	10.179.844	933.548	7.037.871
Inambari Geração de Energia	49,00%	26.136	5.047	-	104	31.079
Integração Transmissora de Energia S.A	49,00%	624.947	20.725	212.154	115.586	317.932
Interligação Elétrica do Madeira S.A	49,00%	4.039.559	79.230	2.431.411	432.143	1.255.235
Itaipu	50,00%	37.786.710	2.303.927	32.432.831	7.423.546	234.260
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	49,00%	15.128	542.172	372.057	137.780	47.463
Livramento Holding S.A.	49,00%	341.823	16.505	158.547	93.052	106.729
Madeira Energia S.A	39,00%	18.827.952	1.695.658	11.893.204	2.204.556	6.425.850
Manaus Construtora Ltda	30,00%	-	68.485	-	49.998	18.487
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	2.076.820	177.653	876.820	315.918	1.061.735
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	2.440.038	105.802	1.097.930	507.405	940.505
Norte Energia S.A	50,00%	12.757.333	1.180.925	8.745.145	980.954	4.212.159
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	24,50%	215.986	19.871	-	149.951	85.906
Serra do Facão Energia S.A	49,47%	1.999.780	74.698	516.965	1.434.737	122.776
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	49,00%	674.032	31.820	201.814	105.764	398.274
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,00%	303.069	20.333	158.138	10.865	154.399
Transnorte Energia S.A.	49,00%	77.650	3.192	-	4.144	76.698
Outros	-	9.514.441	2.573.812	2.961.323	2.716.018	6.410.912

**II - Resultado**
**31/12/2014**

<b>Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas</b>	<b>Receita operacional líquida</b>	<b>Receita financeira</b>	<b>Despesa financeira</b>	<b>Impostos sobre o lucro</b>	<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	<b>Depreciação e amortização</b>
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)



**31/12/2013**

<b>Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas</b>	<b>Receita operacional líquida</b>	<b>Receita financeira</b>	<b>Despesa financeira</b>	<b>Impostos sobre o lucro</b>	<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	<b>Depreciação e amortização</b>
Amapari Energia S.A.	35.724	730	(170)	(1.265)	6.295	(5.060)
Amazônia Eletronorte Transm. de Energia S.A.	26.132	363	(2.755)	(1.127)	17.582	(202)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	4.050	200	(861)	(353)	1.780	(557)
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	-	-	(2)	-	(4.503)	-
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	4.432	-	(1)	-	(3.200)	-
CEEE-D	2.263.719	136.400	(76.275)	3.278	(228.571)	(4.795)
CEEE-GT	735.508	161.302	(22.970)	27.290	(191.336)	(41.062)
CEMAR	1.968.774	131.025	(238.932)	(49.240)	192.247	(89.374)
Chapecoense Geração S.A.	567.286	15.792	(140.980)	(79.433)	161.601	(64.365)
Cia Hidrelétrica Teles Pires	112	-	(925)	-	(15.898)	-
Construtora Integração Ltda	64.368	1.028	(380)	(10.400)	20.250	-
CTEEP	822.235	302.321	(212.243)	181.951	31.921	7.339
Energética Aguas da Pedra S.A	118.849	3.619	(22.432)	(16.177)	31.452	(12.650)
Enerpeixe S.A.	424.737	12.195	(53.551)	(23.994)	219.218	(49.398)
ESBR Participações S.A.	126.857	3.219	(5.704)	20.859	(194.439)	(5.661)
Inambari Geração de Energia	-	55	-	-	(33.579)	(24)
Integração Transmissora de Energia S.A	71.428	1.349	(20.153)	(4.121)	33.999	(3)
Interligação Elétrica do Madeira S.A	784.981	9.691	(153.651)	(5.713)	11.092	-
Itaipu	8.199.764	54.459	(1.665.907)	-	2.565.210	-
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	104.149	-	(26.140)	3.404	(6.607)	-
Livramento Holding S.A.	29.132	1.004	(354)	12.724	(24.735)	-
Madeira Energia S.A	1.300.586	18.115	(323.895)	(12.548)	(47.738)	(230.612)
Manaus Construtora Ltda	7.133	986	(81)	(202)	390	-
Manaus Transmissora de Energia S.A.	311.705	5.937	(75.372)	(26.708)	63.601	-
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	546.395	9.936	(56.224)	(7.529)	14.441	-
Norte Energia S.A	-	85.047	(85.615)	18.394	(37.078)	(3.190)
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	-	-	(1)	-	(5.290)	-
Serra do Facão Energia S.A	252.057	4.278	(38.728)	(10.932)	(74.009)	(24.361)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	138.203	2.390	(29.923)	(18.872)	77.719	(114)
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	44.039	2.698	(14.292)	(2.308)	24.183	(78)
Transnorte Energia S.A.	29.760	-	(10)	(2.122)	4.063	(30)
Outros	1.896.383	939.629	(294.629)	(102.121)	260.551	60.440

## I - 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, e seus aditivos celebrados, respectivamente, em 15 de maio de 2005 e em 08 de junho de 2009 com vigência até 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 147.841 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 219.360), prejuízos acumulados de R\$ 678.710 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 583.356) e passivo a descoberto de R\$ 11.075 (R\$ 21.400 em 31 de dezembro de 2013) 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 e seus aditivos celebrados, respectivamente, em 12 de fevereiro de 2001 e de 11 de novembro de 2005, com vencimento em 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 512.717 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 311.403), prejuízos acumulados de R\$ 1.221.058 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 1.513.778) e patrimônio líquido de R\$ 104.066 (passivo a descoberto em 31 de dezembro de 2013 – R\$ 188.654) 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, com vencimento em 07 de julho de 2015. A

principal atividade é a distribuição de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 118.864 (31 de dezembro de 2013 – 176.070), prejuízos acumulados de R\$ 1.403.544 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 1.441.479) e passivo a descoberto de R\$ 141.058 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 219.477) e depende do suporte financeiro da Companhia.

d) Amazonas Energia – 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 investida apresenta capital circulante líquido de R\$ 442.063 (capital circulante líquido negativo em 31 de dezembro de 2013 – R\$ 2.950.392), prejuízos acumulados de R\$ 7.570.404 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 6.586.399) e passivo a descoberto de R\$ 2.962.486 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 2.492.502) e depende do suporte financeiro da Companhia. Está previsto para ocorrer em 2015, a desverticalização desta investida. Neste estudo está sendo considerada a transferência das atividades de geração para uma nova sociedade a ser criada no âmbito do Sistema Eletrobras.

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 investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 73.865 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 33.611), prejuízos acumulados de R\$ 750.425 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 674.534) e passivo a descoberto de R\$ 69.726 (patrimônio líquido de R\$ 8.294 em 31 de dezembro de 2013) 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 investida apresenta capital circulante líquido de R\$ 21.021 (negativo em 31 de dezembro de 2013 – R\$ 19.921), prejuízos acumulados de R\$ 420.461 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 458.987) e patrimônio líquido de R\$ 54.906 (passivo a descoberto de R\$ 209.552 em 31 de dezembro de 2013.).

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 42). 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%.

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 km<sup>2</sup>\*, regulada pelo Contrato de Concessão nº 63,

de 25 de agosto de 2000, celebrado entre a ANEEL, CELG D e o então acionista controlador, o qual permanece com seu termo de vigência até 07 de julho de 2015, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos, conforme previsto na Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

A controlada manifestou sua concordância às novas regras regulatórias no prazo estabelecido pela Medida Provisória nº 579/2012, estipulado até o dia 15 de outubro de 2012. Nesse sentido, a controlada protocolou junto a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a carta PR-1.507/12 ratificando seu pedido de prorrogação/renovação das concessões.

A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 453.378, prejuízos acumulados de R\$ 3.511.269 e patrimônio líquido de R\$ 156.896 e depende do suporte financeiro da Companhia.

## II – 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\$ 1.127.268 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 2.319).

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. A Companhia detém o controle da Uirapuru.

c) Itaipu Binacional - entidade binacional criada e regida, em igualdade de direitos e obrigações, pelo Tratado internacional assinado em 26 de abril de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, sendo seu capital pertencente em partes iguais à Eletrobras e a Administración Nacional de Electricidad - ANDE.

Seu objetivo é o aproveitamento dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países, desde o Salto de Guaíra até a foz do rio Iguaçu, mediante a construção e operação de Central Hidrelétrica, com capacidade total disponibilizada de 14 milhões de MW\*. Em 2014, Itaipu produziu um total de 87,8 milhões de MWh\*.

Sua maior produção anual foi estabelecida em 2013, com 98,6 milhões de MWh\*. O recorde anterior ocorreu em 2012, com a geração de 98,2 milhões de MWh\*.

d) 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.

e) 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.

Conforme detalhado na nota explicativa 3.2 (d), em 31 de março de 2014, os acionistas da controlada Eletronorte aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da Estação Transmissora de Energia S.A. - Estação, sociedade de propósito específico controlada da Companhia.

Além disso, a controlada possui participação societária em diversas Sociedades de Propósito Específico – SPE, de geração e transmissão de energia elétrica.

#### Aquisição de participação acionária – Linha Verde Transmissora de Energia S.A.

A Diretoria Executiva da controlada Eletronorte aprovou no dia 02 de outubro de 2013, a aquisição da participação acionária da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. na Sociedade de Propósito Específico Linha Verde Transmissora de Energia S.A., envolvendo a aquisição pela Eletronorte da totalidade da participação neste investimento.

Em 13 de março de 2014, foi submetido e aprovado, pelo Conselho de Administração da Controlada, o contrato de Compra e Venda das ações de propriedade da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. na SPE, Linha Verde Transmissora de Energia S.A.. Assim, o contrato ficou somente condicionado à avaliação e aprovação por parte dos órgãos reguladores e de controle da administração federal conforme cláusula 2ª do referido contrato.

A transação foi aprovada pela ANEEL em 30 de setembro de 2014 conforme Resolução Autorizativa nº 4.855.

Conforme detalhado na nota explicativa 42, em 31 de dezembro de 2014 a controlada adquiriu a totalidade das ações da Linha Verde Transmissora de Energia S.A..

f) 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\*.

g) 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\$ 392.282 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 359.585).

A CGTEE apresentou em 31 de dezembro de 2014 um prejuízo acumulado de R\$ 1.369.341, ante um prejuízo acumulado de R\$ 472.043 em 31 de dezembro de 2013. O resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 553.052 (passivo a descoberto de R\$ 97.728 em 31 de dezembro de 2013).

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 está tendo todo o apoio financeiro da Eletrobras para sua manutenção operacional, bem como para execução dos investimentos futuros necessários.

### III - 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. - controlada pela Companhia, e tem por objeto social a participação no capital social de outras sociedades.

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 2014 capital circulante líquido negativo de R\$ 175.224 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 94.439).

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 2014 de R\$ 116.473 (31 de dezembro de 2013 R\$ 138.019).

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 2014, a investida apresentava capital circulante líquido de R\$ 175.280 (31 de dezembro de 2013 – capital circulante líquido negativo de R\$ 1.208.687).

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 2014, 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\$ 481.706 mil. Para equalização da situação do capital circulante negativo, a investida conta com os aportes de recursos de seus acionistas. Parte deste montante é reflexo do 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. Assim, sob o valor total do dispêndio reembolsável de R\$ 1.434.778 mil, foi reconhecida uma provisão para perda de R\$ 678.551 mil, para refletir o valor esperado de recebimento de R\$ 756.227 mil.

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.

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.

#### IV – 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. Este processo prevê que a Companhia assuma o controle acionário da 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.

#### V – 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:

##### 1 – Sistema de Transmissão Nordeste – STN

---

Parceiros – 1 – Chesf 49%; 2 – Alusa 51%  
Objeto – LT 500 Hv, 546 vKm – Teresina/Fortaleza – em operação

2- Empresa Transmissora do Alto Uruguai – ETAU

Parceiros – 1 – Eletrosul 27,4%; 2 – Transmissora Aliança 52,6%; 3 – DME Energética 10%; 4 – CEEE-GT 10%  
Objeto – LT 230 Kv, 187 Km – Campos Novos /Santa Marte – em operação

3 – Enerpeixe S.A.

Parceiros – 1 – Furnas 40%; 2 – EDP 60%  
Objeto – UHE Peixe Angical 452 MW – em operação

4 - Manaus Construtora Ltda.

Parceiros – 1 – Eletronorte 30,0%; 2 – Chesf 19,5; 3 - Abengoa Holding 50,5%  
Objeto – LT 500KV Oriximá/Cariri, SE Itacoatiara 500/138KV e SE 500/230KV – em operação

5 - Uirapuru Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletrosul 75%; 2 – Elos 25%  
Objeto – LT 525KV, Ivaiorã/Londrina – em operação.

6 - Energia Sustentável do Brasil - ESBR

Parceiros – 1 – Chesf 20%; 2 – Eletrosul 20%; 2 - GDF Suez Energy Latin America Ltda – 40% e Mizha Participações S.A. – 20%.  
Objeto – UHE Jirau, com 3.750 MW – em operação.

7 - Norte Brasil Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletrosul – 24,5%; 2 – Eletronorte 24,5%; 3 – Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. – 51%  
Objeto – LT Porto Velho/Araraquara, trecho 02, 600KV – em fase pré-operacional.

8 – Fronteira Oeste

Parceiro – Eletrosul – 51%; CEEE-GT – 49%  
Objeto - responsável pela construção, projeto, implantação, operação, exploração e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente das instalações constituídas por: LT 230 kV Santo Ângelo - Maçambará, LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C1, LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C2, SE 230/138 kV Pinhalzinho, 3 x 150 MVA, SE 230/138 kV Santa Maria 3, 2 x 83 MVA (novo pátio), no Estado do Rio Grande do Sul – em fase pré-operacional.

9 - Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – Bimetal 26,99%; 3 – Alubar 10,76%; 4 – Linear 13,25%  
Objeto - 2 linhas de transmissão em 230 KV, Coxipó / Cuiabá, com extensão de 25 km e Cuiabá / Rondonópolis, com extensão de 168 km – em operação

10 - Intesa - Integração Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Chesf 12%; 2 – Eletronorte 37%; 3 – FIP 51%  
Objeto - LT 500kV, no trecho Colinas/ Serra da Mesa 2, 3º circuito – em operação

11 – Energética Águas da Pedra

Parceiros – 1 – Chesf 24,5%; 2 – Eletronorte 24,5%; 3 – Neoenergia S.A. 51%  
Objeto – UHE Rio Aripuanã 261KW – em operação

12 – Amapari Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – MPX Energia 51%  
Objeto – UTE Serra do Navio 23,33MW

13 - Brasnorte Transmissora de Energia

Parceiros - 1 – Eletronorte 49,71%; 2 – Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. - Taesa 38,70%; 3 – Bimetal Ind. e Com. de Produtos Metalúrgicos LTDA 11,62%  
Objeto – LT Juba/Jauru 230 KV, com 129 Km de extensão; LT Maggi/Nova Mutum 230 KV, com 273 Km de extensão; SE Juba, 230/130 KV e SE Maggi, 230/138 KV – em operação.

14 - Manaus Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 30%; 2 – Chesf 19,50%; 3- Abengoa Concessões Brasil Holding 50,50%  
Objeto - LT Oriximiná/Itacoatiara, circuito duplo, 500KV, com extensão de 374 KM, LT Itacoatiara/Cariri, circuito duplo 500KV, com extensão de 212 Km, Subestação Itacoatiara em 500/230 KV, 1.800MVA – em operação.

15 – Transleste

Parceiros – 1 - Furnas 24%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 25%; 4 – EATE 10%  
Objeto LT Montes Claros/Irapé, 345 kV – em operação

16 - Transudeste

Parceiros – 1 – Furnas 25%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24%; 4 – EATE 10%  
Objeto - LT Itutinga/ Juiz de Fora, 345 kV – em operação

17 – Transirapé

Parceiros – 1 – Furnas 24,50%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24,50%; 4 – EATE 10%  
Objeto - LT Irapé / Araçuaí, 230 kV – em operação

18 – Chapecoense

Parceiros – 1 – Furnas 40%; 2 - CPFL 51%; 3 - CEEE-GT 9%  
Objeto – UHE Foz do Chapecó, Rio Uruguai, 855MW – em operação

19 - Serra do Facão Energia

Parceiros - 1 – Furnas 49,47%; 2 - Alcoa Alumínio S.A. 34,97%, 3 - DME Energética S.A 10,09% e 4 - Camargo Corrêa Energia S.A. 5,46%.  
Objeto - UHE Serra do Facão, 212,58 MW – em operação

20 - Retiro Baixo

Parceiros – 1 - Furnas 49%; 2 – Orteng 25,5%; 3 - Arcadis Logos 25,5%  
Objeto - UHE Retiro Baixo, 82 MW – em operação

21 - Baquari Energia

Parceiros – 1 – Furnas 30,61%; 2- Cemig 69,39%

---

Objeto - UHE Baguari, 140 MW – em operação

22 - Centroeste de Minas

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 – Cemig 51%

Objeto - LT Furnas/Pimenta (MG), 345 kV – em operação

23 - Santo Antonio Energia

Parceiros – 1 - Furnas 39%; 2 - Odebrecht Investimentos 17,6%; 3 - Andrade Gutierrez Participações 12,4%; 4 - Cemig 10%; 5 - Fundos de Investimentos e Participações da Amazônia 20%; 6 - Construtora Norberto Odebrecht (1%).

Objeto - UHE Santo Antônio – em operação.

24 - IE Madeira

Parceiros – 1 – Furnas 24,50%; 2 – Chesf 24,50%; 3 – CTEEP 31%

Objeto - LT Coletora Porto Velho/Araraquara, trecho 01, com 2.375 Km – em operação.

25 - Inambari

Parceiros – 1 – Furnas 19,60%; 2 – Eletrobras 29,40%; 3 – OAS 51%

Objeto – Construção UHE Inambari (Peru), e do sistema de Transmissão de uso exclusivo, interligando o Peru e Brasil, bem como a importação e exportação de bens e serviços – o empreendimento encontra-se suspenso.

26 - Transenergia Renovável

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 – J. Malucelli 51%

Objeto - construção, implantação, operação e manutenção de linha de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Elétrico Interligado Nacional Lote C

27 - Norte Energia S.A.

Parceiros – 1 – Eletrobras 15,00%; 2 – Chesf 15%; 3 - Eletronorte 19,98%; 4 - Petros 10%; 5 - Outros 49,02%

Objeto – UHE Belo Monte, no rio Xingu – em fase pré-operacional.

28 - Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - Empresa francesa Votalia: 51%.

Objeto: Compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. As usinas Junco I e II, de 30 MW, cada, serão construídas no município de Jijoca de Jericoacoara, e as usinas Caiçara I e II, de 30 MW e 21 MW, respectivamente, serão construídas no município de Cruz, no Estado do Ceará e totalizarão 111 MW de potência instalada- fase pré-operacional.

29 - Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A

Parceiros: 1 - Chesf 49%; 2 - CTEEP: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista: 51%.

Objeto: construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente a LT Ceará Mirim – João Câmara III, CS, em 500 kV, com 64 km; LT Ceará Mirim II – Campina Grande III, CS, em 500 kV, com 201 km; LT Ceará Mirim II – Extremoz II, CS, em 230 kV, com 26 km; LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, em 230 kV, com 8,5 km; LT Secc. J. Camara II/Extremoz/SE Ceará Mirim, CS, em 230 kV, com 6 km; LT Secc. C. Grande II/Extremoz II, C1 e C2, CS, em 230 kV, com 12,5 km; SE

João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III, 500/230 kV; SE Ceará Mirim, 500/230 kV – fase pré-operacional.

30 - TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - ATP Engenharia Ltda.: 51%.

Objeto: Construção, implementação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da linha de transmissão São Luiz II, 230 Kv, com 156 Km de extensão – Maranhão, das subestações Pecém III em 500/230 Kv (3.600 MVA), e Aquiraz II, em 230/69 kV (450 MVA)- Ceará- em fase pré-operacional.

31 - Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gameleiras

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - Brennand Energia 51%.

Objeto: Contratação, no ambiente regulado, de energia de fontes alternativas de geração, na modalidade por disponibilidade de energia, capacidade para gerar 30,0 MW, cada, em fase operacional.

32 - Interligação Elétrica Garanhuns S.A

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - CTEEP: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista 51%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica, LT Luis Gonzaga – Garanhuns, em 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, em 230 kV, com 13 Km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV, em fase pré-operacional.

33 - Chuí

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 51%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

34 - Livramento

Parceiros: 1 - Eletrosul: 52,5%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 41%; 3 - Fundação Elos: 6,5%.

Objeto: Geração eólica, em fase operacional.

35 - Santa Vitória do Palmar

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 51%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

36 - TSBE

Parceiros: 1 - Eletrosul: 80%; 2 - Copel: 20%.

Objeto: LT 230 Kv- Nova Santa Rita- Camaquã 3- LT 230 Kv Camaquã 3- Quinta; LT 525 Kv Salto Santiago- Itá; LT 525 Kv Itá- Nova Santa Rita, em fase pré-operacional.

37 - TSLE

Parceiros: 1 - Eletrosul: 51%; 2 - CEEE: 49%.

Objeto: LT 525 Kv Nova Santa Rita – Povo Novo; LT 525 Kv Povo Nova- Marmeleiro; LT 525 Kv Marmeleiro- Santa Vitória do Palmar. Seccionamento da LT 230 Kv Camaquã 3. Em fase pré-operacional.

38 - Marumbi

Parceiros: 1 - Eletrosul: 20%; 2 - Copel: 80%.

---

Objeto: LT 525 Kv Curitiba – Curitiba Leste (PR). Em fase pré-operacional.

39 - Costa Oeste

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Copel: 51%.

Objeto: LT 230 Kv Cascavel Oeste- Umuarama(PR). Em fase pré-operacional.

40 - Teles Pires Participações

Parceiros: 1 - Eletrosul: 24,70%; 2 - Neoenergia: 50,60%; 3- Furnas: 24,70%.

Objeto: Geração hidráulica, UHE Teles Pires, em fase de pré-operacional.

41 - Linha Verde Transmissora de Energia

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.: 51%.

Objeto: LT Porto Velho - Samuel - Ariquemes - Ji-Paraná - Pimenta Bueno - Vilhena (RO), Jaurú (MT), com extensão de 987 Km, 230 kV – em fase pré-operacional.

42 - Transmissora Matogrossense

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Alupar Investimentos S.A. - 46%; 3 - Mavi Engenharia e Construções Ltda. - 5%

Objeto: LT Jaurú - Cuiabá (MT), com extensão de 348 Km e SE Jaurú, com 500 kV – em operação.

43 - Construtora Integração

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Eletrosul: 24,50%; 3 - Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.: 51%

Objeto: Empresa constituída para construção do empreendimento da Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. – em operação.

44 - Transnorte

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Alupar Investimento S.A.: 51%

Objeto: LT Lechuga (AM) - Equador - Boa Vista (RR), com 500 kV – em fase pré-operacional.

45 - Brasventos Eolo Geradora Energia

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%

Objeto: Parque Eólico Rei dos Ventos 1 com 58,5 MW de potência instalada, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte – em fase pré-operacional.

46 - Brasventos Miassaba 3 Geradora

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%

Objeto: Parque Eólico Miassaba 3, com 68,5 MW de potência instalada, localizado no município de Macau, no Rio Grande do Norte – em fase pré-operacional.

47 - Rei dos Ventos 3 Geradora

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%

Objeto: Parque Eólico Rei dos Ventos 3, com 60,1 MW de potência instalada, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte – em fase pré-operacional.

48 - Luziana – Niquelândia Transmissora

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - State Grid Corporation of China: 51%.



Objeto: Instalações de transmissão compostas pela Subestação Niquelândia, com transformação 230/69 kV - (3+1) x 10 MVA, e pela Subestação Luziânia, com transformação 500/138 kV - (3+1) x 75 MVA – em fase pré-operacional.

#### 49 - Energia dos Ventos I a X

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Alupar 50,99%; 3 - Empresas detentoras do direito dos estudos: 0,01%.

Objeto: Concessão para implantação e exploração de 10 Centrais Geradoras Eólicas e respectivas instalações de transmissão. Centrais de Geração Eólica, totalizando 204,4 MW instalados, municípios de Fortim e Aracatí - Ceará.

#### 50 - Caldas Novas

Parceiros: 1 - Furnas: 49,90%; 2 - Desenvix: 25,5%; 3 - Santa Rita: 12,525%; CEL Engenharia: 12,525%.

Objeto: Instalações de Transmissão da Rede Básica, compostas pela Subestação Corumbá, em 345/138 kV – 150 MVA- Caldas Novas – GO.

#### 51 - Goiás Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 20%; 3 - J. Malucelli Energia: 31%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das linhas de transmissão Rio Verde Norte – Trindade; Trindade- Xavantes; Trindade- Região Centro Oeste.

#### 52 - Madeira Energia S.A

Parceiros: 1 - Furnas: 39%; 2 - Odebrecht Energia: 18,6%; 3 - Andrade Gutierrez Participações S.A.: 12,4%; 4- CEMIG: 10%; 5- FIP: 20%.

Objeto: Construção e operação da UHE Santo Antônio- Porto Velho- RO.

#### 53 - MGE Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 20%; 3 - J. Malucelli Energia: 31%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Mesquita – Viana 2- Viana 2- Viana e da SE Viana 2.

#### 54 – Triângulo Mineiro

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção da LT Marimbondo II – Assis.

#### 55 – Paranaíba

Parceiros: 1 – Furnas: 24,50%; 2 – COPEL: 24,50%; 3 – State Grid: 51%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Barreiras II – Rio das Éguas – Luziânia – Pirapora.

