
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 2016 e de 2015
(Em milhares de Reais)

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL

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

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

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

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

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

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

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou os ativos e passivos da controlada CELG D como ativo mantido para venda, uma vez que a Companhia estava comprometida com a alienação do controle acionário da referida controlada, o que se confirmou em leilão de Desestatização em 30 de novembro de 2016. A venda foi concluída em 14 de fevereiro de 2017, onde o contrato de compra e venda de Ações da CELG D foi assinado entre Eletrobras, Companhia Celg de Participações – CELGPARG e ENEL BRASIL S/A, conforme cronograma estabelecido. Mais detalhes estão apresentados na Nota 43.

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

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

A Companhia ainda detém o controle acionário da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Adicionalmente, detém participação acionária da Itaipu Binacional – Itaipu (em regime de controle conjunto nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai), da Inambari Geração de Energia S.A. e da Rouar S.A (em regime de controle conjunto com a estatal 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 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 Medida Provisória nº 735, de 23 de junho de 2016, estabeleceu que as atividades relacionadas à gestão e administração dos fundos setoriais Reserva Global de Reversão - RGR, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Conta de Consumo de Combustível - CCC, até então sob responsabilidade da Eletrobras, serão transferidos para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Em 17 de novembro de 2016, esta medida provisória foi convertida na Lei 13.360 estabelecendo que até 30 de abril de 2017 as atividades relacionadas à gestão e administração destes fundos serão transferidos para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Com a transferência dessas atividades para a CCEE, a Eletrobras continuará a se dedicar, com mais exclusividade, aos seus negócios de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com sua visão estratégica de atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável.

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 e Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel.

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 27 de março de 2017.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, possui 46,908 GW* de capacidade instalada, 70,148 mil km* de linhas de transmissão e sete distribuidoras de energia que atendem cerca de 7 milhões* de consumidores.

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:

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

I – Concessões em Regime de O&M – renovadas - Lei 12.783/13

- Geração de Energia Elétrica

Concessões em Regime de O&M - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)*	Vencimento
UHE Paulo Afonso I	BA	180	31/12/2042
UHE Paulo Afonso II	BA	443	31/12/2042
UHE Paulo Afonso III	BA	794	31/12/2042
UHE Paulo Afonso IV	BA	2.462	31/12/2042
UHE Apolônio Sales	BA	400	31/12/2042
UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	BA	1.480	31/12/2042
UHE Xingó	SE	3.162	31/12/2042
UHE Furnas	MG	1.216	31/12/2042
UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP / MG	1.050	31/12/2042
UHE Marimbondo	SP / MG	1.440	31/12/2042
UHE Porto Colômbia	SP / MG	320	31/12/2042
UHE Funil	MG	216	31/12/2042
UHE Corumbá I	GO	375	31/12/2042
UHE Serra da Mesa	GO	1.275	12/11/2039
UHE Funil	BA	30	31/12/2042
UHE Pedra	BA	20	31/12/2042
UHE Boa Esperança	PI	237	31/12/2042
UHE Coaracy Nunes	AP	78	31/12/2042

*Não examinado pelos auditores independentes

- 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	31/12/2042

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

II – Principais Concessões em Regime de Exploração

• Geração de Energia Elétrica e Autorização

Concessões em Regime de Exploração GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
UHE Sobradinho	BA	1050,30	2022
UTE Camaçari	BA	346,80	2027
UHE Belo Monte ⁽¹²⁾	PA	11233,10	2045
UHE Tucuruí	PA	8535	2024
UHE Samuel	RO	216,75	2029
UTE Rio Madeira	RO	119,35	2018
UTE Santana	AP	177,74	2019
UTE Santarém	PA	14,76	2034
UTE Electron ⁽⁷⁾	AM	121,10	2020
UHE Dardanelos	MT	261	2042
UHE Mauá	PR	177,90	2042
UHE Jirau ⁽¹⁾	RO	3750	2043
UTE Presidente Médici – Candiota I e II ⁽²⁾	RS	446	2015
UTE Candiota III	RS	350	2041
UTE Tabatinga ⁽¹³⁾	AM	316,40	2016
UTE Belem de Simões ⁽¹³⁾	AM	316,40	2016
UHE Balbina	AM	249,75	2027
UHE Aparecida	AM	282,50	2020
UTE Mauá	AM	409,50	2020
UTE Santa Cruz ⁽⁶⁾	RJ	500	2015
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476	2023
UHE Itumbiara	MG / GO	2082	2020
UHE Manso	MT	212	2035
UHE Simplício/Anta	RJ / MG	305,70	2041
UHE Peixe Angical	TO	498,75	2036
UHE Baguari ⁽¹¹⁾	MG	140	2041
UHE Foz do Chapecó	Uruguai	855	2036
UTN Angra I	RJ	640	2024
UTN Angra II	RJ	1350	2041
UTN Angra III	RJ	1405	40 anos
UHE Piloto ⁽⁵⁾	BA	2	2015
UHE Araras ⁽⁵⁾	CE	4	2015
UHE Curemas	PB	3,52	2024
EOL São Pedro do Lago	BA	30	2046
EOL Pedra Branca	BA	30	2046
EOL Sete Gameleiras	BA	30	2046
EOL Caiçara I	RN	27	2047
EOL Junco I	RN	24	2047
EOL Junco II	RN	24	2047
EOL Caiçara II	RN	18	2047