#### 56 – Central Eólica Famosa I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Eólico Famosa I, com 22,5 MW de potência instalada, localizado no município de Tibau, Rio Grande do Norte.

#### 57 – Central Eólica Pau Brasil

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Pau Brasil, com 15 MW de potência instalada, localizado no município de Icapuí, Ceará.

58 – Central Eólica Rosada

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Rosada, com 30 MW de potência instalada, localizado no município de Tibau, Rio Grande do Norte.

59 – Central Eólica São Paulo

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Rosada, com 17,5 MW de potência instalada, localizado no município de Icapuí, Ceará.

60 – Vale do São Bartolomeu

Parceiros: 1 – Furnas: 39%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%; 3 – CELG DT: 10%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Luziânia – Brasília Leste; Samambaia – Brasília Sul – Brasília Geral.

61 – Punaú I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

Objeto: 7 Parques Eólicos no estado do Rio Grande do Norte, totalizando 132 MW.

62 – Carnaúba I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

63 – Carnaúba II

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

64 – Carnaúba III

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

65 – Carnaúba V

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

66 – Cervantes I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

67 – Cervantes II

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

68 – Bom Jesus

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

69 – Cachoeira

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

70 – Pitimbu

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

71 – São Caetano I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.



72 – São Caetano

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

73 – São Galvão

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

74 – Companhia Energética Sinop S.A.

Parceiros: 1 – Eletronorte: 24,5%; 2 – Chesf: 24,5% e 3 – Abengoa: 51%.

Objeto: Construção, implantação, operação, manutenção e exploração comercial da UHE SINOP – início das operações previsto para 2018.

75 – Rouar S.A.

Parceiros: 1 – Eletrobras: 50%; 2 – UTE: 50%

Objeto: 1 Parque Eólico em Colônia – Uruguai

76 – Belo Monte Transmissora de Energia S.A.

Parceiros: 1 – State Grid Brazil Holding (SGBH): 51%; 2 – Furnas: 24,5%; 3 – Eletronorte: 24,5%.

Objeto: Construção e operação da LT (2.902 km\*) da UHE Belo Monte em 800 Kv\* – Estações Conversoras de Xingu - PA e Estreito – MG.

Ano de vencimento: 2048

77 – Três Irmãos

Parceiros: 1 – Furnas: 49,9%; 2 – Fundo de Investimento em Participações Constantinopla: 50,1%.

Objeto: UHE Três Irmãos - com 807,5 MW de capacidade instalada e 217,5 MW médios de garantia física, tem sua geração de energia elétrica destinada às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783. – em operação.

78 – São Manoel

Parceiros: 1 – Furnas: 33,33%; 2 – CWEI (Brasil) Participações: 33,34% e 3 – EDP do Brasil – 33,33%.

Objeto: UHE São Manoel ficará localizada no rio Teles Pires, entre os estados do Pará e de Mato Grosso, e terá potência instalada de 700 MW– em fase pré-operacional.

79 – Complexo Itaguaçu da Bahia (Itaguaçu da Bahia, Ventos de Santa Luiza, Ventos de Santa Madalena, Ventos de Santa Marcella, Ventos de Santa Vera, Ventos de Santo Antônio, Ventos de São Bento, Ventos de São Cirilo, Ventos de São José e Ventos de São Rafael)

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – Salus Fundo de Investimento: 49% e 3 – Casa dos Ventos Energia Renovável: 2%.

80 – Complexo Santo Sé II (Baraúnas I, Morro Branco I e Mussambê)

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Brennand Energia S.A.: 50,9% e 3 – Brennand Energia Eólica: 0,1%.

Objeto: Com 29,7 MW de potência instalada cada e com início de operação previsto para setembro/2015 e prazo de duração de 35 anos.

Em fase pré-operacional.

81 – Complexo Sento Sé III (Baraúnas II e Banda de Couro)

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Brennand Energia S.A.: 50,9% e 3 – Brennand Energia Eólica: 0,1%.

Objeto: Com 29,7 MW e 21,6MW, respectivamente, de potência instalada e com início de operação previsto para maio/2018 e prazo de duração de 20 anos.

Em fase pré-operacional.

82 – Complexo Chapada do Piauí I (Ventos de Santa Joana IX, X, XI, XII, XIII, XV e XVI)

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Contour Global do Brasil Holding.: 36%; 3 – Salus – Fundo de Investimento em Participações: 14% e Ventos de Santa Joana Energias – 1%

Objeto: Com 30 MW de potência instalada cada e com início de operação previsto para setembro/2015 e prazo de duração de 20 anos.

Em fase pré-operacional.

83 – Complexo Chapada do Piauí II (Ventos de Santa Joana I, III, IV, V, VII e Ventos de Santo Augusto IV)

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Contour Global do Brasil Holding.: 36%; 3 – Salus – Fundo de Investimento em Participações: 14% e Ventos de Santa Joana Energias – 1%

Objeto: Com 30 MW de potência instalada cada e com início de operação previsto para janeiro/2016 e prazo de duração de 20 anos.

Em fase pré-operacional.

84 – Complexo Serra das Vacas (Serra das Vacas I - IV)

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Pec Energia: 51%

Objeto: Com 30 MW de potência instalada cada e com início de operação previsto para janeiro/2016 e prazo de duração de 20 anos.

Em fase pré-operacional.

85 – Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Sequoia Capital: 51%

Objeto: Implantação da UEE Tamanduá Mirim 2, de 24MW de potência, com início das operações previsto para maio/2018 e prazo de duração de 20 anos.

Em fase pré-operacional.

86 – Transenergia Goiás.

Parceiros: 1 – Furnas: 89,91%; 2 – J.Malucelli: 10,09%

Objeto: LT 230kV Serra da Mesa – Niquelândia – Barro Alto.

Em operação.

87 – Transenergia São Paulo.

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – J.Malucelli: 51%

Objeto: 2 LT 500kv no seccionamento da LT Campinas – Ibiúna e a SE Itatiba 500/138kv.

Em operação.

#### 88 – Lago Azul Transmissora

Parceiros: 1 – Furnas: 49,9%; 2 – Celg Geração e Transmissão: 50,1%

Objeto: LT 230kv Barro Alto – Itapaci, C2.

Em operação.

#### 89 – Mata de Sta. Genebra Transmissora

Parceiros: 1 – Furnas: 49,9%; 2 – Copel Geração e Transmissão: 50,1%

Objeto: LT 500kv Itatiba – Bateias; LT 500kv Araraquara 2 – Itatiba e LT 500kv Araraquara 2 – Fernão Dias.

Em operação.

#### 90 - Energia Olímpica

Parceiros: 1 – Furnas: 49,9%; 2 – Light S.A.: 50,1%

Objeto: Subestação Vila Olímpica e de duas linhas subterrâneas de 138 kV.

Pré-operacional.

(\*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

#### 15.6 – Ações em garantia

Considerando que a Companhia possui diversas ações no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (Vide Nota 30), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 7,25% (6,58% em 31 de dezembro 2013) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo:

CONTROLADORA			
31/12/2014			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	927.814	95,70%	887.918
EMAE	265.552	100,00%	265.552
CESP	168.789	98,32%	165.953
AES TIETE	547.862	100,00%	547.862
COELCE	200.868	51,36%	103.166
CGEEP	27.199	100,00%	27.199
CEMAT	376.031	92,68%	348.506
CELPA	26.782	100,00%	26.782
CELPE	15.407	100,00%	15.407
CEEE - GT	449.336	100,00%	449.336
CEEE - D	7.476	100,00%	7.476
CELESC	61.897	96,26%	59.582
ENERGISA	85.353	90,29%	77.065
CEMAR	554.817	97,71%	542.112
SUBTOTAL	3.715.183		3.523.915
Outros Investimentos	44.884.204		-
TOTAL	48.599.387	7,25%	3.523.915

## NOTA 16 – IMOBILIZADO

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

Os bens que compõe o ativo imobilizado da Companhia, associados e identificados como ativos da concessão de serviço público, não podem ser vendidos nem dados em 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					
31/12/2014					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	<i>Impairment</i>	Valor líquido
Em serviço					
Geração	44.736.190	(19.548.411)	(455.808)	(3.087.676)	21.644.295
Administração	2.396.287	(1.302.019)	(26.927)	-	1.067.341
	47.132.477	(20.850.430)	(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
	55.589.073	(20.850.430)	(482.735)	(3.087.676)	31.168.232
CONSOLIDADO					
31/12/2013					
Reapresentado					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	<i>Impairment</i>	Valor líquido
Em serviço					
Geração	43.160.587	(18.396.555)	(488.501)	(2.699.425)	21.576.106
Administração	2.112.331	(1.179.851)	-	-	932.480
	45.272.917	(19.576.405)	(488.501)	(2.699.425)	22.508.586
Em curso					
Geração	7.059.539	-	-	-	7.059.539
Administração	679.380	-	-	-	679.380
	7.738.919	-	-	-	7.738.919
	53.011.837	(19.576.405)	(488.501)	(2.699.425)	30.247.505

CONSOLIDADO					
01/01/2013					
Reapresentado					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	38.863.207	(17.156.637)	(492.702)	(1.803.142)	19.410.726
Administração	2.139.463	(1.130.055)	-	-	1.009.408
	<u>41.002.670</u>	<u>(18.286.691)</u>	<u>(492.702)</u>	<u>(1.803.142)</u>	<u>20.420.134</u>
Em curso					
Geração	8.808.361	-	-	-	8.808.361
Administração	486.352	-	-	-	486.352
	<u>9.294.713</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.294.713</u>
	<u>50.297.383</u>	<u>(18.286.691)</u>	<u>(492.702)</u>	<u>(1.803.142)</u>	<u>29.714.848</u>

## Movimentação do Imobilizado

CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2013 Reapresentado	Adições	Transferência curso/serviço	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
Arrendamento Mercantil	1.327.763	-	-	(57.640)	-	1.270.123
Depreciação acumulada	(18.396.555)	(1.190.061)	(5.887)	44.092	-	(19.548.411)
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>28.663.857</u>	<u>675.081</u>	<u>(231.982)</u>	<u>280.225</u>	<u>-</u>	<u>29.387.181</u>
Administração						
Em serviço	2.112.331	111.902	87.572	(31.768)	116.251	2.396.287
Depreciação acumulada	(1.179.851)	(148.973)	(20.889)	47.693	-	(1.302.019)
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>731.272</u>	<u>(243.831)</u>	<u>286.476</u>	<u>146.810</u>	<u>31.168.232</u>

\* Aquisição de controlada (Vide Nota 42)

CONSOLIDADO							
	Saldo em 01/01/2013 Reapresentado	Adições	Transferência curso/serviço	Baixas	Impairment	Depreciação	Saldo em 31/12/2013 Reapresentado
Geração / Comercialização							
Em serviço	37.524.420	224.330	4.121.201	(37.127)	-	-	41.832.824
Depreciação acumulada	(17.156.637)	-	-	-	-	(1.239.918)	(18.396.555)
Em curso	8.808.361	2.490.820	(4.158.791)	(80.851)	-	-	7.059.539
Arrendamento Mercantil	1.338.787	-	-	-	-	(11.024)	1.327.763
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(1.803.142)	-	-	-	(896.283)	-	(2.699.425)
	<u>28.711.789</u>	<u>2.715.150</u>	<u>(37.590)</u>	<u>(117.978)</u>	<u>(896.283)</u>	<u>(1.239.918)</u>	<u>29.124.146</u>
Administração							
Em serviço	2.139.463	18.580	76.702	(122.415)	-	-	2.112.331
Depreciação acumulada	(1.130.055)	-	-	-	-	(49.796)	(1.179.851)
Em curso	486.352	302.497	(102.026)	(7.443)	-	-	679.380
	<u>1.495.761</u>	<u>321.077</u>	<u>(25.324)</u>	<u>(129.858)</u>	<u>-</u>	<u>(49.796)</u>	<u>1.611.860</u>
(-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão							
Uso do Bem Público - UBP	-	-	-	-	-	-	-
Reintegração Acumulada	19.697	-	-	-	-	-	19.697
Contribuições do Consumidor	-	-	-	-	-	-	-
Participação da União Federal	(177.802)	-	-	2.835	-	-	(174.967)
Doações e Subvenções p/ investimentos	-	-	-	-	-	-	-
Participação da União, estados e Municípios	(19.389)	-	-	-	-	-	(19.389)
Reservas para Amortização	(81.998)	-	-	-	-	-	(81.998)
Outros	(233.210)	(2.997)	-	-	-	4.363	(231.844)
	<u>(492.702)</u>	<u>(2.997)</u>	<u>-</u>	<u>2.835</u>	<u>-</u>	<u>4.363</u>	<u>(488.501)</u>
TOTAL	<u>29.714.848</u>	<u>3.033.230</u>	<u>(62.914)</u>	<u>(245.001)</u>	<u>(896.283)</u>	<u>(1.285.351)</u>	<u>30.247.505</u>

## Taxa média de depreciação e depreciação acumulada:

Geração	CONSOLIDADO					
	31/12/2014		31/12/2013 Reapresentado		01/01/2013 Reapresentado	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,58%	13.412.515	2,46%	12.445.776	2,51%	11.923.482
Nuclear	3,33%	3.701.375	3,33%	3.356.493	0,08%	3.080.265
Térmica	3,69%	2.350.124	2,43%	2.493.879	3,08%	2.076.971
Eólica	6,88%	62.051	4,00%	42.990	4,00%	21.749
Comercialização	3,15%	22.346	3,15%	57.417	2,29%	54.170
		19.548.411		18.396.555		17.156.637
Administração	7,78%	1.302.019	7,28%	1.179.851	6,76%	1.130.055
		1.302.019		1.179.851		1.130.055
Total		20.850.430		19.576.406		18.286.692

## NOTA 17 – ATIVO FINANCEIRO – CONCESSÕES E ITAIPU

	CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida	8.769.660	8.245.051
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (*)	8.253.130	6.476.898
	17.022.790	14.721.949
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	7.495.755	5.247.686
Valores a receber Parcela A e outros itens financeiros III	740.257	-
	8.236.012	5.247.686
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (*)	1.811.630	1.483.539
	1.811.630	1.483.539
	27.070.432	21.453.174
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	5.336.351	3.418.865
	5.336.351	3.418.865
Total do ativo financeiro	32.406.783	24.872.039
Ativo Financeiro – Circulante	3.437.521	1.168.002
Ativo Financeiro – Não Circulante	28.969.262	23.704.037
Total do ativo financeiro	32.406.783	24.872.039

(\*) 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.

## I – Ativo Financeiro de Itaipu

	CONTROLADORA	
	31/12/2014	31/12/2013
Contas a Receber	1.997.498	2.369.637
Direito de Ressarcimento	1.184.475	984.210
Fornecedores de Energia - Itaipu	(2.648.864)	(1.457.677)
Obrigações de ressarcimento	1.854.513	(1.136.737)
<b>Total ativo circulante</b>	<b>2.387.622</b>	<b>759.433</b>
Contas a Receber	1.007.361	790.448
Direito de Ressarcimento	5.468.642	4.977.321
Obrigações de ressarcimento	(3.527.274)	(3.108.337)
<b>Total ativo não circulante</b>	<b>2.948.729</b>	<b>2.659.432</b>
<b>Total ativo</b>	<b>5.336.351</b>	<b>3.418.865</b>

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

### a - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional

#### a.1 – 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 2014, encontra-se incluído o montante equivalente a US\$ 359.057, o qual será recebido pela Companhia através de cobranças as distribuidoras, homologado pela portaria MME/MF 398/2013.

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentada no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 5.468.642 em 31 de dezembro de 2014, equivalentes a US\$ 2.058.822 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 4.977.321, equivalentes a US\$ 2,125,244), dos quais R\$ 3.527.274 equivalente a US\$ 1.327.940, 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.

#### a.2 - 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 2014 o equivalente a 132.506 GWh\* (134.839 GWh\* em 2013), sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22.60/kW\* e a tarifa de repasse (venda), US\$ 26.05/kW\* (US\$ 26,08/kW\* em 2013).

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 2014, a atividade foi deficitária em R\$ 3.242.451 (R\$ 85.649 deficitária em 31 de dezembro de 2013), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

(\*) Informações não auditadas pelos auditores independentes



---

#### b – Revisões Tarifárias Periódicas

As distribuidoras controladas pela Eletrobras passaram no exercício de 2013 pelo processo do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária-3RTP (3º Ciclo).

O processo de revisão tarifária tem como objetivo a reposição tarifária e a remuneração sobre os investimentos prudentes. Para o cálculo do reposicionamento tarifário, a ANEEL define: os custos operacionais eficientes, a partir da atualização dos custos operacionais definidos no último ciclo, os investimentos prudentes, que compõem a Base de Remuneração Regulatória, o nível de perdas regulatórias a serem repassadas aos consumidores e os custos não gerenciáveis.

Como resultado dessa revisão a ANEEL declarou o valor total da Base de Remuneração Regulatória – BRR para fins do 3º Ciclo de Revisão Tarifária para as distribuidoras da Companhia: Amazonas Energia - R\$ 1.461.655, Ceron - R\$ 374.753, Cepisa - R\$ 317.736, Eletroacre - R\$ 218.033, Ceal - R\$ 443.837 e Boa Vista - R\$ 142.272.

No exercício de 2014, a ANEEL homologou o Reajuste Tarifário das distribuidoras, fixando também as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD).

#### II - Ativo Financeiro – Concessão de serviço público de energia elétrica

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 27.070.432 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 21.453.174) 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).

#### III - 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.

	<u>CONSOLIDADO</u> <u>31/12/2014</u>
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>	
a. Parcela A - CVA	415.751
b. Outros itens financeiros	<u>191.233</u>
	<u>606.984</u>
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>	
a. Parcela A - CVA	111.736
b. Outros itens financeiros	<u>124.073</u>
	<u>235.809</u>
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>	
a. Parcela A - CVA	44.310
b. Outros itens financeiros	<u>52.553</u>
	<u>96.863</u>
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>	
a. Parcela A - CVA	<u>5.673</u>
	<u>5.673</u>
Total dos valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	<u>740.257</u>

a) 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 dezembro de 2014, e os montantes registrados no não circulante representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário (dezembro de 2015).

b) 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.

## NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO				
	SALDO EM 31/12/2013	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	AQUISIÇÃO DE CONTROLADA* SALDO EM 31/12/2014
Vinculados à Concessão - Geração	172.777	(52.569)	14.884	365.193	500.285
Em serviço	69.386	(72.144)	16.652	410.632	424.526
Ativo Intangível	503.573	-	(5.193)	404.340	902.720
Amortização acumulada	(405.854)	(72.144)	-	43.399	(434.599)
Obrigações especiais	(28.333)	-	-	13.300	(15.033)
Impairment	-	-	21.845	(50.407)	(28.562)
Em curso	103.391	19.575	(1.768)	(45.439)	75.759
Ativo Intangível	118.086	19.575	(1.768)	(39.632)	96.261
Obrigações especiais	(14.695)	-	-	-	(14.695)
Impairment	-	-	-	(5.807)	(5.807)
Vinculados à Concessão - Distribuição	220.077	(213.998)	65.730	182.822	357.791
Em serviço	90.884	(237.636)	(8.594)	274.666	210.979
Ativo Intangível	1.478.117	1.729	(54.245)	214.153	1.764.919
Amortização acumulada	(1.061.958)	(252.262)	7.260	(162.378)	(1.469.338)
Obrigações especiais	(280.405)	-	22.922	207.397	(83.592)
Contrato de concessão oneroso	-	-	-	-	-
Impairment	(44.870)	12.897	15.469	15.494	(1.010)
Em curso	129.193	23.638	74.324	(91.844)	146.812
Ativo Intangível	154.296	20.218	1.790	(22.649)	165.156
Obrigações especiais	(22.693)	-	(156)	3.495	(19.354)
Impairment	(2.410)	3.420	72.690	(72.690)	1.010
Vinculados à Concessão - Transmissão	7.359	(3.825)	-	1.024	4.558
Em serviço	2.252	(32)	-	1.013	3.233
Ativo Intangível	2.552	-	-	1.013	3.565
Amortização acumulada	(300)	(32)	-	-	(332)
Em curso	5.107	(3.793)	-	11	1.325
Ativo Intangível	5.107	(3.793)	-	11	1.325
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	388.369	116.461	(1.871)	(222)	502.737
Administração					
Em serviço	637.973	149	-	127.435	765.557
Amortização acumulada	(342.318)	(58.970)	(2.005)	(17.043)	(420.336)
Impairment	-	2.733	-	(45.328)	(42.595)
Em curso	126.550	75.375	153	(60.595)	141.483
Outros (1)	(33.836)	97.174	(19)	(4.691)	58.628
Total	788.582	(153.931)	78.743	548.817	1.365.371

\* Aquisição de controlada (Vide Nota 42)

(1) A Companhia reconheceu um montante de R\$ 97.174 referente ao ágio decorrente de combinação de negócios (vide nota 42).

	CONSOLIDADO					
	SALDO EM 31/12/2012	ADIÇÕES	BAIXAS	IMPAIRMENT	AMORTIZAÇÕES	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO
Vinculados à Concessão - Geração	669.007	29.256	(749)	-	(147.061)	(377.676)
Em serviço	567.706	11.457	(749)	-	(147.061)	(361.967)
Ativo Intangível	841.268	11.457	(749)	-	-	(361.771)
Amortização acumulada	(217.156)	-	-	-	(147.061)	-
Obrigações especiais	(56.406)	-	-	-	-	(196)
Impairment	-	-	-	-	-	-
Em curso	101.301	17.799	-	-	-	(15.709)
Ativo Intangível	116.053	17.904	-	-	-	(15.871)
Obrigações especiais	(14.752)	(105)	-	-	-	162
Vinculados à Concessão - Distribuição	190.555	42.576	(61.051)	256.210	(33.138)	(175.075)
Em serviço	134.022	(92)	(61.051)	174.694	(34.131)	(122.558)
Ativo Intangível	1.761.894	61	(162.901)	-	-	(131.329)
Amortização acumulada	(1.033.561)	-	-	-	(34.131)	-
Obrigações especiais	(387.669)	(153)	101.850	-	-	5.567
Contrato de concessão oneroso	-	-	-	-	-	-
Impairment	(206.642)	-	-	174.694	-	3.204
Em curso	56.533	42.668	-	81.516	993	(52.517)
Ativo Intangível	165.912	44.460	-	-	-	(56.076)
Obrigações especiais	(25.453)	(1.792)	-	-	993	3.559
Impairment	(83.926)	-	-	81.516	-	-
Vinculados à Concessão - Transmissão	-	8.113	(454)	-	(300)	-
Em serviço	-	-	(454)	-	(300)	3.006
Ativo Intangível	-	-	(454)	-	-	3.006
Amortização acumulada	-	-	-	-	(300)	-
Em curso	-	8.113	-	-	-	(3.006)
Ativo Intangível	-	8.113	-	-	-	(3.006)
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	345.001	77.264	(316)	-	(34.690)	1.108
Administração	-	-	-	-	-	-
Em serviço	597.655	21.530	(322)	-	-	19.110
Amortização acumulada	(287.628)	-	-	-	(34.690)	-
Em curso	68.818	55.734	-	-	-	(18.002)
Outros	(33.844)	-	6	-	-	-
Total	1.204.563	157.209	(62.570)	256.210	(215.189)	(551.643)

Ativo intangível é substancialmente amortizado durante o prazo de concessão.

## NOTA 19 – 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.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término 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 considerados 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 6,69% para geração, 6,57% para transmissão e 6,14% para distribuição (6,80% para geração, 6,45% para transmissão e 6,61% distribuição em 2013) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;

c) Para a Usina Angra 3 devido suas características especiais de financiamento a taxa de desconto utilizada foi de 4,51% (5,60% em 2013);

d) A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos.

A análise determinou a necessidade de constituição de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2014:

a) Eletrosul – Em 2014, a Companhia reverteu R\$ 38.127 da provisão para *impairment* no segmento de geração, e R\$ 19.483 no segmento de transmissão, resultando em um saldo de R\$ 490.898 (R\$ 548.508 em 2013).

b) Amazonas Energia (segmento de distribuição) – a Companhia reverteu uma provisão para *impairment* de BRR no valor de R\$ 374.581 no exercício (constituição de R\$ 332.871 em 2013).

c) Furnas – Em 2014, a Companhia reconheceu *impairment* sobre a UHE Batalha no montante de R\$ 26.288, devido ao aumento da taxa de desconto do fluxo de caixa, e reverteu R\$ 73.513 da provisão para *impairment* da UHE Simplício devido à perspectiva de redução de custos com pessoal, material, serviço e outros, além da significativa redução da Compra de Energia prevista para os anos seguintes. Desta forma, a Companhia possui um saldo de provisão para *impairment* no montante de R\$ 1.013.107 (R\$ 1.060.332 em 2013).

d) Eletronorte – Foi reconhecida em 2014 uma provisão para *impairment* de R\$ 150.554 referente aos ativos de Transmissão; uma reversão da provisão para *impairment* de R\$ 79.944 referente aos ativos da geração.

e) Eletronuclear – Foi reconhecido um *impairment* referente a Usina Angra 3 no valor de R\$ 557.834 no exercício de 2014 (R\$ 532.509 em 2013) devido substancialmente ao atraso no cronograma das obras; pelas características especiais de financiamento a taxa de desconto para Angra 3 foi de 4,51% a.a..

f) CGTEE – Foi revertido da provisão para *impairment* o valor de R\$ 87.295 no exercício referente ao ativo imobilizado da UTE Candiota II (Fase B) a uma taxa de desconto de 6,69% a.a., resultando num saldo de R\$ 35.412 (R\$ 122.707 em 2013).

g) Chesf – No exercício, a Companhia realizou teste de *impairment*, para suas unidades geradoras de caixa. A partir deste teste a Companhia reconheceu uma provisão para perda relativa ao valor não recuperável dos ativos de transmissão, no valor de R\$ 323.316 (R\$ 638.206 em 2013), e reconheceu uma provisão para perda relativa ao valor não recuperável dos ativos de geração no valor de R\$ 119.881.

h) Eletroacre – O último cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR resultou numa reversão da provisão para *impairment* de ativo financeiro no montante de R\$ 4.873.

i) Cepisa – A controlada reconheceu em seu resultado uma constituição de provisão para *impairment* de ativo financeiro no valor de R\$ 10.567.

j) Ceal – A controlada reconheceu em seu resultado uma constituição de provisão para *impairment* de ativo financeiro no valor de R\$ 13.960.

k) Ceron – A controlada reverteu da provisão para *impairment* de ativo financeiro o valor de R\$ 3.742.

l) Boa Vista – A controlada reverteu da provisão para *impairment* de ativo financeiro o valor de R\$ 1.980.

As perdas por *impairment* no resultado por segmento são como seguem:

	31/12/2014				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	-	400.300	-	-	400.300
Intangível	-	(16.038)	-	(88.159)	(104.197)
Ativo Financeiro	-	83.675	454.387	(320.345)	217.717
Contrato Oneroso	-	-	-	(295.259)	(295.259)
Crédito Tributário	-	(83.149)	-	-	(83.149)
Investimentos	13.935	-	-	-	13.935
Total	13.935	384.788	454.387	(703.763)	149.347

	31/12/2013			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	896.284	-	-	896.284
Intangível	-	-	(256.210)	(256.210)
Ativo Financeiro	(201.282)	775.490	1.324.252	1.898.460
Contrato Oneroso	-	-	15.867	15.867
Crédito Tributário	-	-	(92.528)	(92.528)
Total	695.002	775.490	991.381	2.461.873

## NOTA 20 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>CIRCULANTE</b>				
Bens, Materiais e Serviços	37.229	37.155	5.027.213	6.572.112
Energia Comprada para Revenda	511.360	305.623	1.958.150	960.503
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	503.771	207.963
	548.589	342.778	7.489.134	7.740.578
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	128.541	185.235
Energia Comprada para Revenda	-	-	9.918.826	606.058
	-	-	10.047.367	791.293
	548.589	342.778	17.536.501	8.531.871

Em 2014, o aumento do saldo de fornecedores refere-se, principalmente, a três Instrumentos Particular 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 será em 20/02/2015 e a última parcela em 30/01/2025.

Em setembro de 2014, a controlada Eletronorte realizou uma operação de compra e venda de energia no mercado de curto prazo para aquisição de 200 MW médios até dezembro de 2014. Foram registradas no exercício despesas no valor de R\$ 486.062, referente ao valor principal do contrato firmado junto a BTG Pactual Comercializadora de Energia Ltda., para pagamento a partir do exercício de 2016.

#### 20.1. Leilão de compra e venda de energia na modalidade "swap" (permuta)

Em setembro de 2014, a controlada promoveu uma oferta pública de compra e venda de energia elétrica na modalidade de "swap" (permuta) com o objetivo de cobrir as necessidades de compra/venda/uso da Eletronorte (own use). O vencedor do Leilão foi a BTG Pactual Comercializadora de Energia Ltda., única proponente do certame. Nessa operação a controlada passou a comprar energia elétrica num preço máximo pré-estabelecido antes do início do leilão e se comprometeu a vender energia também num preço pré-estabelecido, conforme resumo a seguir:

- Fornecimento de energia pela COMERCIALIZADORA

Período de fornecimento: de 1º de agosto de 2014 a 31 de dezembro de 2014.

Energia Contratada: 200 MW médios (duzentos megawatts médios).

Preço Máximo: 720,00 R\$/ MWh (setecentos e vinte reais por MWh)

- Fornecimento de Energia pela ELETRONORTE

Período de fornecimento: de 10 de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2018.

Energia Contratada: 141 ME (cento e quarenta e um megawatts médios).

Preço: R\$ 162,60/MWh (cento e sessenta e dois reais e sessenta centavos por MWh).

Para essa operação não haverá desembolso nem qualquer transferência de recursos financeiros, ou seja, haverá somente a troca de energia aos valores contratados conforme definido em leilão, com exceção dos pagamentos de tributos. A energia contratada será faturada mensalmente por meio de documentos de cobrança, emitidos nos termos da legislação vigente.

As energias físicas objeto de "swap" (permuta) do referido contrato de compra e venda de energia, são equivalentes aos seguintes valores monetários e que deverão ser registrados contabilmente:



COMPRA DE ENERGIA PELA ELETRONORTE			
Período	MWh	R\$/MWh	Valor
Agosto a Dezembro/2014	734.200	662,03	486.062
Encargos Financeiros			116.999
<b>Total</b>			<b>603.061</b>

VENDA DE ENERGIA PELA ELETRONORTE			
Período	MWh	R\$/MWh	Valor
Janeiro a Dezembro/2016	1.238.544	162,60	201.387
Janeiro a Dezembro/2017	1.235.160	162,60	200.837
Agosto a Dezembro/2018	1.235.160	162,60	200.837
<b>Total</b>			<b>603.061</b>

A operação se assemelha a um financiamento para a Companhia, sendo que a energia elétrica objeto de compra é financiada e o pagamento é efetuado por meio da entrega futura de energia elétrica. Considerando os valores monetários resultantes dos volumes físicos de energia elétrica comprados e vendidos em bases comutativas, a diferença entre esses valores, de R\$ 116,9 milhões, conforme demonstrado na tabela acima, refere-se a encargo financeiro que deverá ser apropriada pro-rata-temporis ao longo do prazo do financiamento (iniciando em agosto de 2014 e terminando em dezembro de 2018). Esse encargo financeiro como é explícito e negociado entre as partes está compatível com taxa de mercado.

As operações de compra e de venda são registradas de forma separada (mas não de forma independente) quando da efetiva compra (afetando o passivo e a despesa ao longo de 2014) e quando da efetiva venda (afetando contas a receber e a receita ao longo de 2016 a 2018).

O valor negociado da compra de energia já reflete o valor presente, pois é efetuado com base nas tarifas correntes e assim sendo, sobre o passivo serão incorporados os encargos financeiros ao longo do tempo, e na medida em que o faturamento for auferido com a venda da energia elétrica, haverá a compensação entre "contas a pagar" e "contas a receber" a título de amortização.

Os preços de compra e de venda acordados contratualmente entre a controlada e a BTG Comercializadora são considerados os valores justos das respectivas transações, pois ocorreram entre partes independentes e em condições "não forçadas" (Leilão promovido por meio de um processo licitatório).

O leilão contou com seis proponentes interessados: Brasil Comercializadora de Energias, BTG Pactual, Cemig, Delta Energia, COPEN Energia e Cesp. Após a avaliação dos documentos de inscrição conforme previsto no edital, três proponentes foram habilitados: BTG Pactual, Cemig e Cesp. O leilão foi promovido no dia 03 de setembro de 2014 e apenas o proponente BTG Pactual apresentou proposta.



**NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>CIRCULANTE</b>				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	52.813	48.910
Adiantamentos de clientes - PROINFA	448.759	462.672	448.759	462.672
	448.759	462.672	501.572	511.582
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	718.451	776.252
	-	-	718.451	776.252
<b>TOTAL</b>	<b>448.759</b>	<b>462.672</b>	<b>1.220.023</b>	<b>1.287.834</b>

**I – 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 43).

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	SALDO	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
<b>31/12/2014</b>	1.200.000	(408.237)	(20.499)	771.264	52.813	718.451
<b>31/12/2013</b>	1.200.000	(356.707)	(18.131)	825.162	48.910	776.252

## II - 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.

### **NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS**

#### I) 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 2014, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 7.421.796 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 8.401.683), 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.

#### Composição dos empréstimos e financiamentos:

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	-	191.172
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	212.809
		12.065	958.362	2.284.166		12.538	983.849	2.619.547
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
Outros								
CAJUBI - Fundação Prev ITAIPU PY		-	-	-		-	-	-
MORGAN		-	-	-		-	-	8.840
LLOYDS		-	-	-		-	-	1.263
		-	-	-		-	-	10.103
		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
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		42.933	319.862	1.869.943
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
		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

31/12/2013								
	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	4,40%	2.093	43.586	152.553	4,40%	2.222	43.586	395.070
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,51%	10.280	526.593	1.608.550	2,51%	10.280	526.593	1.608.550
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	3,86%	15	-	191.143	3,86%	15	-	191.143
Eximbank	2,15%	1.040	49.016	171.550	2,15%	1.040	49.016	171.550
BNP Paribas	1,53%	251	81.128	601.680	1,53%	251	81.128	601.680
Outras		583	2.371	101.817		652	3.553	106.813
		14.262	702.694	2.827.293		14.460	703.876	3.074.806
Bônus								
Vencimento 30/11/2015	7,75%	5.360	-	702.780	7,75%	5.360	-	702.780
Vencimento 30/07/2019	6,87%	78.740	-	2.342.600	6,87%	78.740	-	2.342.600
Vencimento 27/10/2021	5,75%	48.641	-	4.099.550	5,75%	48.641	-	4.099.550
		132.741	-	7.144.930		132.741	-	7.144.930
Outros								
Tesouro Nacional - ITAIPU		-	-	-		8	464	-
MORGAN		-	-	-		428	400	7.163
LLOYDS		-	-	-		-	22	1.115
		-	-	-		436	886	8.278
		147.003	702.694	9.972.223		147.637	704.762	10.228.014
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão		-	-	8.401.683		-	-	8.401.683
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		13.251	100.170	1.078.525
Banco do Brasil		-	-	-		19.797	24.883	1.904.708
Caixa Econômica Federal		-	-	-		42.655	205.298	2.185.315
BNDES		99.404	250.000	2.250.000		118.286	593.027	6.708.276
		99.404	250.000	10.651.683		193.989	923.378	20.278.507
		246.407	952.694	20.623.906		341.626	1.628.140	30.506.521

a) As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras, estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2014 é de 5,20% a.a. (5,91% a.a. em 2013), e possuem o seguinte perfil:

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	31/12/2014		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2013	
	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	8.251.920	32%	7.475.916	34%	8.260.761	21%	7.485.043	23%
USD com LIBOR	2.891.820	11%	2.933.253	13%	3.222.835	8%	3.175.899	10%
EURO	191.187	1%	191.146	1%	221.513	1%	191.146	1%
IENE	171.586	1%	221.606	1%	171.586	0%	221.606	1%
Outros	-	0%	-	0%	1.262	0%	6.719	0%
Subtotal	11.506.514	44%	10.821.921	50%	11.877.958	30%	11.080.413	34%
Moeda nacional								
CDI	4.511.407	17%	-	0%	9.598.423	24%	3.787.920	12%
IPCA	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%
TJLP	-	0%	-	0%	5.826.925	15%	4.977.824	15%
SELIC	2.580.309	10%	2.599.404	12%	2.829.818	7%	2.599.404	8%
Outros	-	0%	-	0%	1.793.468	5%	10.166	0%
Subtotal	7.091.716	27%	2.599.404	12%	20.048.634	51%	11.375.314	35%
Não Indexado	7.421.796	29%	8.401.683	38%	7.612.533	19%	10.020.560	31%
Total	26.020.026	100%	21.823.008	100%	39.539.125	100%	32.476.287	100%

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

	Equivalentes a R\$ mil						Total
	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020	
Controladora	2.390.062	2.877.804	1.952.796	3.987.107	1.223.462	10.829.281	23.260.512
Consolidado	3.194.679	4.080.343	4.206.734	5.015.289	2.142.395	15.968.154	34.607.594

c) Em 30 de setembro de 2013, foi assinado o contrato de empréstimo ponte nº 0418.626-06/2013 entre a Caixa Econômica Federal e a Eletronuclear, com garantia da Eletrobras, no valor de R\$ 1 bilhão, destinado a aquisição de materiais, equipamentos importados e serviços estrangeiros para a construção da usina Angra 3, tendo sido sacado todo o montante até 31 de dezembro de 2014 (R\$ 200.000 até 31 de dezembro de 2013).

d) No exercício findo em 31 de dezembro de 2014, a controlada Chesf captou um empréstimo no valor de R\$ 400.000 junto à Caixa Econômica Federal, visando constituição de capital de giro. Este contrato tem um prazo de 60 meses, com juros de 115% do CDI e amortização em 08 (oito) parcelas semestrais com carência de 12 (doze) meses para a primeira, a contar da concessão do empréstimo. Os encargos serão pagos trimestralmente. São motivos de vencimento antecipado da dívida e imediata execução do título, independentemente de notificação judicial ou extrajudicial, além dos casos previstos em lei: infringência de qualquer obrigação contratual; existência, a qualquer tempo, de débitos fiscais, trabalhistas ou previdenciários, vencidos e não pagos, em nome da Creditada, exceto aqueles que estejam sendo discutidos judicialmente; verificação a qualquer tempo de que as atividades da Creditada geram danos ao meio ambiente.

e) 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\$ 2.769.232 desembolsado pelo Banco do Brasil e R\$ 1.730.768 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 30/01/2015 (vide nota 47.6), 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.

## II – 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		
	31/12/2014	31/12/2013 (reapresentado)	01/01/2013 (reapresentado)
Menos de um ano	209.226	209.226	209.226
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902	836.902
Mais de cinco anos	1.133.305	1.342.531	1.551.757
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	(852.772)	(994.833)	(1.143.511)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	1.326.661	1.393.826	1.454.374
Menos de um ano	74.507	67.165	60.548
Mais de um ano e menos de cinco anos	388.860	350.546	316.006
Mais de cinco anos	863.294	976.115	1.077.820
Valor presente dos pagamentos	1.326.661	1.393.826	1.454.374

### III – 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 31/12/2014	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	1.502.298	15.023	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	786.789	7.868	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	224.797	2.248	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Garantia de Fiel Cumprimento de Contrato	SPE	15,00%	156.915	125.532	1.255	30/04/2019
Eletrobras	Rouar	Banco do Brasil	SPE	50,00%	99.585	-	-	23/03/2015
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	2.281.536	22.815	15/01/2034
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	SPE	100,00%	223.419	156.302	1.563	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	126.221	76.889	769	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	170.029	56.217	562	15/10/2018
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	258.100	2.581	15/01/2029
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	49.000	56.168	562	15/01/2029
Eletrosul	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	283.411	269.555	2.696	15/08/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	SPE	49,00%	182.417	160.546	1.605	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	SPE	49,00%	182.417	160.599	1.606	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	151.718	1.517	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	20.114	201	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BDRE	Corporativo	100,00%	50.000	20.073	201	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	40.496	405	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	35.507	355	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	199.792	1.998	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	41.898	33.891	339	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	9.413	8.943	89	15/08/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	12.000	7.352	74	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	12.539	125	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	251.379	2.514	15/11/2023
Eletrosul	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	289.368	2.894	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	289.368	2.894	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	204.302	2.043	31/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	49,00%	91.943	78.662	787	15/06/2030
Eletrosul	Chuí Holding	Emissão de Notas Promissórias	SPE	49,00%	49.000	50.427	504	23/03/2015
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea do Brasil	Emissão de Notas Promissórias	SPE	51,00%	229.500	243.836	2.438	13/01/2015
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	BNDES	SPE	80,00%	208.116	209.378	2.094	15/07/2028
Eletrosul	Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	BNDES	SPE	49,00%	17.846	17.344	173	01/11/2022
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	295.951	305.897	3.059	16/06/2031
Eletronorte	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	9.671	97	15/11/2024
Eletronorte	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	27.320	273	15/11/2024
Eletronorte	Ribeiro Gonç./Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	64.167	642	03/06/2031
Eletronorte	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	22.798	228	10/01/2029
Eletronorte	UHE Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	931.000	178.043	1.780	15/09/2016
Eletronorte	Subestação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	4.339	43	15/03/2028
Eletronorte	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	14.627	146	15/08/2028
Eletronorte	Ampliação da Subestação Lexuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	17.018	170	15/10/2028
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	258.100	2.581	15/01/2029
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	49.000	56.168	562	15/01/2029
Eletronorte	Linha Verde Transmissora	BASA	SPE	49,00%	90.650	93.534	935	10/11/2032
Eletronorte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	75.000	101.236	1.012	10/07/2030
Eletronorte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	45.000	48.404	484	15/06/2032
Eletronorte	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.000	112.942	1.129	31/12/2026
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	505.477	472.684	4.727	30/11/2028
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	239.677	2.397	30/07/2031
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	219.418	2.194	15/10/2030
Eletronorte	Rio Branco Transmissora	BNDES	SPE	100,00%	138.000	128.412	1.284	15/03/2027
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	39.819	398	01/02/2029
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	35.012	350	15/05/2026
Eletronorte	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	2.001.060	20.011	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.048.003	10.480	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	299.429	2.994	15/01/2042
Eletronorte	Rei dos Ventos 1 Eolo	Votorantin	SPE	24,50%	30.851	30.180	302	15/10/2029
Eletronorte	Brasventos Miassaba 3	Votorantin	SPE	24,50%	30.984	30.383	304	16/10/2029
Eletronorte	Rei dos Ventos 3	Votorantin	SPE	24,50%	32.533	31.806	318	17/10/2029
Eletronorte	Transnorte	Itau BBA	SPE	49,00%	88.200	96.138	961	29/05/2015
Eletronuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.146.256	2.629.551	26.296	15/06/2036
Eletronuclear	Angra III	CEF	Corporativo	100,00%	1.037.373	1.037.373	10.374	30/06/2015
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	2.281.536	22.815	15/01/2034
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	48.750	65.804	658	10/07/2030
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	29.250	31.462	315	15/06/2032
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.195	73.412	734	31/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	1.502.298	15.023	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	786.789	7.868	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	224.797	2.248	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	72.714	727	10/07/2032
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	426.096	4.261	15/02/2030
Chesf	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	101.593	1.016	18/03/2025
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,90%	29.764	29.283	293	01/03/2031
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,90%	58.346	45.897	459	01/10/2032
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	511.088	5.111	28/09/2018
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 2	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	404.586	4.046	27/02/2019

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento *	Saldo Devedor em 31/12/2014	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Chesf	IE Garanhuns s/a	BNDES	SPE	49,90%	175.146	177.871	1.779	15/12/2028
Furnas	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	181.118	1.811	15/12/2025
Furnas	UHE Simplício	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	768.640	7.686	15/07/2026
Furnas	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	15,00%	60.153	43.436	434	15/07/2026
Furnas	DIVERSOS	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	757.342	7.573	31/10/2018
Furnas	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	218.334	2.183	07/10/2018
Furnas	Projetos de Inovação	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	268.503	163.496	1.635	15/11/2023
Furnas	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	424.689	4.247	06/12/2023
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.594.159	1.776.992	17.770	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.574.659	1.839.674	18.397	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	246.440	2.464	15/12/2030
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	163.800	184.850	1.848	24/01/2023
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	273.000	287.433	2.874	01/03/2024
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	435.508	438.637	4.386	15/09/2027
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	217.754	221.980	2.220	15/09/2027
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	4.009	3.334	33	15/09/2027
Furnas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.982	9.890	99	15/04/2023
Furnas	Serra do Facão	BNDES	SPE	49,47%	257.263	236.863	2.369	15/06/2027
Furnas	Goiás Transmissão	Banco do Brasil	SPE	49,00%	49.000	49.385	494	01/12/2031
Furnas	Goiás Transmissão	BNDES	SPE	49,00%	48.020	46.202	462	15/01/2027
Furnas	Goiás Transmissão	Banco do Brasil	SPE	49,00%	15.288	15.998	160	06/03/2015
Furnas	MGE	BNDES	SPE	49,00%	58.359	53.385	534	01/01/2027
Furnas	Transenergia São Paulo	BNDES	SPE	49,00%	26.295	24.797	248	15/08/2026
Furnas	Transenergia Renovável	BNDES	SPE	49,00%	78.302	68.144	681	15/11/2026
Furnas	Rei dos Ventos 1 Eolo	BNDES	SPE	24,50%	30.851	30.180	302	15/11/2029
Furnas	Brasventos Miasaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	30.383	304	16/11/2029
Furnas	Rei dos Ventos 3	BNDES	SPE	24,50%	32.533	31.806	318	17/11/2029
Furnas	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	72.714	727	10/07/2032
Furnas	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	426.096	4.261	15/02/2030
Furnas	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	101.593	1.016	18/03/2025
Furnas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	289.368	2.894	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	294.000	289.368	2.894	31/05/2032
Furnas	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	204.302	2.043	31/05/2032
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	8.072	7.744	77	15/03/2028
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	3.257.366	3.257.366	32.574	31/12/2024
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	1.018.441	1.018.441	10.184	31/12/2024
Eletroacre	Eletroacre	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	189.655	189.655	1.897	31/12/2024
Boa Vista	Boa Vista	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	68.063	68.063	681	31/12/2024
Ceron	Ceron	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	49.642	49.642	496	31/12/2024
<b>Total</b>					<b>45.683.895</b>	<b>38.796.030</b>	<b>387.960</b>	

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 31/12/2013	272.795
Movimentação no período	115.165
Garantia devida em 31/12/2014	387.960

- 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.



- c) UHE Jirau - SPE Energia Sustentável do Brasil, formada pelas controladas Eletrosul, CHESF e GDF Suez Energy, com capacidade instalada de 3.750MW. Para o empreendimento foram contratados dois financiamentos junto ao BNDES, sendo um direto e outro indireto, via bancos repassadores, a serem pagos em 240 meses. A Companhia é interveniente garantidora da participação de cada uma das suas controladas – Eletrosul (20%) e CHESF (20%).
- 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 (24,5%) e Eletrosul (24,5%) tem como objetivo a implantação, operação e manutenção da LT Porto Velho/Araraquara, com extensão de 2.412 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 586 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.

## NOTA 23 – DEBÊNTURES

CONSOLIDADO							
Controlada	Emissora	Data de emissão	Principais características	Tx de juros	Vencimento	Saldo em 31/12/2014	Saldo em 31/12/2013
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	219.418	218.682
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	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	20/10/2015	25.516	-
Eletrosul	SPE Hermenegildo I	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	20/10/2015	80.732	-
Eletrosul	SPE Hermenegildo II	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	20/10/2015	80.732	-
Eletrosul	SPE Hermenegildo III	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	20/10/2015	68.179	-
						759.923	218.682

---

**NOTA 24 - EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO**

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

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

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

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 2014, a R\$ 519.674 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 366.840), dos quais R\$ 469.459 no não circulante (31 de dezembro de 2013 - R\$ 358.905).

#### I - Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia

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

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	
	31/12/2014	31/12/2013
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	50.215	7.935
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	469.459	358.905
TOTAL	519.674	366.840

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

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

---

**Conta Consumo de Combustíveis – CCC**

CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2014	31/12/2013
Ativo Circulante	521.964	1.275.334
Ativo Não Circulante	3.944	16.275
<b>Total</b>	<b>525.908</b>	<b>1.291.609</b>
Passivo Circulante	301.471	941.285
Passivo Não Circulante	474.770	455.455
<b>Total</b>	<b>776.241</b>	<b>1.396.740</b>

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

**NOTA 26 – TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - PASSIVO**
**a) Tributos a recolher**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Passivo circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF)	36.076	19.009	177.357	120.871
PASEP e COFINS	22.660	30.178	196.440	174.842
ICMS	-	-	286.142	117.685
PAES / REFIS	-	-	243.349	163.218
INSS/FGTS	-	-	120.135	113.483
Outros	-	-	144.745	149.327
<b>Total</b>	<b>58.736</b>	<b>49.187</b>	<b>1.168.168</b>	<b>839.426</b>

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Passivo não circulante:				
PASEP e COFINS	-	-	39.548	30.131
ICMS	-	-	13.572	14.575
PAES / REFIS	-	-	756.478	825.472
INSS/FGTS	-	-	22.809	18.656
Outros	-	-	5.144	4.116
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>837.551</b>	<b>892.950</b>

**b) Imposto de renda e contribuição social**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	-	-	13.938	11.457
Contribuição Social corrente	-	-	4.200	3.805
	-	-	18.138	15.262
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	291.878	342.236	569.380	533.713

**c) Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social**

	CONTROLADORA			
	31/12/2014		31/12/2013	
	Reapresentado		Reapresentado	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo antes do IRPJ e CSLL	(2.794.990)	(2.794.990)	(4.873.827)	(4.873.827)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	698.748	251.549	1.218.457	438.644
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	24.619	8.863	25.319	9.115
Equivalência patrimonial	(64.808)	(23.331)	(196.970)	(70.909)
Provisão JPC	-	-	216.981	78.113
Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado	(27.726)	(9.981)	(612.907)	(220.647)
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(713.520)	(256.866)	(1.451.467)	(522.527)
Doações	(48.777)	(17.560)	-	-
Demais adições e exclusões	(42.114)	(15.161)	(166.386)	(57.936)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(173.578)	(62.487)	(966.973)	(346.147)
Alíquota efetiva	6,21%	2,24%	19,84%	7,10%

	CONSOLIDADO			
	31/12/2014		31/12/2013	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo antes do IRPJ e CSLL	(1.261.984)	(1.261.984)	(4.824.982)	(4.824.982)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	315.496	113.579	1.206.246	434.248
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de dividendos	25.555	9.198	25.319	9.115
Equivalência patrimonial	(304.210)	(109.516)	44.442	15.999
Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado	(27.726)	(9.981)	(612.907)	(220.647)
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(2.006.687)	(799.097)	(1.451.467)	(522.528)
Impostos diferidos reconhecidos de exercícios anteriores	812.366	294.192	-	-
Incentivos Fiscais	111.197	2.075	-	-
Demais adições e exclusões	(94.020)	(32.940)	(227.812)	(66.686)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(1.168.029)	(532.489)	(1.016.179)	(350.499)
Alíquota efetiva	92,55%	42,19%	21,06%	7,26%

#### d) 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%.

#### e) 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.

#### f) 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.

## NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>		
Quota RGR	229.178	273.705
Quota CDE	8.827	1.661
Quota PROINFA	28.466	22.181
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	66.006	78.494
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	4.072	3.789
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	371.367	297.131
Programa de Eficiência Energética - PEE	167.446	32.900
Outros	54.935	5.001
	<u>930.297</u>	<u>714.862</u>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>		
Quota RGR	32.975	32.376
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	348.308	300.586
Programa de Eficiência Energética - PEE	48.844	43.020
Outros	179.594	-
	<u>609.721</u>	<u>375.982</u>
<b>TOTAL</b>	<u>1.540.018</u>	<u>1.090.844</u>

### a) 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:

I - as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

II - as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e



III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013.

b) Conta de Consumo de Combustível - CCC

Fundo setorial, criado na década de 70 e alterado pela Lei 12.111/2009, criado na década de 70, tem a finalidade de reembolsar parte do custo total de geração para atendimento ao serviço público de energia elétrica nos Sistemas Isolados, tendo sido mantida a cobertura para os empreendimentos sub-rogados.