Concessões em Regime de Exploração GERAÇÃO

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
EOL Casa Nova	BA	180	2043
EOL Casa Nova II	BA	28	2049
EOL Casa Nova III	BA	24	2049
EOL Baraúnas I	BA	32,90	2049
EOL Morro Branco I	BA	32,90	2049
EOL Mussambê	BA	32,90	2049
EOL Santa Joana XI	PI	29,60	2049
EOL Santa Joana XVI	PI	28,90	2049
EOL Santa Joana X	PI	29,60	2049
EOL Santa Joana XIII	PI	29,60	2049
EOL Santa Joana XII	PI	28,90	2049
EOL Santa Joana XV	PI	28,90	2049
EOL Santa Joana IX	PI	29,60	2049
EOL Acauã Energia	BA	12	2049
EOL Arapapá Energia	BA	10	2049
EOL Angical 2	BA	14	2049
EOL Teiú 2	BA	14	2049
EOL Caititú 2	BA	14	2049
EOL Carcará	BA	10	2049
EOL Corrupião 3	BA	14	2049
EOL Caititú 3	BA	14	2049
EOL Papagaio	BA	18	2049
EOL Coqueirinho 2	BA	20	2049
EOL Santa Joana IV	PI	27,20	2049
EOL Serra das Vacas I	PE	23,92	2049
EOL Santa Joana V	PI	28,90	2049
EOL Serra das Vacas II	PE	22,30	2049
EOL Serra das Vacas III	PE	22,24	2049
EOL Serra das Vacas IV	PE	22,30	2049
EOL Santa Joana III	PI	29,60	2049
EOL Santa Joana I	PI	28,90	2049
EOL Santo Augusto IV	PI	28,90	2049
EOL Santa Joana VII	PI	28,90	2049
EOL Tamanduá Mirim 2	BA	24,00	2049
EOL Banda de Couro	BA	32,90	2049
EOL Baraúnas II	BA	25,90	2049
UHE CuruáUna	PA	30,30	2028
UTE Rio Acre	AC	45,49	2025
UTE Rio Branco I	AC	18,65	2020
UTE Rio Branco II	AC	32,75	2020
UTE Senador Arnon Afonso Farias	RR	85,99	2024
UTE Serra do Navio	SE	23,30	2037
EOL Miassaba 3	RN	68,47	2045

Concessões em Regime de Exploração GERAÇÃO

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
EOL Rei dos Ventos 3	RN	60,12	2045
UHE Passo São João	RS	77	2041
UHE São Domingos	MS	48	2037
PCH Barra do Rio Chapéu	SC	15,20	2034
PCH João Borges	SC	19	2035
PCH Coxilha Rica (4)	SC	18	2042
PCH Santo Cristo (3)	SC	19,50	2042
EOL Capão do Inglês	RS	10	2049
EOL Coxilha Seca	RS	30	2049
EOL Galpões	RS	8	2049
EOL Chuí I	RS	24	2047
EOL Chuí II	RS	22	2047
EOL Chuí IV	RS	22	2047
EOL Chuí V	RS	30	2047
EOL Chuí VI	RS	24	2047
EOL Chuí VII	RS	22	2047
EOL Chuí 09	RS	17,90	2049
EOL Cerro Chato IV ⁽¹⁰⁾	RS	10	2047
EOL Cerro Chato V ⁽¹⁰⁾	RS	12	2047
EOL Cerro Chato VI ⁽¹⁰⁾	RS	24	2047
EOL Cerro dos trindades ⁽¹⁰⁾	RS	8	2047
EOL Ibirapuitã	RS	24	2047
EOL Verace 24	RS	19,70	2049
EOL Verace 25	RS	7,20	2049
EOL Verace 26	RS	14,30	2049
EOL Verace 27	RS	16,10	2049
EOL Verace 28	RS	12,50	2049
EOL Verace 29	RS	17,90	2049
EOL Verace 30	RS	17,90	2049
EOL Verace 31	RS	9	2049
EOL Verace 34	RS	14,30	2049
EOL Verace 35	RS	12,50	2049
EOL Verace 36	RS	21,50	2049
EOL Geribatu I	RS	20	2047
EOL Geribatu II	RS	20	2047
EOL Geribatu III	RS	26	2047
EOL Geribatu IV	RS	30	2047
EOL Geribatu V	RS	30	2047
EOL Geribatu VI	RS	18	2047
EOL Geribatu VII	RS	30	2047
EOL Geribatu VIII	RS	26	2047
EOL Geribatu IX	RS	30	2047
EOL Geribatu X	RS	28	2047