Esse custo total de geração de energia elétrica para atender aos Sistemas Isolados abrange os custos relativos ao preço da energia e da potência associada contratada pelos agentes de distribuição, à geração própria desses agentes, inclusive aluguel de máquinas, e às importações de energia e potência associada, incluindo o custo da respectiva transmissão. Também estão compreendidos os encargos e impostos não recuperados, os investimentos realizados em geração própria, o preço da prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas, incluindo instalação, operação e manutenção de sistemas de geração descentralizada com redes associadas, e, ainda, a contratação de reserva de capacidade para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica.

Do custo apurado, a CCC reembolsará a diferença em relação ao custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os recursos da CCC são provenientes do recolhimento de cotas pelas empresas distribuidoras, permissionárias e transmissoras de todo o país, na proporção e em valores determinados pela ANEEL. A partir da promulgação da Lei 12.783 /13, não há mais previsão de data para o encerramento das atividades desse fundo setorial e sua gestão não afeta o resultado da Companhia.

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 continuidade 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.

c) 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 tem duração de 25 anos e 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.

#### d) 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).

#### e) 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.

#### f) 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.

## **NOTA 28 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS**

	CONTROLADORA	
	31/12/2014	31/12/2013
Circulante		
JCP exercício	-	433.962
Dividendos não reclamados	58.091	85.521
Dividendos retidos exercícios anteriores	3.904	5.981
	<u>61.995</u>	<u>525.464</u>

### **I – 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.

Fizeram jus ao referido recebimento as pessoas físicas e jurídicas que integram o quadro de Acionistas da Companhia em 29 de janeiro de 2010. Em junho de 2013 foram pagos R\$ 3.529.932 relativos à última parcela dos dividendos retidos.

Os créditos foram remunerados pela variação da Taxa SELIC, até a data do efetivo pagamento de cada parcela, incidindo, sobre essa remuneração, retenção de IRRF, nos termos da legislação vigente.

### **II – Dividendos Não Reclamados**

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 58.091 (R\$ 85.521 em 31 de dezembro de 2013), referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2011, 2012 e 2013. A remuneração relativa ao exercício de 2010 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

## **NOTA 29 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS**

### **29.1 Benefício pós-emprego**

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

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

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras					
Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-emprego	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X	
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 2014.

## 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	
	2014	2013	2014	2013
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	1.856.603	1.748.898	18.494.073	17.196.047
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.483.624)	(1.787.681)	(19.300.597)	(17.830.733)
Passivo/(Ativo) líquido	372.979	(38.783)	(806.524)	(634.686)
Efeito de restrição sobre o ativo	-	38.783	1.916.652	1.241.668
Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano	67.850	78.476	1.271.936	949.797
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	74.102	-	191.664	85.903
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	447.081	78.476	1.885.914	1.123.599
Custo de serviço corrente líquido	(706)	3.867	(47.310)	85.557
Custo de juros líquidos	-	52.525	70.338	195.397
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	(706)	56.392	23.028	280.954

Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	12.182	2.156	374.252	360.173
Valor justo dos ativos do plano (-)	-	-	-	-
Passivo/(Ativo) líquido	12.182	2.156	374.252	360.173
Valor de passivo/(ativo) de outros benefícios pós-emprego	12.182	2.156	374.252	360.173
Custo de serviço corrente	237	-	19.238	-
Custo de juros líquidos	259	1.857	42.626	36.383
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	496	1.857	61.864	36.383

## 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	
	2014	2013	2014	2013
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.748.898	2.283.066	17.196.047	21.950.348
Aquisição de controlada (*)	-	-	65.303	-
Custo de serviço corrente	3.640	7.993	84.100	202.756
Juros sobre a obrigação atuarial	199.789	189.721	2.009.652	1.853.540
Benefícios pagos no ano (-)	(172.282)	(156.894)	(1.302.903)	(1.064.025)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	76.558	(574.988)	441.874	(5.746.572)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	(2.938)	-	(74.348)	-
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	35.742	(582.977)	455.898	(6.425.397)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	43.754	7.989	60.324	678.825
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	1.856.603	1.748.898	18.494.073	17.196.047

\* Aquisição de controlada (Vide Nota 42)

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	
	2014	2013	2014	2013
Valor justo dos ativos no início do ano	1.787.681	1.650.951	17.830.733	19.719.242
Aquisição de controlada (*)	-	-	52.699	-
Benefícios pagos durante o exercício (-)	(172.282)	(156.894)	(1.302.903)	(1.064.025)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	4.345	4.126	134.426	124.186
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	12.385	12.068	238.939	169.033
Rendimento esperado dos ativos no ano	205.461	137.196	2.103.348	1.666.501
Ganho/(Perda) sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	(353.966)	140.234	243.355	(2.784.204)
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.483.624	1.787.681	19.300.597	17.830.733
Rendimento efetivo dos ativos no ano	(148.505)	277.430	2.346.703	(1.117.703)

\* Aquisição de controlada (Vide Nota 42)

## Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	330.543	(61.522)	1.945.074	646.897
	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Programa Previdenciário	(392.065)	379.985	(1.298.178)	811.935

## 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	
	2014	2013	2014	2013
Valor das obrigações atuariais no início do ano	2.156	22.354	360.173	433.695
Custo de serviço corrente	259	-	19.260	-
Juros sobre a obrigação atuarial	237	1.857	42.604	36.383
Benefícios pagos no ano	-	-	(14.977)	(10.197)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	9.530	(22.055)	(32.808)	(99.708)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	29.384	-
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	124	(356)	119.803	(179.178)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	9.406	(21.699)	(181.995)	79.470
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	12.182	2.156	374.252	360.173

### Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	(18.612)	(28.142)	185.388	218.196
	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	(9.530)	22.055	32.808	99.708

## 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

	2014	2013
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	12,19% a 12,27%	11,98% a 12,11%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	6,12% a 6,20%	6,34% a 6,47%
Projeção de aumento médio dos salários	6,78% a 9,80%	7,41%
Projeção de aumento médio dos benefícios	5,72%	5,30%
Taxa anual real de evolução custos médicos	1,00% a 5,64%	3,50%
Taxa média de inflação anual	5,72%	5,30%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (ii)	12,19% a 12,27%	11,98% a 12,11%

### Hipóteses Demográficas

	2014	2013
Taxa de rotatividade	0%; (2/Idade do participante)-0,04; 80% T1 Service Table	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	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	AT-2000
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
Tábua de invalidez	Light Fraca, Média e Forte; Alvaro Vindas; TASA-1927 (Suavizada 30%)	Light Fraca
% 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 foi de R\$(148.505) (R\$ R\$ 277.430 em 2013) na Controladora e R\$ 2.346.703 (R\$(1.117.703) em 2013) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2014, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 14.772 (31.12.2013 - R\$ 14.692) e R\$ 183.145 (31.12.2013 - R\$ 178.594) no Consolidado.



Em 31 de dezembro de 2014, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 12.385 (31.12.2013 - R\$ 12.068) e R\$ 238.713 (31.12.2013 - R\$ 169.033) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$ 24.993 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 262.323 no Consolidado.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido e de benefício de saúde da Controladora é de 7,33 anos e a média do Consolidado ponderada pelas obrigações é de 10,51 anos.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido pós-emprego:

#### Controladora

Consolidado Em 31 de dezembro de 2014	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	1.296.521	1.288.450	3.787.925	23.868.222	30.241.117

#### Consolidado

Controladora Em 31 de dezembro de 2014	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	167.408	165.608	482.199	2.557.376	3.372.591

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\$38.141 (aumento de R\$39.617).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$41.490 (redução de R\$42.350).

#### Consolidado

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$409.995 (aumento de R\$428.433).
- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 14.978 (redução de R\$13.648).

- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$333.872 (redução de R\$340.739).

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	
	2014	2013	2014	2013
Valores Disponíveis Imediatos	10	10	4.826	1.161
Realizáveis	79.534	112.600	862.037	500.747
Crédito de Depósitos Privados	189.288	236.739	397.668	449.022
Investimentos em Títulos Públicos	683.227	778.559	3.073.487	2.962.902
Investimentos em Renda Fixa	-	-	9.706.393	8.690.622
Investimentos em Renda Variável	142.535	174.988	2.718.104	2.751.255
Fundos de Investimento	239.191	331.138	1.905.109	2.029.948
Investimentos Imobiliários	142.249	166.551	861.319	627.148
Investimentos Estruturados	-	-	275.595	207.187
Empréstimos e Financiamentos	70.972	84.358	593.423	591.676
Outros	1.997	8.274	140.856	86.098
(-) Recursos a receber do patrocinador	(13.256)	(17.029)	(454.484)	(315.290)
(-) Exigíveis Operacionais	(5.406)	(6.036)	(62.453)	(59.013)
(-) Exigíveis Contingenciais	(2.397)	(30.787)	(456.687)	(436.780)
(-) Fundos de Investimentos	(4.076)	(45.873)	(84.577)	(116.304)
(-) Fundos Administrativos	(40.244)	(5.811)	(163.708)	(113.777)
(-) Fundos Previdenciais	-	-	(16.310)	(25.865)
	<b>1.483.624</b>	<b>1.787.681</b>	<b>19.300.595</b>	<b>17.830.735</b>

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.

#### 29.2 Plano de Incentivo ao Desligamento – PID

A Companhia e suas controladas implementaram o Plano de Incentivo ao Desligamento (PID) em decorrência da reestruturação do modelo de negócio societário, organizacional, de governança e gestão do Sistema Eletrobras.

A adesão ao PID ocorreu no período de março a abril de 2014 para a controlada Eletronuclear e de 10 de junho a 31 de julho de 2013 para as demais empresas e totalizou 5.439 adesões. O plano está dividido em duas etapas: a) etapa 1 –

desligamentos entre abril/2014 e dezembro/2014 para a Eletronuclear e julho/2013 e dezembro/2013 para as demais empresas, b) etapa 2 – desligamentos entre janeiro/2015 e dezembro/2015 para a Eletronuclear e janeiro/2014 e novembro/2014 para as demais empresas.

As despesas com o PID incluem incentivos financeiros e um plano de saúde, pelo período máximo de 60 (sessenta) meses, para os desligamentos em 2013, e de 12 (doze) meses para os desligamentos em 2014, a partir da data de seu desligamento.

Para fazer face a tais gastos a Controladora registrou no exercício provisão/despesa no montante de R\$ 1.303 (R\$ 100.710 em 2013) e no Consolidado no montante de R\$ 23.237 (R\$ 1.644.858 em 2013), e no resultado do exercício abrangente de 2014 foi reconhecido na Controladora o montante de R\$ 6.280 e no Consolidado o montante de R\$ 110.527.

### **NOTA 30 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS**

A Companhia e suas controladas são partes envolvidas em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e cível, que se encontram 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, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, 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:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>CIRCULANTE</b>				
Trabalhistas	-	-	12.589	8.786
Cíveis	-	-	19.493	14.868
	-	-	32.082	23.654
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
Trabalhistas	119.429	128.792	930.375	912.564
Tributárias	-	-	236.593	295.494
Cíveis	4.709.952	2.367.947	7.783.396	4.487.046
	4.829.381	2.496.739	8.950.364	5.695.104
	4.829.381	2.496.739	8.982.446	5.718.758

Estas provisões tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

	MOVIMENTAÇÃO DO PERÍODO	
	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2013	2.496.739	5.718.758
Constituição de provisões	2.633.219	3.174.856
Aquisição de Controlada*	-	594.125
Reversão de provisões	(88.230)	(401.301)
Atualização Monetária	-	230.437
Baixas	-	(1.660)
Pagamentos	(212.347)	(332.769)
Saldo em 31/12/2014	4.829.381	8.982.446

\*Vide nota 42

a) Principais ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda provável:

#### a.1) Ações judiciais cíveis

##### Na Controladora

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

As demandas tem o objetivo de impugnar a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia. Os créditos foram integralmente pagos pela Companhia por

intermédio de conversões em ações utilizando como base de atualização a legislação vigente.

A variação da provisão para contingências no exercício findo em 31 de dezembro de 2014, refere-se, principalmente, à alteração na avaliação da Companhia sobre as chances de perda de possível para provável nos processos que tratam da juridicidade da cessão de créditos do Empréstimo Compulsório.

A Companhia vinha avaliando em seus relatórios a classificação de risco desses processos como possível, uma vez que, embora discuta-se os critérios de correção monetária de tais créditos, discute-se de forma central a própria possibilidade de cessão de tais créditos, em razão de sua origem decorrer de uma relação tributária e também pelo fato da mesma ser obstada por aspectos específicos da legislação de regência de tal exação.

Entretanto, em março de 2015, a Companhia foi intimada para o pagamento de um processo iniciado em 2004, que foi promovido por um cessionário que adquiriu créditos de 98 empresas e teve como objeto o reconhecimento da juridicidade da cessão de créditos realizada, bem como, de forma subsidiária, a cobrança de diferenças de correção monetária sobre esses créditos. Os pedidos foram julgados procedentes em parte, tendo essa fase processual sido concluída e iniciada a execução.

A Companhia entende que, diante dos últimos acontecimentos, é prudente a modificação da avaliação de risco para provável da massa de processos que discutem a matéria de cessão de créditos do empréstimo compulsório. Por isso, durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, o saldo provisionado apresentou um aumento de R\$ 1.935.662, em relação a essa massa de processos.

Adicionalmente, vale ressaltar que a Companhia interpôs recursos junto ao Supremo Tribunal Federal que, até o momento, estão pendentes de julgamento. Caso o desfecho de tais recursos venham a ser favoráveis à Eletrobras, a avaliação de perda dos processos de cessão de créditos poderá ser modificada.

Existem atualmente 3.145 ações judiciais com esse objeto tramitando em diversas instâncias. A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na controladora, no valor de R\$ 4.306.609 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 2.367.947) 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. ii. A Controladora registrou uma provisão no valor de R\$ 419.255 referente aos processos dos Produtores Independentes de Energia – PIE's. 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.

Os processos que tiveram sentença de procedência foram classificados como provável. Tais processos são decorrentes de pagamentos, multas e encargos por supostos atrasos e inadimplementos da Amazonas no cumprimento de obrigações referentes a tais contratos.

## 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, CONSTRAIN 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 milhões (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/2012 e concluído em dezembro/2013, sendo a eles por igual negado provimento (em 31/12/2013, o respectivo acórdão ainda estava pendente de publicação e correspondente intimação às partes).

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/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 31/12/2013 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 28/08/2014 pelo Juiz da 12ª Vara Cível, que determinou a imediata liberação dos valores bloqueados. Em agravo interposto pelo Consórcio, foi determinado, em 15/09/2014, a suspensão dos efeitos da decisão que determinou a liberação dos valores; em contrapartida, o juízo de piso julgou, em 24/09/2014, 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 06/11/2014, a qual aguardava julgamento em 31/12/2014.

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 2014 é de 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. Até 31 de dezembro de 2014, não houve movimentação de relevância no processo, estando a ação rescisória ainda pendente de julgamento. 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 2013 – R\$ 100.000).

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, em 31/12/2013, ainda estava pendente de apreciação da admissibilidade por parte do Ministro relator. A Chesf possui provisão no valor de R\$ 57.651, para fazer face a eventual perda decorrente desse assunto, considerando que já foram pagos os danos emergentes e a discussão se restringe tão somente à imprestabilidade do laudo pericial para se discutir os lucros cessantes.



## Eletronorte

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 2014 é de R\$ 364.549 (2013 – R\$ 348.662).

## Furnas

As ações cíveis estão basicamente relacionadas às reclamações de terceiros referentes a ações de desapropriações e reintegração de posse, além de outras demandas relacionadas a acidentes, ações indenizatórias diversas e, ainda, decorrentes de indenização pecuniária em ação reivindicatória. A Administração de Furnas, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, possui registrado em seu passivo não circulante a provisão no valor de R\$ 118.609 (2013 – R\$ 119.948).

### a.2) Trabalhistas

#### Furnas:

Os valores provisionados neste grupo são decorrentes de reclamações principalmente vinculadas a: (i) adicional de periculosidade e insalubridade, (ii) disputas sobre o montante de compensação pago sobre demissões e ao terço constitucional de férias bem como outros itens amparados pela legislação trabalhista brasileira que o reclamante julga ter direito ou mesmo tendo recebido o direito julgou que foi por valor diverso do que deveria, dos quais destaca-se o processo nº 0322200-47.1981.5.01.0031 do Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro - SENGE.

Em 31 de dezembro de 2012, o referido processo tinha uma provisão de R\$ 33.141 mil tendo em vista sua classificação de risco 50% provável e 50% possível, porém, em decorrência do julgamento dos Agravos de Petição interpostos no Tribunal Regional do Trabalho por ambas as partes, foi dado provimento ao recurso do Sindicato para incluir parcelas afastadas na decisão recorrida (sentença em Embargos à Execução).

Nesse sentido, diante da probabilidade remota da reversão do quadro ora apresentado junto ao TST, o risco da ação foi alterado para 100% provável a partir do exercício de 2013. O valor provisionado até o mês de dezembro de 2014 monta em R\$ 89.778 mil.

#### 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 a 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 a data-base da categoria, o que extraordinariamente oneraria a execução.

Daí o risco avaliado de perda ser provável quanto a 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\$ 4.687 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 4.502).

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.

CONTINGÊNCIAS POSSÍVEIS				
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Trabalhistas	240.261	28.616	1.212.589	666.485
Tributárias	649.934	399.001	7.802.015	6.726.561
Cíveis	12.097.552	8.759.080	18.792.170	14.781.110
	<u>12.987.747</u>	<u>9.186.697</u>	<u>27.806.774</u>	<u>22.174.156</u>

#### b.1) Cíveis

##### Na 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 24. Em dezembro de 2014 o valor das causas possíveis referente ao Empréstimo Compulsório foi de R\$ 7.349.142 (31 de dezembro 2013 – R\$ 5.904.864).

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 24/01/2014 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.

iii. No que tange as ações com avaliação de risco como possível destacamos os processos dos Produtores Independentes de Energia – PIE's. 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\$ 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.

##### Chesf

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. O valor atribuído à causa foi de R\$ 1.000.000. Em 31 de dezembro de 2014 o processo estava concluso para sentença.

#### Eletronorte

Ação indenizatória: ressarcimento de valores pagos à empresa Albrás Alumínio Brasileiro S.A. por força de obrigações assumidas em contratos de seguro, tendo as referidas empresas se sub-rogado no crédito em face da Eletronorte, no montante de R\$ 229.835 (2013 – R\$ 217.066).

#### Eletrosul

Ação indenizatória de autoria da Mineradora Tibagiana Ltda. onde o Consórcio Energético Cruzeiro do Sul é parte na ação judicial. A Eletrosul possui participação de 49% do valor de R\$ 386.878, ou seja, R\$ 189.570.

#### Furnas

i. Processo nº 0018333-44.2005.4.01.3400 - Furnas x ANEEL - R\$ 115.360 mil (R\$ 103.000 mil em 31/12/2013). Trata-se de Mandado de Segurança impetrado por Furnas que, como figura como ré, visa anular a decisão da ANEEL que determinou a assinatura do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e demais contratos relacionados à Transmissão e à Distribuição da UTE Cuiabá. Furnas alega que, nos termos da Resolução nº 236/2003 - ANEEL, o CUST deveria ser assinado pela Unidade Geradora do empreendimento com o ONS que seria a Empresa Produtora de Energia (EPE). Furnas, nesse caso, seria mera comercializadora da energia produzida, não tendo assumido a assunção de encargos financeiros de correntes de contratos de transmissão e distribuição. Saliente-se que a ação foi julgada improcedente na primeira instância, contudo, Furnas conseguiu junto ao TRF da 1ª Região, a suspensão da assinatura do contrato até o julgamento final da lide. O processo atualmente está no TRF da 1ª Região, aguardando o julgamento da Apelação Cível interposta por Furnas.

ii. Processo ANEEL nº 0026627-17.2007.4.01.3400 – Nulidade da Resolução Normativa nº 257/2007 da ANEEL, que dispõem sobre a revisão tarifária, dos serviços de transmissão prestados por Furnas, com a finalidade de manter a atual RAP – Receita Anual Permitida, até a edição de nova resolução autorizativa que atenda os termos do contrato de concessão firmado com o poder concedente, levando em consideração os investimentos realizados por Furnas. Valor: R\$ 207.109 mil (R\$ 184.919 mil em 31/12/2013).

---

## 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 30/05/73.

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. Valor em 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 2014: R\$ 1.070.522 (R\$ 1.010.335 em 2013).

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 2014: R\$ 1.010.814 (R\$ 953.985 em 2013).

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 2014: R\$ 634.585 (R\$ 593.014 em 2013).

iv. Ação Processo nº 16682.720.331/2012-10 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em razão de ter se utilizado dos saldos negativos de IRPJ e de CSLL apurados ao final do ano-calendário de 2009, mediante procedimento de compensação considerado irregular pelo Auditor Fiscal, uma vez que Furnas não entregou à Receita Federal a DCOMP para efetivar compensação. Valor em 31 de dezembro de 2014: R\$ 466.228 (R\$ 437.884 em 2013).

v. Processo nº 16682.720.874/2013-18, apresentado solicitação de impugnação, referente a 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\$ 182.114 (R\$ 170.184 em 31/12/2013).

#### Eletronuclear

A Companhia vem questionando um auto de infração, cujo objeto trata de despesas de descomissionamento consideradas como dedutíveis no ano base de 2005. O valor total do auto de infração é de R\$ 6 milhões e os advogados da Companhia avaliam a sua probabilidade de perda em relação a essa causa como possível.

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. Em 31 de dezembro de 2014, o agravo Recurso Extraordinário estava pendente de julgamento pelo STF.

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

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

Dadas as 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 2014 é de R\$ 1.314.480 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 1.136.342).

	<u>CONSOLIDADO</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2013	1.136.342
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	178.138
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2014	<u>1.314.480</u>

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

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

	<u>CONTROLADORA E CONSOLIDADO</u>	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	173.521	156.460
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	2.929	2.641
UHE de Xingó	8.230	7.421
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.288	1.162
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	7.638	6.886
	<u>193.606</u>	<u>174.570</u>

### NOTA 33 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO		
	SALDO EM 31/12/2013	CONSTITUIÇÕES	REVERSÕES
Transmissão			
Contrato 062/2001	875.272	647.484	(914.268)
Outros	-	23.602	-
	<u>875.272</u>	<u>671.086</u>	<u>(914.268)</u>
Geração			
Itaparica	863.146	-	(863.146)
Jirau	711.881	-	(711.881)
Camaçari	267.117	-	(175.995)
Funil	95.903	131.385	(95.068)
Mauá-Klabin	19.853	-	(19.853)
Coaracy Nunes	88.545	-	(58.184)
Outros	30.425	260.138	(44.468)
	<u>2.076.870</u>	<u>391.523</u>	<u>(1.968.595)</u>
Distribuição			
Intangível	295.259	-	(295.259)
	<u>295.259</u>	<u>-</u>	<u>(295.259)</u>
	<u>3.247.401</u>	<u>1.062.609</u>	<u>(3.178.122)</u>
Total do Passivo Circulante*	3.066	221	(1.600)
Total do Passivo Não Circulante	3.244.335	1.062.388	(3.176.522)
TOTAL	<u>3.247.401</u>	<u>1.062.609</u>	<u>(3.178.122)</u>

(\*) Valor registrado na rubrica Outros passivos circulantes

	31/12/2014		31/12/2013	
	SALDO	TAXA DE DESCONTO	SALDO	TAXA DE DESCONTO
Transmissão	632.090	6,45%	875.272	6,57%
Geração	499.798	6,80%	2.076.870	6,69%
Distribuição	-	6,61%	295.259	6,14%
TOTAL	<u>1.131.888</u>		<u>3.247.401</u>	

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de dezembro de 2014, R\$ 1.101.527 (R\$ 2.426.741 em 31 de dezembro de 2013) 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.



## UHE Jirau

A variação registrada na provisão referente a UHE Jirau entre 31 de dezembro de 2013 e 2014, refere-se a variação no valor do PLD médio histórico de R\$ 109,78/MWh para R\$ 178,84/MWh.

## Programa de Reassentamento da UHE Itaparica

A partir da construção da Usina Hidrelétrica de Itaparica e em função da formação do lago de Itaparica, 10.500 famílias foram deslocadas, das quais 6.100 eram de pequenos agricultores, e entre estas, estavam 200 famílias indígenas da tribo Tuxá, tendo como consequência a criação do Programa de Reassentamento de Itaparica, que tem por objetivo reassentar as famílias deslocadas da área inundada pelo reservatório da usina, atual Luiz Gonzaga, localizada entre os estados de Pernambuco e Bahia.

A reversão parcial do Contrato Oneroso de Itaparica no período foi decorrente principalmente pela assunção pela Codevasf da Operação e Manutenção da infraestrutura de irrigação de uso comum.

## UHE Camaçari

A variação registrada na provisão referente a UHE Camaçari foi decorrente do registro de reversão de contrato oneroso advinda de decisão do órgão regulador, ANEEL, pela redução do Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST de 346,598 MW retroativo a 16 de dezembro de 2014, com valor de R\$ 1.266 a ser ressarcido à Companhia, referente ao mês de janeiro de 2015, na Apuração Mensal dos Serviços e Encargos – AMSE, realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS na apuração subsequente a esta decisão.

## NOTA 34 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

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

### 1. Compra de energia

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Amazonas	637.718	662.694	716.130	748.542	787.925	4.060.306
CGTEE	184.212	184.212	184.212	184.212	153.012	459.036
Chesf	249.750	237.810	226.540	226.540	2.342.940	-
Distribuidora Alagoas	700.321	753.132	852.984	894.483	894.483	894.483
Distribuidora Piauí	538.106	629.837	631.715	633.699	635.795	10.905.349
Distribuidora Rondônia	780.914	842.551	1.060.572	1.124.206	4.766.635	-
Eletronorte	98.700	99.907	101.405	102.926	104.756	106.037
Eletrosul	230.299	219.742	200.559	209.108	176.819	2.525.445
Furnas	520.062	519.482	513.594	520.323	515.001	512.753
Total	3.940.082	4.149.367	4.487.711	4.644.040	10.377.366	19.463.409



## 2. Fornecedores de combustíveis

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Amazonas	2.269.200	2.263.000	2.263.000	2.269.200	2.269.200	22.692.000
CGTEE	131.421	131.421	131.421	131.421	131.421	525.687
Eletronuclear	233.203	110.751	6.232.631	-	-	-
Total	2.633.824	2.505.172	8.627.052	2.400.621	2.400.621	23.217.687

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.

## 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 (PCH's), 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.

## 4. Venda de Energia

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
CGTEE	507.700	469.600	469.600	469.600	469.600	1.878.400
Chesf	233.310	208.620	-	-	-	-
Eletronorte	5.484.696	4.263.947	4.338.762	4.315.669	3.311.250	14.682.922
Eletronuclear	2.246.260	2.246.260	2.246.260	2.246.260	2.246.260	-
Fumas	3.643.446	3.291.312	2.671.525	2.671.525	1.649.290	1.689.253
Total	12.115.412	10.479.739	9.726.147	9.703.054	7.676.400	18.250.575

## 5. Compromissos sócio ambientais

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Eletronuclear	70.000	74.025	50.665	41.532	-	-
Eletronorte	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	36.000
Total	90.000	94.025	70.665	61.532	20.000	36.000

### A) 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.

### B) Plano de Inserção Regional – Tucuruí

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.

### C) 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.

## 6. Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Chesf	25.647	3.289	2.880	-	775	-
Eletronuclear	3.622.342	1.511.009	472.659	43.631	-	-
Eletronorte	26	-	-	-	-	-
Total	3.648.015	1.514.298	475.539	43.631	775	-

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.

## 7. Aquisição de insumos

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
CGTEE	40.498	40.499	40.499	40.499	40.499	-
Total	40.498	40.499	40.499	40.499	40.499	-

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

## 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.

### 8.1 – Aquisição de imobilizado

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

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Norte Energia	492.464	220.370	41.768	41.768	-	-
Extremoz	3.926	3.926	-	-	-	-
CCBM	202.938	92.488	15.346	-	-	-
ELM	71.205	29.612	6.970	2.873	2.873	2.873
IMPSA	47.372	20.502	3.032	354	354	353
Votorantim	2.717	449	-	-	-	-
ESBR	170.197	11.741	-	-	-	-
Teles Pires	60.903	-	-	-	-	-
Total	1.051.722	379.088	67.116	44.995	3.227	3.226

### 8.2 – Uso do bem público

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Eletronorte	4.033	3.744	3.478	3.233	3.006	28.034
Total	4.033	3.744	3.478	3.233	3.006	28.034

### 8.3 – Aporte de capital

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

Empresas	2016	2017	2018
Coqueirinho 2	1.549	-	-
Papagaio	968	-	-
Norte Energia	120.356	-	-
Sinop	1.323	16.188	-
Paraíso	5.819	3.371	931
Transnorte Transmissora de Energia S.A.	219.712	-	-
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	173.460	81.585	46.300
Famosa III	44.956	158.020	-
Serra do Mel	98.901	62.408	-
Acaraú	60.144	50.966	-
Itaguaçu da Bahia	162.794	77.579	-
UHE São Manoel	73.000	14.000	45.000
Vale do São Bartolomeu	2.543	-	-
IE Belo Monte	204.290	78.170	46.300
Lago Azul	1.050	-	-
Mata de Santa Genebra	263.300	-	-
<b>Total</b>	<b>1.434.165</b>	<b>542.287</b>	<b>138.531</b>

#### 8.4 – Custo de Construção

Empresas	2016
Eletronorte	120.680
<b>Total</b>	<b>120.680</b>

#### 8.5 – Venda de Energia

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Norte Energia S.A.	1.017.522	2.714.555	2.827.972	2.827.972	2.835.720	67.917.827
	<u>1.017.522</u>	<u>2.714.555</u>	<u>2.827.972</u>	<u>2.827.972</u>	<u>2.835.720</u>	<u>67.917.827</u>

## NOTA 35 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### I - Capital Social

O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 31.305.331 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 31.305.331) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais não 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 2014, conforme a seguir:

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
FGI	-	-	-	-	8.750.000	3,30	8.750.000	0,65
Outros	269.729.841	24,81	146.920	100,00	219.731.566	82,78	489.608.327	36,20
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100,00</u>	<u>146.920</u>	<u>100,00</u>	<u>265.436.883</u>	<u>100,00</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>

  

31/12/2013								
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS			CAPITAL TOTAL		
	QUANTIDADE	%	Série A	Série B	%	QUANTIDADE	%	
União	591.968.382	54,46	-	2.252	-	591.970.634	43,76	
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	
FGI	-	-	-	8.750.000	3,30	8.750.000	0,65	
Outros	232.157.111	21,36	146.920	219.730.858	82,60	452.034.889	33,42	
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100,00</u>	<u>146.920</u>	<u>265.436.883</u>	<u>99,82</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>	

Do total das 470.352.508 (já deduzidas as 225 ações ordinárias referentes aos Diretores e Membros do Conselho de Administradores da Eletrobras) ações em poder dos minoritários, 297.794.352, ou seja, 63,3% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 186.043.194 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 111.751.130 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 76.629.265 ações ordinárias e 25.115.782 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts – ADR's*.

## II - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
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	387.419	387.419
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>

## III - 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		
	31/12/2014	31/12/2013 (reapresentado)	01/01/2013 (reapresentado)
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	2.233.017	2.233.017	2.233.017
Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976)	26.022	2.989.936	9.916.882
	<u>2.259.039</u>	<u>5.222.953</u>	<u>12.149.899</u>

## NOTA 36 – 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 24) 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.

31/12/2014				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(2.435.920)	(329)	(594.805)	(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%
Resultado por ação básico e diluído (R\$)	(2,24)	(2,24)	(2,24)	

  

31/12/2013 (reapresentado)				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(4.972.167)	(672)	(1.214.108)	(6.186.948)
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%
Resultado por ação básico e diluído (R\$)	(4,57)	(4,57)	(4,57)	

## NOTA 37 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>RECEITAS OPERACIONAIS</b>				
Geração				
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	2.806.271	2.573.677	12.175.362	8.066.674
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	3.317.103	3.774.404
Energia Elétrica de Curto Prazo	37.607	235.318	3.817.976	2.395.732
Receita de Operação e Manutenção de Concessões Renovadas	-	-	1.803.127	2.198.235
Receita de Construção de Linhas Renovadas	-	-	240.040	736.854
Efeito Financeiro de Itaipu	(97.740)	67.961	(97.740)	67.961
	<u>2.746.138</u>	<u>2.876.956</u>	<u>21.255.868</u>	<u>17.239.860</u>
Transmissão				
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	1.207.090	2.037.399
Receita de Operação e Manutenção	-	-	994.178	118.382
Receita de Construção	-	-	1.786.195	1.797.324
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	714.409	552.106
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4.701.872</u>	<u>4.505.211</u>
Distribuição				
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	7.310.337	4.419.444
Receita de Construção	-	-	873.413	1.013.684
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	-	-	38.477	-
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>8.222.227</u>	<u>5.433.128</u>
Outras receitas				
	<u>160.987</u>	<u>93.770</u>	<u>1.446.341</u>	<u>1.008.200</u>
	<u>2.907.125</u>	<u>2.970.726</u>	<u>35.626.308</u>	<u>28.186.399</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(1.683.781)	(1.231.306)
(-) PASEP e COFINS	(91.175)	(130.488)	(2.685.562)	(2.238.363)
(-) Encargos setoriais	-	-	(1.005.014)	(870.490)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(7.097)	(10.596)
	<u>(91.175)</u>	<u>(130.488)</u>	<u>(5.381.454)</u>	<u>(4.350.755)</u>
Receita operacional líquida	<u>2.815.950</u>	<u>2.840.238</u>	<u>30.244.854</u>	<u>23.835.644</u>

Durante o período, a Companhia auferiu elevadas receitas na comercialização da energia elétrica de curto prazo em razão do aumento verificado no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é o preço determinado semanalmente para cada patamar de

carga com base no custo marginal de operação e é utilizado para valorar a compra ou a venda de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP).

### NOTA 38 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	(267.636)	(708.365)	-	-
Investimentos em coligadas				
Juros sobre o capital próprio	10.611	98.236	10.611	98.236
Equivalência patrimonial	8.405	(361.677)	(1.426.804)	(104.393)
	19.016	(263.441)	(1.416.193)	(6.157)
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	20.008	14.282	20.008	14.282
Dividendos	98.477	101.275	98.477	101.275
Remuneração dos investimentos em parcerias	24.429	20.707	24.429	20.707
Rendimentos de capital - ITAIPU	56.439	47.661	56.439	47.661
	199.353	183.925	199.353	183.925
	(49.267)	(787.881)	(1.216.840)	177.768

### NOTA 39 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Pessoal	383.818	482.427	5.609.320	6.650.154
Material	2.885	4.226	310.276	295.442
Serviços	110.120	107.121	2.565.777	2.298.990
	496.823	593.774	8.485.373	9.244.586

### NOTA 40 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA E ENCARGOS SOBRE O USO DA REDE ELÉTRICA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Encargos de Uso da Rede	-	-	1.523.379	1.555.257
Energia comprada para revenda				
Suprimento	-	-	5.104.583	2.142.924
Comercialização na CCEE	487.362	73.458	2.864.480	555.752
Proinfa	2.502.382	2.783.694	2.502.382	2.783.694
Outros	17.439	18.799	(46.745)	32.836
	3.007.183	2.875.951	10.424.700	5.515.206
	3.007.183	2.875.951	11.948.079	7.070.463



## NOTA 41 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013 Reapresentado	31/12/2014	31/12/2013
Garantias	115.166	83.681	115.166	83.681
Contingências	3.389.682	1.585.772	3.655.626	1.399.321
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	83.921	(792.871)
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	(269.051)	106.232	(269.051)	106.232
Passivo a descoberto em Controladas	831.851	2.742.013	-	-
Contratos Onerosos	-	-	(1.800.401)	(1.924.657)
Perdas em Investimentos	(411.122)	142.622	(313.672)	142.622
Impairment	-	-	509.994	1.338.903
Ajuste a Valor de Mercado	110.902	408	110.902	408
Provisão/Reversão para Perda de Ativo Financeiro	-	-	(791.868)	791.868
Impairment BRR	-	-	(360.648)	1.122.970
Provisão para perdas no imobilizado	-	-	235.064	-
Provisão para compensações ambientais	-	-	104.904	-
Outras	176.181	251.385	581.770	989.728
	<u>3.943.609</u>	<u>4.912.114</u>	<u>1.861.707</u>	<u>3.258.205</u>

Em função da transferência do controle acionário do Grupo Rede, controlador da CEMAT, para a Energisa, foram revertidas as provisões para perda referente ao investimento da CEMAT, no montante de R\$ 334.293, e para créditos de liquidação duvidosa referente a CEMAT e a CELTINS, no montante de R\$ 290.973, conforme Nota 9.

Em 16 de dezembro de 2014, a ANEEL, por meio das REN 642/14 e REN 643/14, estabeleceu critérios e procedimentos para a realização de investimentos que serão considerados nos processos tarifários e estarão sujeitos a um adicional de receita, inclusive os já realizados a partir de 01 de janeiro de 2013. Desta forma, foram revertidas as provisões para perda de ativo financeiro.

## NOTA 42 – COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS

### (a). Aquisição do controle sobre a 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, concessionária de distribuição e comercialização de energia elétrica, nos termos da Promessa de Compra e Venda de Ações, firmada em 26 de agosto de 2014, entre a Eletrobras, a Companhia CELG de Participações – CELGPAR e o Estado de Goiás, com a interveniência da CELG Distribuição S.A. – CELG D. A transação visa à recuperação econômico-financeira da CELG D e foi estruturada de forma a atender aos interesses de ambas as partes, trazendo resultados positivos tanto para a Eletrobras como para o Estado de Goiás. Dentre as justificativas da aquisição destacam-se:

- Recuperação de créditos de fundos setoriais (RGR, CDE e CCC) e de energia de Itaipu;
- Reequilíbrio da situação financeira da CELG D e, consequentemente, manutenção da adimplência dessa concessionária com os seus compromissos setoriais;

- O mercado da CELG D apresenta taxas elevadas de crescimento, cerca de 7,2% em 2012 e 5,5% em 2013;
- Índices de perdas, inadimplência e PMSO próximos dos estabelecidos pela ANEEL;
- Após capitalização da empresa, pela CELGPAR e entrada da ELETROBRAS na sociedade existe a possibilidade de renovação da concessão por mais trinta anos, o que resultará na valorização da empresa, com ganhos para os acionistas, inclusive a ELETROBRAS.
- A ELETROBRAS detém experiência em gestão de empresas de distribuição de energia elétrica e considera que a CELG D, saneada econômica e financeiramente, reúne as condições de buscar sua operação com equilíbrio econômico e financeiro, tornando lucrativas suas atividades após uma reestruturação de dívida e capitalização adequadas.

A referida Promessa de Compra e Venda de Ações estabeleceu o compromisso de venda, pela CELGPAR, e o compromisso de compra pela Eletrobras, de 51% das ações ordinárias representativas do capital social da CELG D pelo valor fixo e irrevogável de R\$ 59.533 que deverá ser pago em até 90 dias da data da escrituração das Ações da CELG D em favor da Eletrobras.

A Promessa de Compra e Venda de Ações estabeleceu, ainda, condições precedentes para a conclusão da operação. Até a data destas informações trimestrais, todas as condições precedentes foram atendidas, exceto pela efetiva transferência para a CELG-GT de certos imóveis de titularidade da CELG-D não vinculados às suas operações, listados na referida Promessa, e que as partes esperam concluir tão logo possível.

À luz das normas contábeis vigentes, a Administração concluiu que na data da Assembleia de aprovação da aquisição, a Eletrobras passou a deter direitos substantivos sobre a CELG D, sendo 26 de setembro de 2014 definida como data da aquisição do controle acionário da CELG-D e, portanto, a data efetiva da combinação de negócios.

Os valores justos provisoriamente estimados dos ativos e passivos identificáveis adquiridos da CELG D, na data da combinação de negócios, são os seguintes:

Em 26 de setembro de 2014	Valor justo estimado na data de aquisição
<u>Ativos</u>	
Caixa e equivalentes de caixa	159.703
Consumidores, concessionários e permissionários	707.460
Ativo financeiro	1.792.780
Reembolso FUNAC (direito de indenização)	594.125
Outros ativos	854.684

---

**Passivos**

Fornecedores	1.450.886
Debêntures	192.706
Empréstimos e financiamentos	581.771
Taxas regulamentares	419.177
Imposto de renda e contribuição social diferidos	37.487
Provisões para contingências	594.125
Outros passivos	<u>734.937</u>

**Valor justo dos ativos líquidos identificados 97.663**

Participação da Eletrobras sobre os ativos líquidos adquiridos	49.740
Valor justo da contraprestação	59.454
Ágio gerado na aquisição	9.714
Valor justo da participação de não controladores	47.924

A contabilização da aquisição da CELG D foi provisoriamente apurada em 26 de setembro de 2014 em função da necessidade de avaliação mais profunda e detalhada dos valores justos dos ativos adquiridos e passivos assumidos.

Na data da conclusão destas demonstrações financeiras as avaliações de mercado necessárias e outros cálculos não tinham sido finalizados e, por consequência, foram provisoriamente apurados com base na melhor estimativa da Administração para esses valores.

O ágio decorrente da aquisição da Celg- D foi reconhecido no intangível (vide nota 18).

**(a.1).Participações não controladoras**

As participações não controladoras (49% CELGPAR), reconhecidas na data de aquisição nas demonstrações financeiras consolidadas, foram mensuradas com base na proporção das participações não controladoras sobre o valor justo dos ativos líquidos na data de aquisição e totalizavam R\$ 47.924.

**(a.2) Impacto da aquisição no resultado da Eletrobras (informação não auditada pelos auditores independentes)**

As receitas e o resultado do período a partir da data de aquisição foram de R\$ 1.259.151 e R\$ 125.445, respectivamente, estão incluídos na demonstração do resultado consolidado do exercício de 2014.

Caso a combinação de negócios fosse efetivada em 1º de janeiro de 2014, a receita operacional líquida consolidada da Eletrobras proveniente das operações continuadas seria de R\$ 24.093.980 e o prejuízo do período findo em 31 de dezembro de 2014 seria de R\$ 1.846.608.

#### (a.3) Ativos de indenização e passivo contingente

A Companhia reconheceu o montante de R\$ 594.125, na rubrica Reembolso FUNAC, esse montante é atribuído ao direito de indenização com relação aos passivos assumidos na combinação de negócios conforme definido na Promessa de Compra e Venda de Ações. A indenização desses passivos é de responsabilidade do FUNAC – Fundo de Aporte à CELG D, criado pelo Estado de Goiás nos termos da Lei Estadual nº 17.555 de 20 de janeiro de 2012, que consiste em uma rubrica orçamentária a ser mantida pelo Estado pelo prazo máximo de 30 anos, contados da data da entrada em vigor da lei de sua criação, com o objetivo de destinar e reunir recursos financeiros para o adimplemento das obrigações provenientes dos passivos contenciosos administrativos e judiciais, ainda que não escriturados, da CELG D, decorrentes de decisões de autoridades administrativas para as quais não haja mais recurso, decisões judiciais transitadas em julgado e/ou acordos judiciais ou extrajudiciais homologados judicialmente, cujos fatos geradores tenham ocorrido até a data da aquisição, pela Eletrobras, das ações da CELG D.

A abertura por natureza do saldo de provisão para contingências decorrente da aquisição da CELG D no total de R\$ 594.125, está demonstrada a seguir:

	30/09/2014
Trabalhista	88.307
Tributárias	83.334
Cíveis	422.485
	<u>594.125</u>

A descrição da natureza dos principais passivos contingentes da CELG D está demonstrada a seguir:

- Ação Civil Pública com pedido de liminar, visando a obtenção da declaração de nulidade das portarias 38/86 e 45/86, movida pela ASSOBRÁEE – Associação Brasileira de Consumidores de Água e Energia Elétrica – no valor de R\$ 40.000.

#### (a.4) Do pacto de venda conjunta

Considerando que o preço de aquisição do controle acionário da CELG foi definido com base no término da atual concessão da CELG D, prevista para julho de 2015, desconsiderando-se a renovação da concessão prevista pela Lei 12.783/2013, posto que a referida Lei não foi ainda regulamentada, a Promessa de Compra e Venda de Ações prevê que, caso qualquer das Partes manifeste interesse de vender sua

participação acionária na CELG D até 18 meses a contar da prorrogação da concessão desta última, se for o caso, a venda deverá ser feita conjuntamente pelas Partes, e abranger 51% das ações representativas do capital social daquela concessionária.

A Eletrobras e a CELGPAR se obrigam a vender no mínimo 51% das ações da CELG D, sendo no mínimo 13% de ações de propriedade da Eletrobras, com precificação idêntica para cada ação vendida.

As condições para implementação desta venda conjunta são: (i) que a manifestação de interesse na venda ocorra em até 18 meses a contar da data da prorrogação da concessão da CELG D e que a venda seja concluída em 24 meses a contar da citada manifestação, e, ainda, (ii) que a CELGPAR, no momento da manifestação do interesse de venda, detenha no mínimo 25% das ações representativas do capital social da CELG D.

O prazo de 24 meses para a conclusão da venda poderá ser prorrogado uma única vez, por igual período, exclusivamente na hipótese de atraso provocado por fato de terceiro.

A venda conjunta se submeterá às regras estabelecidas pelo Programa Nacional de Desestatização (PND) ou regulamentação federal aplicável à época, tendo em vista que após a aquisição do controle acionário da CELG D pela ELETROBRAS, esta se tornou uma empresa estatal federal.

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 (setenta e seis milhões, setecentos e sessenta e um mil, duzentos e sessenta e sete) de ações ordinárias de emissão da CelgD, correspondentes a 50,93% (cinquenta inteiros e noventa e três centésimos por cento) do capital social da Distribuidora, ao valor de R\$ 59.454.057,64, (cinquenta e nove milhões, quatrocentos e cinquenta e quatro mil, cinquenta e sete reais e sessenta e quatro centavos).

#### **(b) Aquisição do controle sobre a Linha Verde Transmissora de Energia S.A.**

A Diretoria Executiva da controlada Eletronorte aprovou, no dia 02 de outubro de 2013, a aquisição da participação acionária da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. na Sociedade de Propósito Específico (SPE), Linha Verde Transmissora de Energia S.A, correspondendo a 51% do capital social da referida SPE, envolvendo a aquisição pela controlada Eletronorte da totalidade da participação neste investimento, pelo valor de R\$ 40.000, corrigido monetariamente a partir de agosto de 2013.

O contrato de Compra e Venda de Ações estabeleceu condições suspensivas para a conclusão da operação.

À luz das normas contábeis vigentes, a Administração da Controlada concluiu que, na data de 31 de dezembro de 2014, a Controlada Eletronorte passou a deter direitos substantivos sobre a Linha Verde Transmissora de Energia S.A., sendo esta data definida como da aquisição do controle acionário da Linha Verde Transmissora de Energia S.A. e, portanto, a data efetiva da combinação de negócios.

Os valores justos provisoriamente estimados dos ativos e passivos identificáveis adquiridos da Linha Verde Transmissora de Energia S.A., na data da combinação de negócios, são os seguintes:

Em 31 de dezembro de 2014	Valor Justo Estimado na data de aquisição
<b>Ativos</b>	
Caixa e equivalentes de caixa	47.073
Ativo financeiro	534.336
Tributos a compensar	7.562
Outros ativos	57.597
	<b>646.568</b>
<b>Passivos</b>	
Fornecedores	27.813
Tributos a compensar	4.786
Empréstimos e financiamentos	318.851
Adiantamento para futuro aumento de capital	364.880
Provisão para riscos	15.941
Outros passivos	123
	<b>732.394</b>
<b>Ativos/(Passivos) líquidos adquiridos</b>	<b>(85.826)</b>
Participação adquirida (51%)	(43.771)
Valor justo da contraprestação (atualizado)	43.689
<b>Ágio na aquisição do investimento</b>	<b>87.460</b>

A contabilização da aquisição da Linha Verde Transmissora de Energia S.A. foi provisoriamente apurada em 31 de dezembro de 2014 em função da necessidade de avaliação mais profunda e detalhada dos valores justos dos ativos adquiridos e passivos assumidos.

Na data da conclusão destas demonstrações financeiras as avaliações de mercado necessárias e outros cálculos não tinham sido finalizados e, por consequência, foram provisoriamente apurados com base na melhor estimativa da Administração para esses valores.

O ágio decorrente da aquisição da Linha Verde Transmissora foi reconhecido no intangível (vide nota 18).

### **(c) Aquisição do controle sobre as SPEs dos Complexos Eólicos Pindaí I e II**

Durante o exercício de 2014, a controlada Chesf adquiriu o controle sobre as SPEs do Complexo Eólico Pindaí I e do Complexo Eólico Pindaí II, mediante a diluição, de forma definitiva, da participação acionária do Sócio Sequoia Capital Ltda. nos referidos empreendimentos.

Conforme o estabelecido no acordo de acionistas destas SPEs, em 29/10/2014 a controlada Chesf integralizou o capital subscrito e não integralizado pelo Sócio Sequoia Capital Ltda, tornando-se controladora, passando de um percentual de participação de

49,0% para mais 99,0% do capital social de cada SPE, e com direito a maioria dos membros do Conselho de Administração.

Não houve ágio/deságio, pois a transação foi feita a valores contábeis que se aproximam substancialmente dos valores de mercado, em função de ser SPEs recentes que ainda não entraram em operação. O valor da contraprestação paga foi de R\$ 20.977.

## **NOTA 43 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS**

### **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.

	31/12/2014	CONSOLIDADO	
		31/12/2013 (reapresentado)	01/01/2013 (reapresentado)
Total dos empréstimos e financiamentos	39.539.125	32.476.287	26.630.150
(-) Caixa e Equivalente de Caixa e Títulos e valores mobiliários	5.366.511	9.886.071	9.254.676
Dívida Líquida	34.172.614	22.590.216	17.375.474
(+) Total do Patrimônio Líquido	56.848.500	61.577.296	68.069.267
Total do Capital	91.021.114	84.167.512	85.444.741
Índice de Alavancagem Financeira	38%	27%	20%

## 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		
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	Mensuração	31/12/2014	31/12/2013 (reapresentado)	01/01/2013 (reapresentado)
Caixa e equivalentes de caixa		88.194	1.303.236	935.627
<b>Empréstimos e Recebíveis</b>		<b>38.466.689</b>	<b>33.676.951</b>	<b>32.503.580</b>
Clientes	Custo Amortizado	573.457	661.252	477.104
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	32.556.881	29.596.834	29.210.956
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	5.336.351	3.418.865	2.815.520
<b>Mantidos Até o Vencimento</b>		<b>204.665</b>	<b>186.972</b>	<b>247.371</b>
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	204.665	186.972	247.371
<b>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>		<b>421.975</b>	<b>1.714.695</b>	<b>4.526.514</b>
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	421.975	1.714.695	4.526.514
<b>Disponíveis para venda</b>		<b>1.212.142</b>	<b>1.253.297</b>	<b>1.405.289</b>
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.212.142	1.253.297	1.405.289
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
<b>Mensurados pelo Custo Amortizado</b>		<b>27.223.773</b>	<b>22.748.832</b>	<b>-</b>
Fornecedores	Custo Amortizado	548.589	342.778	-
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	26.020.026	21.823.008	-
Obrigações de ressarcimento	Custo Amortizado	655.158	583.046	-
<b>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>68.153</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	-	-	68.153
<b>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>		<b>24.706</b>	<b>36.848</b>	<b>-</b>
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	24.706	36.848	-



		CONSOLIDADO		
	Mensuração	31/12/2014	31/12/2013 (reapresentado)	01/01/2013 (reapresentado)
<b>ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Caixa e equivalentes de caixa		1.407.078	3.597.583	2.501.515
<b>Empréstimos e Recebíveis</b>		<b>58.420.759</b>	<b>57.984.432</b>	<b>61.375.560</b>
Clientes	Custo Amortizado	6.170.720	5.109.903	5.339.380
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	14.684.564	15.174.341	15.544.793
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	9.656.409	12.579.656	8.203.189
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	24.170.771	19.624.353	17.850.927
Indenizações - Lei 12.783/2013	Custo Amortizado	3.738.295	5.496.179	14.437.271
<b>Mantidos Até o Vencimento</b>		<b>223.142</b>	<b>190.730</b>	<b>251.211</b>
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	223.142	190.730	251.211
<b>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>		<b>3.992.006</b>	<b>6.313.913</b>	<b>6.974.314</b>
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	3.732.095	6.097.758	6.501.950
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	259.911	216.155	472.364
<b>Disponíveis para venda</b>		<b>9.606.383</b>	<b>6.689.554</b>	<b>6.035.733</b>
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.370.371	1.441.867	1.439.786
Ativo Financeiro - Distribuição	Valor justo	8.236.012	5.247.686	4.595.947
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
<b>Mensurados pelo Custo Amortizado</b>		<b>62.458.291</b>	<b>53.380.246</b>	<b>42.439.725</b>
Fornecedores	Custo Amortizado	17.536.501	8.531.871	6.423.074
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	39.539.125	32.476.287	26.630.150
Debêntures	Custo Amortizado	759.923	218.682	69.320
Obrigações de Ressarcimento	Custo Amortizado	3.232.621	10.695.108	7.789.757
Arrendamento Mercantil	Custo Amortizado	1.326.661	1.393.827	1.454.374
Concessões a Pagar UBP	Custo Amortizado	63.460	64.471	73.050
<b>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>		<b>72.203</b>	<b>420.801</b>	<b>457.649</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	72.203	420.801	457.649
<b>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>		<b>24.706</b>	<b>36.848</b>	<b>-</b>
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	24.706	36.848	-

## 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				
31/12/2014				
	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	204.665	-	-	204.665
Títulos e Valores Mobiliários	204.665	-	-	204.665
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	-	-
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	24.706	-	24.706
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	24.706	-	24.706

  

CONTROLADORA				
31/12/2013				
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.253.297	-	-	1.253.297
Investimentos (Participações Societárias)	1.253.297	-	-	1.253.297
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	1.714.695	-	-	1.714.695
Títulos e Valores Mobiliários	1.714.695	-	-	1.714.695
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	36.848	-	36.848
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	36.848	-	36.848

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	3.732.095	259.911	-	3.992.006
Títulos e Valores Mobiliários	3.732.095	-	-	3.732.095
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

  

CONSOLIDADO				
31/12/2013				
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.441.867	5.247.686	-	6.689.554
Investimentos (Participações Societárias)	1.441.867	-	-	1.441.867
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	5.247.686	-	5.247.686
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.097.758	216.155	-	6.313.913
Títulos e Valores Mobiliários	6.097.758	-	-	6.097.758
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	216.155	-	216.155
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	420.801	-	420.801
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	420.801	-	420.801

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.

### 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:

### 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 à terceiros.

#### 3.1.1 – 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 o fim de 2014 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) Risco de apreciação das taxas de câmbio:

		CONTROLADORA			
		Saldo em 31.12.2014		Efeito no resultado - receita (despesa)	
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 <sup>1</sup>	Cenário II (25%) <sup>1</sup>	Cenário III (50%) <sup>1</sup>
USD					
Empréstimos obtidos	4.196.318	11.143.741	(605.948)	(3.543.371)	(6.480.793)
Empréstimos concedidos	4.544.096	12.070.029	653.441	3.834.309	7.015.176
Ativo financeiro - ITAIPU	2.009.017	5.336.351	288.897	1.695.209	3.101.520
Impacto no resultado - USD			336.389	1.986.146	3.635.903
EURO					
Empréstimos obtidos	59.268	191.187	(15.196)	(66.792)	(118.388)
Empréstimos concedidos	59.242	191.173	15.118	66.691	118.264
Impacto no resultado - EURO			(78)	(101)	(124)
IENE					
Empréstimos obtidos	7.722.144	171.586	(17.335)	(64.565)	(111.795)
Empréstimos concedidos	11.214.722	249.303	25.063	93.655	162.246
Impacto no resultado - IENE			7.728	29.089	50.451
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			344.040	2.015.135	3.686.230

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31.12.2014		Efeito no resultado - receita (despesa)	
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 <sup>1</sup>	Cenário II (25%) <sup>1</sup>	Cenário III (50%) <sup>1</sup>
USD					
Empréstimos obtidos	4.324.295	11.483.597	(624.428)	(3.651.435)	(6.678.441)
Empréstimos concedidos	4.390.676	11.662.514	631.379	3.704.853	6.778.326
Ativo financeiro - ITAIPU	2.009.017	5.336.351	288.897	1.695.209	3.101.520
Impacto no resultado - USD			295.848	1.748.627	3.201.405
EURO					
Empréstimos obtidos	68.644	221.513	(17.518)	(77.275)	(137.033)
Impacto no resultado - EURO			(17.518)	(77.275)	(137.033)
IENE					
Empréstimos obtidos	7.718.670	171.586	(17.250)	(64.459)	(111.668)
Impacto no resultado - IENE			(17.250)	(64.459)	(111.668)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			261.080	1.606.892	2.952.704

(<sup>1</sup>) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
USD	2,800	3,500	4,200
EURO	3,482	4,353	5,223
IENE	0,024	0,031	0,037

b) Risco de depreciação das taxas de câmbio:

		CONTROLADORA				
		Saldo em 31.12.2014		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 <sup>2</sup>	Cenário II (25%) <sup>2</sup>	Cenário III (50%) <sup>2</sup>
USD	Empréstimos obtidos	4.196.318	11.143.741	(605.948)	2.331.474	5.268.897
	Empréstimos concedidos	4.544.096	12.070.029	653.441	(2.527.426)	(5.708.294)
	Ativo financeiro - ITAIPU	2.009.017	5.336.351	288.897	(1.117.415)	(2.523.727)
	Impacto no resultado - USD			336.389	(1.313.368)	(2.963.125)
EURO	Empréstimos obtidos	59.268	191.187	(15.196)	36.400	87.996
	Empréstimos concedidos	59.242	191.173	15.118	(36.454)	(88.027)
	Impacto no resultado - EURO			(78)	(55)	(32)
IENE	Empréstimos obtidos	7.722.144	171.586	(17.335)	29.895	77.126
	Empréstimos concedidos	11.214.722	249.303	25.063	(43.529)	(112.120)
	Impacto no resultado - IENE			7.728	(13.633)	(34.995)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				344.040	(1.327.056)	(2.998.151)

				CONSOLIDADO		
				Efeito no resultado - receita (despesa)		

(<sup>2</sup>) Premissas adotadas:

Provável	-25%	-50%
2,800	2,100	1,400
3,482	2,612	1,741
0,024	0,018	0,012

### 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, 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.

### 3.2.1 – Composição dos saldos por indexador e análise de sensibilidade

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

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para o fim de 2014 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 3.1.1 desta nota.

#### 3.2.1.1 – LIBOR

##### a) risco de apreciação das taxas de juros:

CONTROLADORA					
Saldo da dívida/Valor Nominal em 31.12.2014			Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2015 <sup>1</sup>	Cenário II (+25%) <sup>1</sup>	Cenário III (+50%) <sup>1</sup>
LIBOR Empréstimos obtidos	1.088.952	2.891.820	(7.793)	(9.742)	(11.690)
Derivativo	1.040.384	2.762.844	7.446	9.307	11.169
Total			(348)	(434)	(521)

  

CONSOLIDADO					
Saldo da dívida/Valor Nominal em 31.12.2014			Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2015 <sup>1</sup>	Cenário II (+25%) <sup>1</sup>	Cenário III (+50%) <sup>1</sup>
LIBOR Empréstimos obtidos	1.213.600	3.222.835	(8.685)	(10.857)	(13.028)
Derivativo	1.040.384	2.762.844	7.446	9.307	11.169
Total			(1.240)	(1.550)	(1.860)

  

( <sup>1</sup> ) Premissas adotadas:	31.12.2014	Provável	25%	50%
USD	2,6556	2,800	3,50	4,20
LIBOR	n/a	0,26%	0,32%	0,38%



### 3.2.1.2 – Indexadores nacionais

#### a) risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA		
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Saldo em 31.12.2014	Cenário I - Provável 2015 <sup>1</sup>	Cenário II (+25%) <sup>1</sup>	Cenário III (+50%) <sup>1</sup>
CDI Empréstimos obtidos	4.511.407	(563.926)	(704.907)	(845.889)
Impacto no resultado - CDI		(563.926)	(704.907)	(845.889)
IPCA Empréstimos concedidos	6.640.573	438.278	547.847	657.417
Impacto no resultado - IPCA		438.278	547.847	657.417
IGPM Empréstimos concedidos	241.513	13.694	17.117	20.541
Impacto no resultado - IGPM		13.694	17.117	20.541
SELIC Empréstimos obtidos	2.580.309	(322.539)	(403.173)	(483.808)
Impacto no resultado - SELIC		(322.539)	(403.173)	(483.808)
<b>IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES</b>		<b>(434.493)</b>	<b>(543.116)</b>	<b>(651.739)</b>

		CONSOLIDADO		
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Saldo em 31.12.2014	Cenário I - Provável 2015 <sup>1</sup>	Cenário II (+25%) <sup>1</sup>	Cenário III (+50%) <sup>1</sup>
CDI Empréstimos obtidos	9.598.423	(1.199.803)	(1.499.754)	(1.799.704)
Debêntures emitidas	540.505	(67.563)	(84.454)	(101.345)
Impacto no resultado - CDI		(1.267.366)	(1.584.208)	(1.901.049)
TJLP Empréstimos obtidos	5.826.925	(320.481)	(400.601)	(480.721)
Debêntures emitidas	219.418	(12.068)	(15.085)	(18.102)
Impacto no resultado - TJLP		(332.549)	(415.686)	(498.823)
IGPM Arrendamento Mercantil	1.326.661	(75.222)	(94.027)	(112.833)
Empréstimos concedidos	241.210	13.677	17.096	20.515
Impacto no resultado - IGPM		(61.545)	(76.931)	(92.318)
SELIC Empréstimos obtidos	2.829.818	(353.727)	(442.159)	(530.591)
Impacto no resultado - SELIC		(353.727)	(442.159)	(530.591)
<b>IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES</b>		<b>(2.015.187)</b>	<b>(2.518.984)</b>	<b>(3.022.781)</b>

(<sup>1</sup>) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
CDI	12,50%	15,63%	18,75%
IPCA	6,60%	8,25%	9,90%
TJLP	5,50%	6,88%	8,25%
IGPM	5,67%	7,09%	8,51%
SELIC	12,50%	15,63%	18,75%
LIBOR	0,26%	0,32%	0,38%

b) risco de depreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA		
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Saldo em 31.12.2014	Cenário I - Provável 2015 <sup>2</sup>	Cenário II (-25%) <sup>2</sup>	Cenário III (-50%) <sup>2</sup>
CDI Empréstimos obtidos	4.511.407	(563.926)	(422.944)	(281.963)
Impacto no resultado - CDI		(563.926)	(422.944)	(281.963)
IPCA Empréstimos concedidos	6.640.573	438.278	328.708	219.139
Impacto no resultado - IPCA		438.278	328.708	219.139
IGPM Empréstimos concedidos	241.513	13.694	10.270	6.847
Impacto no resultado - IGPM		13.694	10.270	6.847
SELIC Empréstimos obtidos	2.580.309	(322.539)	(241.904)	(161.269)
Impacto no resultado - SELIC		(322.539)	(241.904)	(161.269)
<b>IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES</b>		<b>(434.493)</b>	<b>(325.870)</b>	<b>(217.246)</b>

		CONSOLIDADO		
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Saldo em 31.12.2014	Cenário I - Provável 2015 <sup>2</sup>	Cenário II (-25%) <sup>2</sup>	Cenário III (-50%) <sup>2</sup>
CDI Empréstimos obtidos	9.598.423	(1.199.803)	(899.852)	(599.901)
Debêntures emitidas	540.505	(67.563)	(50.672)	(33.782)
Impacto no resultado - CDI		(1.267.366)	(950.525)	(633.683)
TJLP Empréstimos obtidos	5.826.925	(320.481)	(240.361)	(160.240)
Debêntures emitidas	219.418	(12.068)	(15.085)	(18.102)
Impacto no resultado - TJLP		(332.549)	(255.446)	(178.342)
IGPM Arrendamento Mercantil	1.326.661	(75.222)	(56.416)	(37.611)
Empréstimos concedidos	241.210	13.677	10.257	6.838
Impacto no resultado - IGPM		(61.545)	(46.159)	(30.773)
SELIC Empréstimos obtidos	2.829.818	(353.727)	(265.295)	(176.864)
Impacto no resultado - SELIC		(353.727)	(265.295)	(176.864)
<b>IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES</b>		<b>(2.015.187)</b>	<b>(1.517.424)</b>	<b>(1.019.662)</b>

(<sup>2</sup>) Premissas adotadas:

	Provável	-25%	-50%
CDI	12,50%	9,38%	6,25%
IPCA	6,60%	4,95%	3,30%
TJLP	5,50%	4,13%	2,75%
IGPM	5,67%	4,25%	2,84%
SELIC	12,50%	9,38%	6,25%
LIBOR	0,26%	0,19%	0,13%

### 3.2.2 Contratos de swap de taxa de juros

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

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

Tipo	Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
					31/12/2014	31/12/2013
Libor X Pre-tax	01/2011	20.192	2,4400%	25/11/2015	(229)	(660)
Libor X Pre-tax	02/2011	20.192	2,4900%	25/11/2015	(235)	(677)
Libor X Pre-tax	03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(5.422)	(6.137)
Libor X Pre-tax	04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(11.109)	(12.586)
Libor X Pre-tax	05/2011	50.000	2,1490%	10/08/2015	(508)	(1.424)
Libor X Pre-tax	06/2011	100.000	2,2725%	10/08/2015	(1.087)	(3.053)
Libor X Pre-tax	07/2011	100.000	2,1790%	10/08/2015	(1.034)	(2.897)
Libor X Pre-tax	08/2011	100.000	2,1500%	10/08/2015	(1.017)	(2.849)
Libor X Pre-tax	09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	(231)	(47)
Libor X Pre-tax	10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	(135)	62
Libor X Pre-tax	11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	(398)	191
Libor X Pre-tax	12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	(715)	(1.365)
Libor X Pre-tax	13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	(684)	(1.320)
Libor X Pre-tax	14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	(486)	(924)
Libor X Pre-tax	15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	(375)	(1.109)
Libor X Pre-tax	16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	(421)	(829)
Libor X Pre-tax	17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	(459)	(884)
Libor X Pre-tax	18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	(160)	(340)
TOTAL		1.040.384			(24.706)	(36.848)

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no exercício um resultado abrangente negativo de R\$ 11.412.

Com a designação dos swaps para contabilização de *hedge*, no exercício findo em 31 de dezembro de 2014, a Companhia reconheceu R\$ 4.681 como receitas financeiras referente aos swaps. No mesmo exercício, a Companhia reconheceu R\$ 63 como receitas financeiras referentes à reversão da parcela inefetiva.

### 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 período faturado.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da *commodity* da LME, é possível atribuir o *fair value* destes contratos. Em Dezembro de 2014, o valor da LME fechou cotado em US\$ 1.929,2/ton, o que representou uma variação positiva de 8,12% em relação ao valor verificado em dezembro de 2013, quando o preço da commodity alcançou US\$ 1.784,3/ton.

No mesmo exercício de análise, houve uma desvalorização do Real em relação ao Dólar, com a cotação passando de R\$ 2,34 para R\$ 2,66, ou seja, 13,39% de variação positiva. A variação positiva no preço do alumínio contribuiu com uma melhora na expectativa do valor justo para os derivativos, juntamente com a desvalorização do Dólar no período.

O ganho apurado na operação com derivativos no exercício de 2014 é de R\$ 139.522 (2013 – perda de R\$ 178.994) e está apresentada na demonstração do resultado do exercício de 2014 (notas 14 e 35). A posição patrimonial líquida apresentada é passiva em R\$ 55.393 (2013 – R\$ 114.760).

### 3.3.1 - 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 (nota 43.3.3).

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.

<b>Saldo em 31/12/2014</b>	<b>Cenário I (-25%) Índices e preços</b>	<b>Cenário II (-50%) Índices e preços</b>	<b>Cenário I (+25%) Índices e preços</b>	<b>Cenário II (+50%) Índices e preços</b>
259.911	7.084	-	643.998	842.464

### 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\$ 2.561.241 ou 42% (R\$ 1.533.606 ou 30% em 31 de dezembro de 2013) do saldo em aberto ao final do exercício, 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 4% do saldo em aberto em nenhum período 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. Em 31 de dezembro de 2014, o valor de R\$ 387.960 (R\$ 272.795 em dezembro de 2013) foi reconhecido no balanço patrimonial como passivo financeiro (Nota 22 item III).

### 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.

As datas de vencimento dos instrumentos financeiros derivativos estão divulgadas no item 3.2 desta nota explicativa. 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 31/12/2014					
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

  

CONTROLADORA 31/12/2013					
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	2.124.926	925.012	2.661.171	17.037.723	22.748.832
Fornecedores	342.778	-	-	-	342.778
Empréstimos e financiamentos	1.199.102	925.012	2.661.171	17.037.723	21.823.008
Obrigações de Ressarcimento	583.046	-	-	-	583.046
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	11.560	6.771	18.517	36.848
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	11.560	6.771	18.517	36.848

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

CONSOLIDADO 31/12/2013 (Reapresentado)					
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	18.171.279	4.579.756	2.377.964	28.251.247	53.380.246
Fornecedores	7.740.578	791.293	-	-	8.531.871
Empréstimos e financiamentos	1.969.765	1.368.261	2.051.702	27.086.559	32.476.287
Debêntures	12.804	24.769	41.217	139.892	218.682
Obrigações de Ressarcimento	8.377.400	2.317.708	-	-	10.695.108
Arrendamento Mercantil	67.165	74.506	276.041	976.115	1.393.827
Concessões a Pagar UBP	3.567	3.219	9.004	48.681	64.471
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	262.271	170.090	6.771	18.517	457.649
Instrumentos Financeiros Derivativos	262.271	170.090	6.771	18.517	457.649

CONSOLIDADO 01/01/2013 (Reapresentado)					
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	13.812.774	3.788.012	6.235.881	18.603.058	42.439.725
Fornecedores	6.423.074	-	-	-	6.423.074
Empréstimos e financiamentos	1.337.279	1.912.889	5.923.679	17.456.303	26.630.150
Debêntures	1.305	5.229	15.456	47.330	69.320
Obrigações de Ressarcimento	5.988.698	1.801.059	-	-	7.789.757
Arrendamento Mercantil	60.548	67.165	248.841	1.077.820	1.454.374
Concessões a Pagar UBP	1.870	1.670	47.905	21.605	73.050
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	185.031	267.984	6.230	17.038	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	185.031	267.984	6.230	17.038	476.283

#### 4 – Derivativos embutidos relacionados a debêntures conversíveis em ações

A Estação Transmissora de Energia S.A., antiga investida da controlada Eletronorte, que foi incorporada em 31 de março de 2014 (nota 3.2 (d)), 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 2014 apurada nesta operação com derivativos é passiva no montante de R\$ 72.203. O ganho apurado no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 7.943 e está apresentado na demonstração do resultado do exercício.

#### 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 2014 e 2015 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
<b>2014</b>	72.203	67.176	61.846	76.875	81.165

## NOTA 44 - 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 2014 e 31 de dezembro de 2013, são as seguintes:

31/12/2014							
Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total
	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	81.591	18.373.404	1.555.217	1.998.366	2.979.323	6.664.230	30.244.854
Custos e Despesas Operacionais	(6.074.659)	(14.137.600)	(1.755.679)	(1.911.569)	(2.791.777)	(6.456.606)	(30.984.623)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(5.993.068)	4.235.804	(200.462)	86.797	187.546	207.624	(739.769)
Resultado Financeiro	2.463.318	(1.279.835)	420.005	(270.551)	(30.111)	(595.919)	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)	991.344	(2.962.502)

  

31/12/2013 Reapresentado							
Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total
	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	71.772	14.633.670	2.054.657	1.349.213	2.854.102	4.498.837	23.835.644
Custos e Despesas Operacionais	(7.161.257)	(11.407.123)	(2.041.034)	(2.485.406)	(3.914.835)	(6.621.425)	(29.215.079)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(7.089.485)	3.226.547	13.623	(1.136.193)	(1.060.733)	(2.122.588)	(5.379.435)
Resultado Financeiro	2.125.578	(1.466.380)	217.828	(292.168)	(88.706)	(171.801)	376.685
Resultado de Participações Societárias	(519.762)	-	-	-	-	697.530	177.768
Imposto de renda e contribuição social	(1.326.082)	(242.139)	(204.989)	194.458	212.490	(416)	(1.366.678)
Lucro Líquido (prejuízo) do exercício	(6.809.751)	1.518.028	26.462	(1.233.903)	(936.949)	3.539.258	(6.191.660)

Adicionalmente, a partir de 31 de março de 2014, foram alterados os segmentos reportáveis para melhor retratar as operações de cada segmento e para melhor refletir a forma como gerimos nosso negócio. Sob a nova estrutura de segmento de negócio, continuaremos a apresentar separadamente nossas principais operações: geração, transmissão e distribuição; no entanto, não vamos mais eliminar saldos entre os segmentos. Esta é uma mudança em relação à apresentação nos anos anteriores, nos quais divulgamos os saldos por segmento líquidos das eliminações dos segmentos.

## NOTA 45 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Companhia é a União que detém 51% das ações ordinárias da Companhia (Vide Nota 35).

As transações da Companhia com suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósito específico são realizadas a preços e condições compatíveis com as que seriam praticadas no mercado. Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas mesmas condições existentes no mercado e/ou de acordo com a legislação específica sobre o assunto. As demais operações também foram estabelecidas em condições normais de mercado.

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS	Financiamentos e empréstimos	4.009.120	-	-	3.451.299	-	-
	AFAC	38.530	-	-	34.740	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(403.869)	-	-	(731.162)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	268.941	-	-	227.835
		4.047.650	-	(134.928)	3.486.039	-	(503.327)
CHESF	Financiamentos e empréstimos	43.684	-	-	56.594	-	-
	Outros passivos	-	1.355	-	-	1.355	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	3.542	-	-	6.223
	Resultado de participações societárias	-	-	(1.113.194)	-	-	(464.109)
		43.684	1.355	(1.109.652)	56.594	1.355	(457.886)
ELETRONORTE	Financiamentos e empréstimos	3.168.677	-	-	3.616.309	-	-
	AFAC	12.984	-	-	16.065	-	-
	Dividendo a receber	454.402	-	-	101.156	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	2.022.891	-	-	1.214.814
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	233.157	-	-	274.130
		3.636.063	-	2.256.048	3.733.530	-	1.488.944
ELETROSUL	Financiamentos e empréstimos	1.925.505	-	-	1.354.712	-	-
	Dividendo a receber	8.531	-	-	62.811	-	-
	AFAC	63.976	-	-	59.284	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	35.919	-	-	264.434
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	132.765	-	-	83.822
		1.998.012	-	168.684	1.476.807	-	348.256
CGTEE	Financiamentos e empréstimos	2.065.667	-	-	1.585.824	-	-
	AFAC	18.391	-	-	4.147	-	-
	Dividendo a receber	64.479	-	-	58.140	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	552.998	-	-	97.718	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	480.065	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(284.885)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	164.055	-	-	51.232
		2.148.537	552.998	644.120	1.648.111	97.718	(233.653)
ELETRONUCLEAR	Financiamentos e empréstimos	1.483.513	-	-	1.085.814	-	-
	Outros passivos	-	342.971	-	-	283.348	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(999.701)	-	-	(687.915)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	88.695	-	-	69.251
		1.483.513	342.971	(911.007)	1.085.814	283.348	(618.664)
ED ALAGOAS	Financiamentos e empréstimos	947.474	-	-	621.345	-	-
	AFAC	8.307	-	-	7.698	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	11.075	-	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	95.354	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(67.688)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	94.884	-	-	39.997
		955.781	11.075	190.238	629.043	-	(27.691)
ED PIAUÍ	Financiamentos e empréstimos	1.021.389	-	-	786.048	-	-
	AFAC	16.416	-	-	15.631	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	141.056	-	-	219.475	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(37.935)	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	109.032	-	-	62.854
		1.037.805	141.056	71.097	801.679	219.475	62.854
AMAZONAS ENERGIA	Financiamentos e empréstimos	2.164.460	-	-	1.213.074	-	-
	AFAC	-	-	-	3.058	-	-
	Outros ativos	419.855	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	2.019.381	-	-	1.994.855	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	415.424	-	-	1.157.180
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	202.541	-	-	90.389
		2.584.315	2.019.381	617.965	1.216.132	1.994.855	1.247.569

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ED RONDÔNIA	Financiamentos e empréstimos	696.490	-	-	494.530	-	-
	AFAC	245	-	-	233	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	-	-	-	188.654	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(188.654)	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(21.528)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	71.038	-	-	33.669
		696.735	-	(117.616)	494.763	188.654	12.141
ELETROPAR	Resultado de participações societárias	-	-	(2.464)	-	-	1.618
		-	-	(2.464)	-	-	1.618
ELETROACRE	Financiamentos e empréstimos	235.149	-	-	158.074	-	-
	AFAC	12.787	-	-	237.337	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	-	-	-	197.524	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	24.937	-	-	13.010
		247.936	-	24.937	395.411	197.524	13.010
ED RORAIMA	Financiamentos e empréstimos	44.536	-	-	25.814	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	69.726	-	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	67.597	-	-	(29.144)
	Resultado de participações societárias	-	-	(8.294)	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	4.827	-	-	2.494
		44.536	69.726	64.130	25.814	-	(26.650)
CELG-D	Participação societária	108.872	-	-	-	-	-
	Financiamentos e empréstimos	85.740	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		194.612	-	-	-	-	-
ITAIPU	Financiamentos e empréstimos	11.656.696	-	-	11.887.606	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	2.343	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	767.647	-	-	802.535
		11.656.696	-	767.647	11.889.949	-	802.535
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	1.672.761	-	39.494	-	-
		-	1.672.761	-	39.494	-	-
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	10.652	-	-	12.876	-
	Provisões	-	448.407	-	-	67.553	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(34.423)	-	-	(38.188)
	Taxas	-	-	(2.462)	-	-	(2.487)
		-	459.059	(36.885)	-	80.429	(40.674)
CEEE-GT	Participação societária	449.336	-	-	564.613	-	-
	Financiamentos e empréstimos	13.254	-	-	21.662	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(91.308)	-	-	8.294
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	1.189	-	-	1.822
		462.590	-	(90.119)	586.275	-	10.116
CEMAT	Participação societária	376.031	-	-	334.294	-	-
	Financiamentos e empréstimos	353.596	-	-	383.068	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	25.491	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	34.608	-	-	31.181
		729.627	-	60.099	717.362	-	31.181
EMAE	Participação societária	265.552	-	-	298.245	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	146.112	-	-	(75.034)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		265.552	-	146.112	298.245	-	(75.034)

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CTEEP	Participação societária	927.814	-	-	1.730.420	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	286	-	-
	Dividendo a receber	11.008	-	-	70.460	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	52.625	-	-	(168.982)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	21	-	-	25
		938.822	-	52.646	1.801.166	-	(168.957)
CEMAR	Participação societária	554.817	-	-	463.394	-	-
	Financiamentos e empréstimos	308.989	-	-	386.275	-	-
	Dividendo a receber	20.754	-	-	12.542	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	112.288	-	-	(137.244)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	18.635	-	-	23.088
		884.561	-	130.923	862.210	-	(114.156)
Lajeado Energia	Participação societária	206.282	-	-	232.907	-	-
	Dividendo a receber	94.810	-	-	54.505	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	13.630	-	-	244.165
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		301.092	-	13.630	287.412	-	244.165
CEB Lajeado	Participação societária	71.723	-	-	83.644	-	-
	Dividendo a receber	14.606	-	-	8.746	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.419	-	-	64.537
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		86.329	-	7.419	92.390	-	64.537
Paulista Lajeado	Participação societária	18.119	-	-	27.669	-	-
	Dividendo a receber	2.765	-	-	1.189	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(3.096)	-	-	(57.510)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		20.884	-	(3.096)	28.858	-	(57.510)
CEEE-D	Participação societária	7.476	-	-	166.646	-	-
	Financiamentos e empréstimos	31.258	-	-	34.584	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(145.118)	-	-	15.180
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	2.895	-	-	2.990
		38.734	-	(142.223)	201.230	-	18.169
INAMBARI	Participação societária	164	-	-	9.148	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(8.984)	-	-	6.381
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		164	-	(8.984)	9.148	-	6.381
CHC Amé	Participação societária	79.081	-	-	29.119	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(5.517)	-	-	(95.298)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		79.081	-	(5.517)	29.119	-	(95.298)
EÓLICA MANGUE SECO	Participação societária	16.726	-	-	17.058	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(332)	-	-	(996)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		16.726	-	(332)	17.058	-	(996)
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	Participação societária	802.964	-	-	631.123	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(32.909)	-	-	(4.004)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		802.964	-	(32.909)	631.123	-	(4.004)
ROUAR	Participação societária	70.044	-	-	18.427	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.240	-	-	52
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		70.044	-	7.240	18.427	-	52

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Contas a receber	16.333	-	-	16.716	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Fornecimento de energia elétrica	-	-	43.716	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	13.231
	Outras receitas	-	-	33.864	-	-	62.848
		16.333	-	77.580	16.716	-	76.079
REAL GRANDEZA	Outros ativos	3.127	-	-	-	-	-
	Contribuições previdenciárias	-	4.312	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	403.810	-	-	(202.598)	-
	Obrigações diversas	-	5.466	-	-	-	-
	Contratos de dívida atuariais	-	15.542	-	-	-	-
	Outros passivos	-	38.120	-	-	5.943	-
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	757
	Despesas financeiras	-	-	(20.795)	-	-	-
	Despesas atuariais	-	-	8.312	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(11.594)	-	-	(40.593)
	Outras receitas	-	-	134.529	-	-	15.915
	Provisão atuarial	-	-	38.120	-	-	-
		3.127	467.250	148.572	-	(196.655)	(23.921)
NUCLEOS	Contribuições previdenciárias	-	3.230	-	-	-	-
	Provisão atuarial	-	-	-	-	-	-
	Despesas atuariais	-	-	(4.555)	-	-	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	-
		-	3.230	(4.555)	-	-	-
RS ENERGIA	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	4.882
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	4.882
UIRAPURU	Contas a receber	5.383	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	2.295	-	-	1.736	-	-
	Outros ativos	-	-	-	5.304	-	-
	Participação societária permanente	57.679	-	-	40.600	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	2	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	9.631	-	-	7.433
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.569	-	-	2.430
	Outras receitas	-	-	21	-	-	20
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(27)	-	-	(21)
		65.357	2	12.194	47.640	2	9.862
ARTEMIS	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	3.592
		-	-	-	-	-	3.592
PORTO VELHO	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	1.746
		-	-	-	-	-	1.746
NORTE BRASIL	Participação societária permanente	421.052	-	-	231.446	-	-
	Fornecedores	-	23	-	68	-	-
	Outros passivos	-	1.555	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	237.116
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	204
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(3.517)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.459)	-	-	-
		421.052	1.578	(5.976)	231.514	-	237.320
ETAU	Contas a receber	9	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	39	-	-	58	-	-
	Participação societária permanente	23.235	-	-	24.199	-	-
	Outros ativos	-	-	-	62	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	3	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	453	-	-	752
	Outras receitas	-	-	162	-	-	8
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.713	-	-	3.844
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(34)	-	-	(25)
		23.283	2	7.294	24.319	3	4.579

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ESBR	Clientes	2.295	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.907.364	-	-	2.752.140	-	-
	Fornecedores	-	9.872	-	-	-	-
	Outros passivos	-	600	-	-	-	-
	Outros Resultados Abrangentes	-	-	-	-	133	-
	Energia comprada	-	-	(31.200)	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(461.576)	-	-	(77.777)
		2.909.659	10.472	(492.776)	2.752.140	133	(77.777)
TELES PIRES	Participação societária permanente	496.425	-	-	262.964	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	111
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	9.605
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(29.157)	-	-	(6.800)
		496.425	-	(29.157)	262.964	-	2.916
INTEGRAÇÃO	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	22.517	-	-	22.455	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	63	-	-	11.342
		22.517	-	63	22.455	-	11.342
COSTA OESTE	Dividendos / JCP a receber	300	-	-	458	-	-
	AFAC	1.146	-	-	15.104	-	-
	Participação societária permanente	21.510	-	-	4.278	-	-
	Fornecedores	-	1	-	-	-	-
	Receita (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(481)	-	-	3.599
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(3)	-	-	-
		22.956	1	(484)	19.840	-	3.599
TSBE	Contas a receber	12	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	2.660	-	-	1.440	-	-
	AFAC	16.000	-	-	86.400	-	-
	Participação societária permanente	275.960	-	-	167.403	-	-
	Outros ativos	-	-	-	208	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	10.733	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	11.377	-	-	4.789
	Receitas de prestação de serviços	-	-	374	-	-	-
	Outras receitas	-	-	70	-	-	2.595
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(20)	-	-	-
		294.632	10.735	11.801	255.451	-	7.384
LIVRAMENTO	Outras contas a receber	10	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	97.348	-	-
	AFAC	73.500	-	-	-	-	-
	Ações preferenciais resgatáveis	61.910	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	112	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	126	-	-	125
		-	-	(150.370)	-	-	(10.963)
		135.420	-	(150.244)	97.460	-	(10.838)
SANTA VITÓRIA	Dividendos / JCP a receber	1.163	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	157.627	-	-	185.970	-	-
	AFAC	18.000	-	-	-	-	-
	Ações preferenciais resgatáveis	29.400	-	-	-	-	-
	Receita (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	2.220	-	-	138
		206.190	-	2.220	185.970	-	138
MARUMBI	AFAC	6.702	-	-	4.505	-	-
	Dividendos / JCP a receber	553	-	-	101	-	-
	Participação societária permanente	9.043	-	-	1.151	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.930	-	-	682
		16.298	-	1.930	5.757	-	682

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CHUI	Participação societária permanente	37.495	-	-	75.210	-	-
	AFAC	330.500	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(37.715)	-	-	(193)
		367.995	-	(37.715)	75.210	-	(193)
FACHESF	Fornecedores	-	10.719	-	-	302	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	14.238	-
	Contratos de dívida atuariais	-	-	-	-	-	-
	Contribuições previdenciárias (normal)	-	10.220	-	-	-	-
	Despesas atuariais	-	-	(105.121)	-	-	(110.199)
	Despesas financeiras	-	-	(55.871)	-	-	(60)
	Despesas operacionais	-	-	(17.401)	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(17.732)
		-	20.939	(178.393)	-	14.540	(127.991)
TDG	Participação societária permanente	28.013	-	-	49.829	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	2.152	-	-
	AFAC	101.000	-	-	86.000	-	-
	Contas a receber	429	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	181	-	-	125	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	6.798
	Receitas de prestação de serviços	-	-	4.187	-	-	57
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.787)	-	-	-
		129.442	181	2.400	137.981	125	6.855
MANAUS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	215.793	-	-	207.038	-	-
	AFAC	39.181	-	-	13.650	-	-
	Outros ativos	1.338	-	-	1.338	-	-
	Outros passivos	-	1.307	-	-	491	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	22.226	-	-	329.402
	Outras receitas	-	-	2.938	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7.902)	-	-	(7.003)
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(65.311)	-	-	-
		256.312	1.307	(48.049)	222.026	491	322.399
IE MADEIRA	Participação societária permanente	822.342	-	-	674.902	-	-
	Dividendos / JCP a receber	7.257	-	-	311.414	-	-
	AFAC	-	-	-	11.025	-	-
	Fornecedores	-	5.752	-	-	1.624	-
	Contas a pagar	-	579	-	-	(805)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	10.251
	Outros Créditos	-	-	-	-	-	7.350
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	62.927	-	-	39.720
		-	-	-	-	-	(4.556)
		-	-	(49.776)	-	-	-
		829.599	6.331	13.151	997.341	819	52.765
MANAUS CONSTRUÇÃO	Dividendos / JCP a receber	12.351	-	-	9.377	-	-
	Participação societária permanente	4.724	-	-	3.533	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	10.570	-	-	20.340
		17.075	-	10.570	12.910	-	20.340
STN	Outras contas a receber	263	-	-	191	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	1.292	-	-
	Participação societária permanente	163.434	-	-	195.154	-	-
	Fornecedores	-	1.250	-	-	1.439	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	46.014	-	-	38.082
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.841	-	-	2.297
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(12.427)	-	-	(14.740)
		163.697	1.250	36.428	196.637	1.439	25.639
INTESA	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	1.334	-	-
	Participação societária permanente	41.064	-	-	38.152	-	-
	Fornecedores	-	971	-	-	1.108	-
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	-	-	-	720
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.573	-	-	3.660
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(9.496)	-	-	(11.347)
		41.064	971	(3.923)	39.486	1.108	(6.967)



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EAPSA	Clientes	159	-	-	131	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.124	-	-	3.379	-	-
	Participação societária permanente	89.580	-	-	92.842	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.030	-	-	13.521
		90.863	-	2.030	96.352	-	13.521
SETE GAMELEIRAS	Contas a receber	7	-	-	5	-	-
	Participação societária permanente	20.799	-	-	20.243	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	25
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	556	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(743)
		20.806	-	556	20.248	-	(718)
S. PEDRO DO LAGO	Participação societária permanente	16.268	-	-	15.118	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	-	-	-
	Contas a receber	7	-	-	5	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	25
	Receitas (despesas) de equivalência patrimonial	-	-	1.407	-	-	(58)
		16.275	-	1.407	15.123	-	(33)
PEDRA BRANCA	Participação societária permanente	14.256	-	-	14.096	-	-
	Contas a receber	7	-	-	5	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	25	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	192	-	-	329
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(735)
		14.263	-	192	14.126	-	(406)
BRASVENTOS MIASSABA	Contas a receber	70	-	-	68	-	-
	AFAC	-	-	-	22.885	-	-
	Participação societária permanente	33.469	-	-	8.247	-	-
	Outros ativos	(1)	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	113
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.703	-	-	31.131
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	649	-	-	-
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	-	270
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1.288)
		33.538	-	5.352	31.200	-	30.226
BRASVENTO EOLO	AFAC	316	-	-	16.691	-	-
	Participação societária permanente	20.750	-	-	5.870	-	-
	Contas a receber	60	-	-	58	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	210
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	22.306
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	-	135
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	554	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.495)	-	-	(1.068)
		21.126	-	(941)	22.619	-	21.583
PREVINORTE	Outros ativos	63	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	7.958	-	-	-	-
		63	7.958	-	-	-	-
ENERPEIXE	Contas a receber	232	-	-	240	-	-
	JCP / Dividendos a receber	26.059	-	-	25.960	-	-
	Participação societária permanente	555.860	-	-	525.378	-	-
	Outros ativos	-	-	-	2	-	-
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	-	2.414
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	56.539	-	-	96.604
	Receitas de prestação de serviços	-	-	255	-	-	86
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2.220	-	-	-
		582.151	-	59.014	551.580	-	99.104
TRANSLESTE	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	15.616	-	-	27.187	-	-
	Fornecedores	-	166	-	-	(160)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.040	-	-	6.840
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.539)	-	-	(1.631)
		15.616	166	3.501	27.187	(160)	5.209

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TRANSUDESTE	JCP / Dividendos a receber	1.033	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	14.978	-	-	14.007	-	-
	Outros ativos	25	-	-	25	-	-
	Fornecedores	-	156	-	-	(99)	-
	Outras receitas	-	-	159	-	-	147
	Receitas de prestação de serviços	-	-	148	-	-	139
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.294	-	-	3.909
	Receitas financeiras	-	-	1.034	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(968)	-	-	(996)
		16.036	156	3.667	14.032	(99)	3.199
	Participação societária permanente	16.134	-	-	14.050	-	-
	Fornecedores	-	107	-	-	(68)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.864	-	-	3.745
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(666)	-	-	(698)
		16.134	107	2.198	14.050	(68)	3.047
CENTROESTE	Participação societária permanente	20.825	-	-	17.630	-	-
	JCP / Dividendos a receber	894	-	-	-	-	-
	Outros ativos	10	-	-	59	-	-
	Fornecedores	-	71	-	-	(68)	-
	Outras receitas	-	-	431	-	-	79
	Receitas de prestação de serviços	-	-	900	-	-	729
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.089	-	-	3.746
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(666)	-	-	(689)
		21.729	71	4.754	17.689	(68)	3.865
BAGUARI	Clientes	15	-	-	15	-	-
	AFAC	315	-	-	82.632	-	-
	Participação societária permanente	85.815	-	-	9.805	-	-
	JCP / Dividendos a receber	7.294	-	-	1.837	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	5.035
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	-	190
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(850)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	181	-	-	-
		93.439	-	(669)	94.289	-	5.225
SERRA FACÃO ENERGIA	AFAC	2.695	-	-	58	-	-
	Participação societária permanente	111.906	-	-	113.123	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.275)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	3.103
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(41)
	Receitas financeiras	-	-	111	-	-	3.138
		114.601	-	(1.164)	113.181	-	6.200
	Dividendos / JCP a receber	2.289	-	-	2.289	-	-
	Participação societária permanente	1.640	-	-	60.742	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	(59.102)	-	-	-	-	(26.544)
	Receitas de prestação de serviços	-	-	80	-	-	298
		(55.173)	-	80	63.031	-	(26.246)
CHAPECOENSE	JCP / Dividendos a receber	9.512	-	-	17.054	-	-
	Clientes	740	-	-	448	-	-
	Participação societária permanente	364.522	-	-	345.387	-	-
	Remuneração de ativo financeiro	-	-	-	-	-	4.273
	Outros ativos	-	-	-	751	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	28.646	-	-	90.568
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	309
		374.774	-	28.646	363.640	-	95.150

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
MADEIRA ENERGIA	Clientes	-	-	-	2.011	-	-
	AFAC	-	-	-	89.700	-	-
	Participação societária permanente	2.724.068	-	-	2.416.382	-	-
	Outros ativos	-	-	-	163	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(861.144)	-	-	(18.678)
	Remuneração de ativo financeiro	-	-	-	-	-	19.793
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	22.771
	Outras receitas	-	-	-	-	-	1.607
		2.724.068	-	(861.144)	2.508.256	-	25.493
INAMBARI	Outras despesas	-	-	-	-	-	(6.126)
	Participação societária permanente	164	-	-	9.148	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.024)	-	-	5.293
	Outras receitas	-	-	6.017	-	-	-
		164	-	(7)	9.148	-	(833)
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	JCP / Dividendos a receber	15.648	-	-	9.904	-	-
	Participação societária permanente	96.813	-	-	78.241	-	-
	Fornecedores	-	80	-	-	(79)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	24.316	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(21.680)
	Outros ativos	-	-	-	17	-	-
	Outras receitas	-	-	8	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(754)	-	-	(654)
		112.461	80	23.570	88.162	(79)	(22.334)
MGE TRANSMISSÃO	JCP / Dividendos a receber	6.812	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	118.953	-	-	60.802	-	-
	AFAC	-	-	-	45.570	-	-
	Outros ativos	149	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	100	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.974	-	-	1.855
	Outras receitas	-	-	67	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(9.222)	-	-	(2.831)
		125.914	100	(6.658)	106.372	-	(976)
GOIÁS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	138.436	-	-	80.080	-	-
	AFAC	-	-	-	51.499	-	-
	JCP / Dividendos a receber	20.051	-	-	20.051	-	-
	Outros ativos	203	-	-	359	-	-
	Fornecedores	-	225	-	-	(207)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(493)	-	-	(1.815)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.911)	-	-	-
		-	-	2.293	-	-	2.290
		158.690	225	(111)	151.989	(207)	475
REI DOS VENTOS	Contas a receber	61	-	-	60	-	-
	Outros ativos	-	-	-	12.894	-	-
	Participação societária permanente	21.356	-	-	7.553	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	570	-	-	79
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	-	187
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.801	-	-	20.447
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1.359)
		21.417	-	2.371	20.507	-	19.354
TRANS SÃO PAULO	AFAC	1.960	-	-	13.132	-	-
	Participação societária permanente	83.116	-	-	36.500	-	-
	JCP / Dividendos a receber	15.934	-	-	5.441	-	-
	Outros ativos	75	-	-	71	-	-
	Fornecedores	-	28	-	-	(20)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	890	-	-	1.013
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	43.977	-	-	15.107
	Outras receitas	-	-	509	-	-	229
		-	-	(276)	-	-	(293)
		101.085	28	45.100	55.144	(20)	16.056

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TRANS GOIÁS	AFAC	-	-	-	93	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	2.369	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.212)	-	-	(487)
		-	-	(1.212)	2.462	-	(487)
CALDAS NOVAS	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Outros ativos	72	-	-	176	-	-
	Participação societária permanente	12.846	-	-	10.634	-	-
	Fornecedores	-	9	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(61)	-	-	(11)
	Outras receitas	-	-	149	404	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	720	-	-	170
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.084	-	-	1.578
		12.918	9	3.892	11.214	-	1.737
IE GARANHUS	Participação societária permanente	181.526	-	-	98.659	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	16.717	-	-	2.853
		181.526	-	16.717	98.659	-	2.853
LUZIÂNIA NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA	AFAC	-	-	-	2.728	-	-
	Participação societária permanente	16.863	-	-	2.907	-	-
	Outros ativos	-	-	-	94	-	-
	Fornecedores	-	845	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.594	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	115	-	-	537
	Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	5
	Outras receitas	-	-	188	-	-	810
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(131)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(41)	-	-	-
		16.863	845	4.856	5.729	-	1.221
TSLE	Outras contas a receber	5	-	-	-	-	-
	AFAC	54.499	-	-	102.620	-	-
	Participação societária permanente	139.719	-	-	16.901	-	-
	Outros ativos	-	-	-	474	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	5	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	120
	Outras Receitas	-	-	39	-	-	8.236
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(2.637)	-	-	-
		-	-	3.457	-	-	-
		194.223	-	859	119.995	5	8.356
Energia dos Ventos I	AFAC	-	-	-	5.175	-	-
	Participação societária permanente	7.254	-	-	198	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(39)	-	-	(23)
		7.254	-	(39)	5.373	-	(23)
Energia dos Ventos II	AFAC	-	-	-	3.121	-	-
	Participação societária permanente	4.406	-	-	154	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(30)	-	-	(23)
		4.406	-	(30)	3.275	-	(23)
Energia dos Ventos III	Participação societária permanente	6.535	-	-	4.655	-	-
	Outros ativos	-	-	-	186	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	61
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(36)	-	-	(25)
		6.535	-	(36)	4.841	-	36
Energia dos Ventos IV	AFAC	-	-	-	6.811	-	-
	Participação societária permanente	9.535	-	-	210	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(43)	-	-	(26)
		9.535	-	(43)	7.021	-	(26)
Energia dos Ventos V	AFAC	-	-	-	5.454	-	-
	Participação societária permanente	929	-	-	183	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.722)	-	-	(23)
		929	-	(6.722)	5.637	-	(23)

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Energia dos Ventos VI	AFAC	-	-	-	7.585	-	-
	Participação societária permanente	1.272	-	-	181	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(9.159)	-	-	(25)
		1.272	-	(9.159)	7.766	-	(25)
Energia dos Ventos VII	AFAC	-	-	-	7.634	-	-
	Participação societária permanente	1.380	-	-	205	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(9.160)	-	-	(25)
		1.380	-	(9.160)	7.839	-	(25)
Energia dos Ventos VIII	Participação societária permanente	910	-	-	5.454	-	-
	Outros ativos	-	-	-	164	-	-
	Outras receitas	-	-	157	-	-	10
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.721)	-	-	(22)
		910	-	(6.564)	5.618	-	(12)
Energia dos Ventos IX	AFAC	-	-	-	5.562	-	-
	Participação societária permanente	975	-	-	186	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.723)	-	-	(24)
		975	-	(6.723)	5.748	-	(24)
Energia dos Ventos X	AFAC	-	-	-	4.131	-	-
	Participação societária permanente	5.807	-	-	178	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(34)	-	-	(23)
		5.807	-	(34)	4.309	-	(23)
JUNCO I	Participação societária permanente	18.824	-	-	5.193	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	(148)
		18.824	-	(100)	5.193	-	(148)
JUNCO II	Participação societária permanente	19.087	-	-	5.285	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	71	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(61)
		19.087	-	71	5.285	-	(61)
CAIÇARA I	Participação societária permanente	20.976	-	-	5.280	-	-
	Receitas (despesas) de equivalência patrimonial	-	-	5	-	-	(69)
		20.976	-	5	5.280	-	(69)
CAIÇARA II	Participação societária permanente	14.106	-	-	3.399	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(18)	-	-	(56)
		14.106	-	(18)	3.399	-	(56)
EXTREMOZ	Participação societária permanente	7.180	-	-	1.505	-	-
	AFAC	453.761	-	-	178.150	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.675	-	-	1.452
		460.941	-	5.675	179.655	-	1.452
NORTE ENERGIA	Outros ativos	78	-	-	35	-	-
	Participação societária permanente	2.676.123	-	-	631.824	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	841.589
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(110.640)	-	-	(6.000)
		2.676.201	-	(110.640)	631.859	-	835.589
AETE	Outros passivos	-	234	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	8.915	-	-	39.235
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	2.022
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.457)	-	-	(2.831)
		-	234	6.458	-	-	38.426
BRASNORTE	Outros ativos	2.506	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	127	-	-	139	-
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	9.647	-	-	105.921
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.808	-	-	4.747
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.289)	-	-	(1.643)
		2.506	127	10.166	-	139	110.668

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ÁGUAS DA PEDRA	Outros ativos	161	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	690
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1.267	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.379	-	-	96.220
		161	-	7.646	-	-	96.910
ESTAÇÃO TRANSMISSORA	Outros passivos (especificar, se relevante)	-	-	-	1.646	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	743.762
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	40
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(3.735)	-	-	(10.934)
		-	-	(3.735)	1.646	-	732.868
INTEGRAÇÃO TRANS.	Outros ativos	290	-	-	272	-	-
	Outros passivos	-	709	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	16.817	-	-	121.999
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	3.386
	Outras receitas	-	-	3.838	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7.132)	-	-	(8.264)
		290	709	13.523	272	-	117.121
LINHA VERDE	AFAC	364.822	-	-	-	-	-
	Outros ativos	810	-	-	-	-	-
	Empréstimos e financiamentos	129.155	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	23.257
	Outras receitas	-	-	9.632	-	-	-
		494.787	-	9.632	-	-	23.257
RIO BRANCO	Outros ativos	-	-	-	152	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	176	-
		-	-	-	152	176	-
CONSTRUTORA INTEG	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	63	-	-	24.638
		-	-	63	-	-	24.638
TRANSMISSORA MATO GROSSO	Outros passivos	-	234	-	-	-	-
		-	234	-	-	-	-
TRANSNORTE	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	9.072	-	-	42.584
		-	-	9.072	-	-	42.584
CTEEP	AFAC	-	-	-	1.114	-	-
	Participação societária permanente	946.187	-	-	1.748.560	-	-
	Dividendos / JCP a receber	9.749	-	-	70.460	-	-
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	1.480	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	53.503	-	-	5.673
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(168.982)
	Perda na subscrição	-	-	(679)	-	-	-
		955.936	-	54.304	1.820.134	-	(163.309)
EMAE	Participação societária permanente	275.214	-	-	303.652	-	-
	Dividendos / JCP a receber	(54)	-	-	-	-	-
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	64	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	151.429	-	-	(80.028)
		275.159	-	151.493	303.652	-	(80.028)
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Outros ativos	724	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	6.223	-	-	10.908	-	-
	Participação societária permanente	36.246	-	-	443	-	-
	Outras receitas	-	-	38	-	-	302
	Receitas de prestação de serviços	-	-	724	-	-	146
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	830	-	-	(443)
		43.193	-	1.592	11.351	-	5

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CEPEL	Despesas Operacionais	-	-	(10.925)	-	-	(10.924)
		-	-	(10.925)	-	-	(10.924)
TME	Outros passivos	-	-	-	-	294	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	11.182	-	-	75.656
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.545)	-	-	(2.902)
		-	-	8.637	-	294	72.754
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Participação societária permanente	67.383	-	-	17.801	-	-
	Outras contas a receber	142	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	849	-	-	208
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.297	-	-	161
		67.525	-	3.146	17.801	-	369
Centrais Eólica Famosa I S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.059	-	-	3.807	-	-
	Participação societária permanente	838	-	-	3.455	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.425)	-	-	(305)
		1.897	-	(6.425)	7.262	-	(305)
Centrais Eólica Pau Brasil S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	706	-	-	2.538	-	-
	Participação societária permanente	548	-	-	2.302	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.292)	-	-	(225)
		1.254	-	(4.292)	4.840	-	(225)
Centrais Eólica São Paulo S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	823	-	-	2.856	-	-
	Participação societária permanente	648	-	-	2.594	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.803)	-	-	(241)
		1.471	-	(4.803)	5.450	-	(241)
Centrais Eólica Rosada S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.333	-	-	4.759	-	-
	Participação societária permanente	955	-	-	4.326	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(8.132)	-	-	(347)
		2.288	-	(8.132)	9.085	-	(347)
FOTE	AFAC	3.641	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	11.824	-	-	5	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(16)	-	-	-
		15.465	-	(16)	5	-	-
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Outras contas a receber	229	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	16.128	-	-	663	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	645	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	226	-	-	-
	Outras receitas	-	-	7.950	-	-	16
		16.357	-	8.821	663	-	16
PUNAÚ I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.880	-	-	123	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7.313)	-	-	-
		1.880	-	(7.313)	123	-	-
CARNAÚBA I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.238	-	-	113	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7.186)	-	-	-
		1.238	-	(7.186)	113	-	-
CARNAÚBA II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	936	-	-	93	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(5.959)	-	-	-
		936	-	(5.959)	93	-	-
CARNAÚBA III EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	845	-	-	83	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(5.284)	-	-	-
		845	-	(5.284)	83	-	-
CARNAÚBA V EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.212	-	-	123	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7.981)	-	-	-
		1.212	-	(7.981)	123	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CERVANTES I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.357	-	-	83	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.772)	-	-	-
		1.357	-	(4.772)	83	-	-
CERVANTES II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	644	-	-	64	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(3.958)	-	-	-
		644	-	(3.958)	64	-	-
BOM JESUS EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.370	-	-	93	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(5.794)	-	-	-
		1.370	-	(5.794)	93	-	-
CACHOEIRA EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	871	-	-	64	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(3.907)	-	-	-
		871	-	(3.907)	64	-	-
PITIMBU EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.270	-	-	93	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(5.894)	-	-	-
		1.270	-	(5.894)	93	-	-
SÃO CAETANO EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	2.387	-	-	132	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7.952)	-	-	-
		2.387	-	(7.952)	132	-	-
SÃO CAETANO I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.867	-	-	93	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(5.297)	-	-	-
		1.867	-	(5.297)	93	-	-
SÃO GALVÃO EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.684	-	-	122	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7.862)	-	-	-
		1.684	-	(7.862)	122	-	-
Ventos de Santa Joana IX	Participação societária permanente	16.904	-	-	7.690	-	-
		16.904	-	-	7.690	-	-
Ventos de Santa Joana X	Participação societária permanente	16.185	-	-	7.690	-	-
		16.185	-	-	7.690	-	-
Ventos de Santa Joana XI	Participação societária permanente	14.890	-	-	7.690	-	-
		14.890	-	-	7.690	-	-
Ventos de Santa Joana XII	Participação societária permanente	18.711	-	-	7.690	-	-
		18.711	-	-	7.690	-	-
Ventos de Santa Joana XIII	Participação societária permanente	16.498	-	-	7.690	-	-
		16.498	-	-	7.690	-	-
Ventos de Santa Joana XV	Participação societária permanente	18.505	-	-	7.690	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1)	-	-	-
		18.505	-	(1)	7.690	-	-
Ventos de Santa Joana XVI	Participação societária permanente	17.364	-	-	7.690	-	-
		17.364	-	-	7.690	-	-
Hermenegildo I	Contas a receber	29	-	-	-	-	-
	AFAC	41.161	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(384)	-	-	-
		41.190	-	(384)	-	-	-



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Hermenegildo II	Contas a receber	29	-	-	-	-	-
	AFAC	3.203	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(156)	-	-	-
		3.232	-	(156)	-	-	-
Hermenegildo III	Contas a receber	25	-	-	-	-	-
	AFAC	34.887	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(123)	-	-	-
		34.912	-	(123)	-	-	-
Coxilha Seca	AFAC	2.900	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	87	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	77	-	-	-
		2.987	-	77	-	-	-
Chuí IX	Contas a receber	10	-	-	-	-	-
	AFAC	20.510	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(65)	-	-	-
		20.520	-	(65)	-	-	-
Baraúnas I	Participação societária permanente	27	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(27)	-	-	-
		27	-	(27)	-	-	-
Mussambê	Participação societária permanente	19.955	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(32)	-	-	-
		19.955	-	(32)	-	-	-
Morro Branco I	Participação societária permanente	15.549	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(22)	-	-	-
		15.549	-	(22)	-	-	-
Serra das Vacas I	Participação societária permanente	14.925	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(248)	-	-	-
		14.925	-	(248)	-	-	-
Serra das Vacas II	Participação societária permanente	14.405	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(78)	-	-	-
		14.405	-	(78)	-	-	-
Serra das Vacas III	Participação societária permanente	14.023	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(93)	-	-	-
		14.023	-	(93)	-	-	-
Serra das Vacas IV	Participação societária permanente	14.524	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(67)	-	-	-
		14.524	-	(67)	-	-	-
Ventos de Santa Joana I	Participação societária permanente	17.774	-	-	-	-	-
		17.774	-	-	-	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Ventos de Santa Joana III	Participação societária permanente	20.000	-	-	-	-	-
		20.000	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana IV	Participação societária permanente	16.926	-	-	-	-	-
		16.926	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana V	Participação societária permanente	17.774	-	-	-	-	-
		17.774	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana VII	Participação societária permanente	17.774	-	-	-	-	-
		17.774	-	-	-	-	-
Ventos Santo Augusto IV	Participação societária permanente	17.774	-	-	-	-	-
		17.774	-	-	-	-	-
SINOP	Participação societária permanente	87.047	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	1
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.249)	-	-	-
		87.047	-	(4.249)	-	-	1
Santo Antônio Energia	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.481	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	40.602	-	-	-
	Outras receitas	-	-	268	-	-	-
		-	-	44.351	-	-	-
MATA DE SANTA GENEBRA	Participação societária permanente	26.177	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	1	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	894	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.019)	-	-	-
		26.178	-	(125)	-	-	-
LAGOA AZUL TRANSMISSORA	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.970	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(151)	-	-	-
	Outras receitas	-	-	12	-	-	-
		1.971	-	(139)	-	-	-
EÓLICA ITAGUAÇU DA BAHIA SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.062	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(101)	-	-	-
		1.063	-	(101)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA LUIZA SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	-
		1.064	-	(100)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA MADALENA SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.062	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(101)	-	-	-
		1.064	-	(101)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA MARCELLA SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(101)	-	-	-
		1.064	-	(101)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA VERA SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	-
		1.064	-	(100)	-	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EÓLICA VENTOS DE SANTO ANTONIO SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	-
		1.064	-	(100)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SÃO BENTO SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(101)	-	-	-
		1.064	-	(101)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SÃO CIRILO SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	-
		1.064	-	(100)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SÃO JOÃO SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	-
		1.064	-	(100)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SÃO RAFAEL SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(101)	-	-	-
		1.064	-	(101)	-	-	-
UEE ACAUÃ	Participação societária permanente	7.674	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	41	-	-	-
		7.674	-	41	-	-	-
UEE ANGICAL 2	Participação societária permanente	12.722	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		12.722	-	(20)	-	-	-
UEE ARAPAPÁ	Participação societária permanente	5.123	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	21	-	-	-
		5.123	-	21	-	-	-
UEE CAITITU 2	Participação societária permanente	12.722	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		12.722	-	(20)	-	-	-
UEE CAITITU 3	Participação societária permanente	12.722	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		12.722	-	(20)	-	-	-
UEE CARCARÁ	Participação societária permanente	11.996	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(746)	-	-	-
		11.996	-	(746)	-	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
UEE CORRUPÇÃO 3	Participação societária permanente	12.722	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		12.722	-	(20)	-	-	-
UEE TEIÚ 2	Participação societária permanente	10.185	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		10.185	-	(20)	-	-	-
COQUERINHO 2	Participação societária permanente	21.415	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	20	-	-	-
		21.415	-	20	-	-	-
PAPAGAIO	Participação societária permanente	13.375	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	8	-	-	-
		13.375	-	8	-	-	-
TAMANDUÁ MIRIM 2	Participação societária permanente	10.435	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		10.435	-	(20)	-	-	-
BARAUNAS II	Participação societária permanente	615	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7)	-	-	-
		615	-	(7)	-	-	-
BANDA DE COURO	Participação societária permanente	961	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7)	-	-	-
		961	-	(7)	-	-	-
BELO MONTE TRANSMISSORA SPE S.A.	Participação societária permanente	6.119	-	-	-	-	-
	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(5)	-	-	-
	Outras receitas	-	-	424	-	-	-
		6.120	-	419	-	-	-
ITAIPU	Financiamentos e empréstimos	11.656.696	-	-	11.887.606	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	2.343	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	767.647	-	-	802.535
		11.656.696	-	767.647	11.889.949	-	802.535
SANTO ANTONIO ENERGIA	Clientes	4.174	-	-	-	-	-
	Outros ativos	311	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
		4.485	-	-	-	-	-
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	10.652	-	-	12.876	-
	Provisões	-	448.407	-	-	67.553	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(34.423)	-	-	(38.188)
	Taxas	-	-	(2.462)	-	-	(2.487)
		-	459.059	(36.885)	-	80.429	(40.674)
CEEE-GT	Participação societária	449.336	-	-	564.613	-	-
	Financiamentos e empréstimos	13.254	-	-	21.662	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(91.308)	-	-	8.294
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	1.189	-	-	1.822
		462.590	-	(90.119)	586.275	-	10.116

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CEMAT	Participação societária	348.206	-	-	334.294	-	-
	Financiamentos e empréstimos	353.596	-	-	383.068	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(6.142)	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	34.608	-	-	31.181
		701.802	-	28.466	717.362	-	31.181
CEMAR	Participação societária	554.817	-	-	463.394	-	-
	Dividendo a Receber	20.754	-	-	12.542	-	-
	Financiamentos e empréstimos	308.989	-	-	386.275	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	112.288	-	-	(137.244)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	18.635	-	-	23.088
		884.561	-	130.923	862.210	-	(114.156)
Lajeado Energia	Participação societária	206.282	-	-	232.907	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Dividendo a Receber	94.810	-	-	54.505	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	13.630	-	-	244.165
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		301.092	-	13.630	287.412	-	244.165
CEB Lajeado	Participação societária	71.723	-	-	83.644	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Dividendo a Receber	14.606	-	-	8.746	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.419	-	-	64.537
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		86.329	-	7.419	92.390	-	64.537
Paulista Lajeado	Participação societária	18.119	-	-	27.669	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(3.096)	-	-	(57.510)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		18.119	-	(3.096)	27.669	-	(57.510)
CEEE-D	Participação societária	7.476	-	-	166.646	-	-
	Financiamentos e empréstimos	31.258	-	-	34.584	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(145.118)	-	-	15.180
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	2.895	-	-	2.990
		38.734	-	(142.223)	201.230	-	18.169
CHC Amé	Participação societária	79.081	-	-	29.119	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(5.517)	-	-	(95.298)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		79.081	-	(5.517)	29.119	-	(95.298)
EÓLICA MANGUE SECO	Participação societária	16.726	-	-	17.058	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(996)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		16.726	-	-	17.058	-	(996)
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	Participação societária	802.964	-	-	631.123	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(32.909)	-	-	(4.004)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		802.964	-	(32.909)	631.123	-	(4.004)
ROUAR	Participação societária	70.044	-	-	18.427	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.240	-	-	52
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		70.044	-	7.240	18.427	-	52

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Companhia Celg de Participações - CELGP	Outros passivos - Mútuo	-	109.537	-	-	-	-
		-	109.537	-	-	-	-
CELG Geração e Transmissão - CELG GT	Fornecedores	-	1.082	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	2.577	-	-	-
		-	1.082	2.577	-	-	-
AMAPARI	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	41.623
		-	-	-	-	-	41.623
FOZ DO CHAPECÓ	Contas a receber	458	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	137	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	4.257	-	-	-
		458	-	4.394	-	-	-
TIOJA PARTICIPAÇÕES E INVESTIMENTOS S.A.	Contas a receber	362	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	649	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	167	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	167	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	825	-	-	-
		1.178	-	992	-	-	-
CSE CENTRO DE SOLUÇÕES ESTRATÉGICAS S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.996	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	(299)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(299)	-	-	-
		1.697	-	(299)	-	-	-
EMPRESA DE ENERGIA SÃO MANUEL S.A.	Participação societária permanente	(594)	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	1.029	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(594)	-	-	-
		(594)	-	435	-	-	-
ENERGIA OLÍMPICA S.A.	Participação societária permanente	(213)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(213)	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		(213)	-	(214)	-	-	-
CIA HIDREL TELES PIRES	Receitas de prestação de serviços	-	-	5.759	-	-	-
	Outras receitas	-	-	2.093	-	-	-
		-	-	7.852	-	-	-
E-Vida	Outros ativos	8.233	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	453	-	-	-	-
		8.233	453	-	-	-	-

## NOTA 46 - Remuneração do Pessoal Chave

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	5.605	5.409	28.021	25.548
Salários e encargos sociais	1.344	1.282	5.934	5.698
Outros	411	528	1.938	2.617
	7.360	7.219	35.893	33.863

## NOTA 47 - EVENTOS SUBSEQUENTES

### 47.1 Aquisição da Celg Distribuição S.A.

A Companhia concluiu o processo legal de aquisição da Celg Distribuição S.A. ("Celg-D") mediante o pagamento e a transferência, em 27/01/2015, de 76.761.267 (setenta e seis milhões, setecentos e sessenta e um mil, duzentos e sessenta e sete) de ações ordinárias de emissão da CelgD, correspondentes a 50,93% do capital social da Distribuidora, ao valor de R\$ 59.454.057,64.

---

## **47.2 Reajuste tarifário extraordinário**

A Diretoria da ANEEL deliberou em 27 de fevereiro de 2015 a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 58 concessionárias de distribuição. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores, ponderado pela receita das distribuidoras, é de 23,4% e os novos índices valem a partir do dia 02 de março de 2015.

A metodologia empregada na RTE foi discutida por meio da Audiência Pública 7/2015 e tem por objetivo reposicionar os dois itens em que havia maior distanciamento entre os custos efetivos e a cobertura tarifária: a CDE e os custos com compra de energia.

A Companhia ainda está avaliando os possíveis efeitos desta nova regulamentação.

## **47.3 Bandeiras tarifárias**

A partir de 2015, as contas de energia terão 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.

O mecanismo das bandeiras busca permitir o repasse mês a mês dos gastos com aquisição de energia termelétrica, ou seja, o ajuste mensal das diferenças de custos entre o custo que foi estimado na tarifa e o custo incorrido na aquisição de energia elétrica para revenda. Esse ajuste até então ocorria somente no reajuste anual. Com adoção das bandeiras busca-se suavizar seus efeitos aos consumidores nos momentos de reposicionamento e ao tempo aliviar a pressão de caixa para as distribuidoras que passam a ter mais recursos para aquisição da energia caso a venha a tornar-se mais cara.

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.

Uma elevação do Custo Marginal de Operação – CMO indica que a geração de energia elétrica está mais cara. Doze vezes por ano, o Operador Nacional do Sistema – NOS calcula o Custo Marginal de Operação nas reuniões do Programa Mensal de Operação – PMO, quando também é decidido se haverá ou não a operação das usinas termelétricas

e o custo associado a essa geração. Após cada reunião, com base nas informações do ONS, a ANEEL acionará a bandeira tarifária vigente para mês seguinte.

As bandeiras serão 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. Já a bandeira vermelha será acionada quando o custo de operação for superior a R\$ 350/MWh: condições mais custosas de geração. A tarifa também sofrerá acréscimo.

Em síntese, o sistema de bandeiras, que deverá 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 a percepção do consumidor, e que seria por ele suportado igualmente no momento do reposicionamento tarifário anual, que no caso específico da Companhia ocorre em 29 de novembro de cada ano.

#### **47.4 Repactuação de dívidas**

Em 17 de março de 2015, o Conselho de Administração da Eletrobras celebrou termos aditivos à repactuação de dívidas das empresas de distribuição Amazonas Energia, Eletroacre, Ceron e Boa Vista perante a BR Distribuidora e a Petrobras, referente ao fornecimento de combustível, no montante de cerca de R\$ 8,6 bilhões, com objetivo de alterar a estrutura de garantias estabelecidas nos referidos instrumentos.

As empresas de distribuição tiveram seus créditos de reembolso de custos de combustíveis reconhecidos pela ANEEL, no montante total aproximado de R\$ 6,1 bilhões, que serão oferecidos diretamente em garantia para a Petrobras e para a BR Distribuidora. A parcela remanescente conta com garantia corporativa da Eletrobras até a conclusão do processo de homologação de outros créditos de CDE.

#### **47.5 Contrato de cessão de créditos**

A controlada Furnas firmou contrato de cessão de créditos com o Banco Santander (Brasil) S/A em 14 de janeiro de 2015, no montante de R\$ 750.000 de valor de face total futuro, cujo objeto corresponde à antecipação de recursos provenientes de vendas e direitos relativos ao 13º Leilão de Energia Existente (A-0) de abril de 2014, conforme possibilidade prevista no item 14.5 dos CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado) assinados com as seguintes empresas distribuidoras: Cia. Paulista de Força e Luz; Cia. Piratininga de Força e Luz; Elektro Eletricidade de Serviços S/A; e Ampla Energia e Serviços S/A. Esta cessão não estabelece direito de regresso por parte do cessionário.



#### **47.6 Captação da 3ª parcela de desembolso do empréstimo junto à Caixa Econômica Federal e ao Banco do Brasil**

Em 30 de janeiro de 2015, a Eletrobras captou a terceira parcela do desembolso do empréstimo no valor de R\$ 2.000.000, sendo R\$ 1.230.769 desembolsado pelo Banco do Brasil e R\$ 769.231 pela Caixa Econômica Federal, com carência de pagamento dos valores de principal até 25 de fevereiro de 2017. Outras informações sobre o empréstimo podem ser encontradas na Nota 22 destas demonstrações financeiras.

#### **47.7 Nova norma para estabelecimento da provisão para PCLD - Distribuidoras**

A Companhia revisou os procedimentos e critérios aprovados na Nota Técnica DF nº 002/2012 para a constituição e contabilização da provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD (Consumidores, Renda Não Faturada e Parcelamentos) e das perdas com os créditos incobráveis – transferidos à reserva, alinhando aos procedimentos comerciais de cobrança definidos pelo normativo “Régua de Cobrança Unificada (MPC-DC-01P-001)”, implantado nas Empresas de Distribuição da Eletrobras desde janeiro de 2013, os novos procedimentos serão implementados a partir de 1º de janeiro de 2015 e terão os seguintes critérios de provisão:

##### Débitos Relevantes – Clientes ligados em Alta Tensão

Serão 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, que para o cliente que for considerado para a provisão. Abaixo tabela da provisão:

<b>CLASSE DE CONSUMO</b>	<b>IDADE DE PROVISIONAMENTO</b>
Residencial	60 dias
Industrial	180 dias
Comercial, Rural	90 dias
Poder Público	150 dias
Serviço Público	120 dias
Iluminação Pública	NA
Suprimento, Consumidor Livre e PIE	60 dias

##### Débitos não Relevantes

Clientes ligados em Baixa Tensão: Serão incluídos na provisão valores correspondentes às faturas (vencidas) dos consumidores que possuam débitos vencidos conforme atinjam a seguinte escala de vencimento:

<b>CLASSE DE CONSUMO</b>	<b>IDADE DE PROVISIONAMENTO</b>
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:

<b>Número de Parcelas</b>	<b>Provisão ou Reversão Classes Privadas</b>	<b>Provisão ou Reversão Classes Públicas</b>
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

### **47.8 Conta ACR**

A partir de 2015, o custo total das operações de créditos contratadas pela CCEE será amortizado em 24 meses, por meio do recolhimento de contas anuais da CDE paga por todas as concessionárias de distribuição, na proporção de seus mercados cativos, mediante encargo tarifário a ser incluído nas tarifas de energia elétrica.

### **47.9 Laudo de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica**

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.

**José da Costa Carvalho Neto**  
*Presidente*

**Armando Casado de Araújo**  
*Diretor Financeiro e de Relações com  
Investidores*

**Valter Luiz Cardeal de Souza**  
*Diretor de Geração*

**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