Concessões em Regime de Exploração GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
Megawatt Solar	SC	0,93	-
EOL Cerro Chato I	RS	30	2045
EOL Cerro Chato II	RS	30	2045
EOL Cerro Chato III	RS	30	2045
UTE São Jerônimo (7)	RS	20	2015
UTE Nutepe (7)	RS	24	2015
UTE Cidade Nova (7)	AM	29,70	2015
UTE Iranduba	AM	50	2020
UTE Distrito (7)	AM	124,70	2015
UTE São José	AM	50	2017
UTE Flores	AM	95,40	2017
UTE Roberto Silveira	RJ	30	2027
UHE Batalha	MG / GO	52,50	2041
UHE Retiro Baixo	MG	82	2041
Três Irmãos	Tietê	807,50	2044
Serra do Facão	GO	212,58	2036
EOL Rei dos Ventos 1	RN	58,45	2045
EOL Famosa I	RN	22,50	2047
EOL Pau Brasil	CE	15	2047
EOL Rosada	RN	30	2048
EOL São Paulo	CE	17,50	2047
EOL Bom Jesus	CE	18	2049
EOL Cachoeira	CE	12	2049
EOL Pitimbu	CE	18	2049
EOL Jandaia	CE	28,80	2047
EOL Jandaia I	CE	19,20	2047
EOL São Caetano	CE	25,20	2049
EOL São Caetano I	CE	18	2049
EOL São Clemente	CE	19,20	2047
EOL São Galvão	CE	18	2049
EOL Carnaúba I	RN	22	2049
EOL Carnaúba II	RN	18	2049
EOL Carnaúba III	RN	16	2049
EOL Carnaúba V	RN	24	2049
EOL Cervantes I	RN	16	2049
EOL Cervantes II	RN	12	2049
EOL Punaú I	RN	24	2049
EOL Arara Azul	RN	27,50	2049
EOL Bentevi	RN	15	2049
EOL Ouro Verde I	RN	27,50	2049
EOL Ouro Verde II	RN	30	2049
EOL Ouro Verde III	RN	25	2049

Concessões em Regime de Exploração GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
EOL Santa Rosa	CE	20	2049
EOL Uirapuru	CE	28	2049
EOL Ventos de Angelim	CE	24	2049
EOL Serra do Mel I	RN	28	2049
EOL Serra do Mel II	RN	28	2049
EOL Serra do Mel III	RN	28	2049
EOL Itaguaçu da Bahia	BA	28	2049
EOL Ventos de Santa Luiza	BA	28	2049
EOL Ventos de Santa Madalena	BA	28	2049
EOL Ventos de Santa Marcella	BA	28	2049
EOL Ventos de Santa Vera	BA	28	2049
UHE Santo Antônio (Mesa) ⁽¹¹⁾	BA	417,2	2043
UHE Santo Antônio Mesa ⁽⁸⁾	BA	3150,80	2043
EOL Ventos de Santo Antônio	BA	28	2049
EOL Ventos de São Bento	BA	28	2049
EOL Ventos de São Cirilo	BA	28	2049
EOL Ventos de São João	BA	28	2049
EOL Ventos de São Rafael	BA	28	2049
EOL São Januário	CE	19,20	2047
EOL Nsa Sra de Fátima	CE	28,80	2047
UHE Sinop	MT	400	2049
UHE São Manoel	PA	700	2049
EOL Brasventos Eolo	RN	58,45	2045
UHE Teles Pires ⁽⁹⁾	PA/MT	1819,80	2046

(1) Em 22 de novembro de 2016, houve a liberação das últimas Unidades Geradoras. Em 16 de dezembro de 2016, foi inaugurada a UHE Jirau com capacidade total instalada.

(2) Os contratos de venda de energia vinculados a Usina Presidente Médici finalizaram em 31 de dezembro de 2016. A CGTEE procedeu o desligamento da Fase B da Usina supracitada a partir de 01/03/17. A Fase A deverá ser desativada em dezembro de 2017.

(3) Em fase de licença de Instalação, início da operação 22 meses após emissão da Licença de Instalação

(4) Início de construção e operação indefinido em função de parecer negativo do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional

(5) Usinas sem operação com contrato de concessão vencido, aguardando autorização da ANEEL para dissolução do contrato.

(6) Usina ainda não prorrogada.

(7) Usina encontra-se desativada.

(8) Em 31/12/2016 havia 44 geradoras em operação comercial de um total de 50 usinas.

(9) Foi concluída, em Agosto/2016, a implantação da UHE Teles Pires, em regime de SPE, com a entrada em operação comercial das últimas três unidades geradoras, totalizando 1.819,80 MW(*) de potência instalada.

(10) A suspensão da operação dos parques eólicos está em discussão judicial, em virtude de sinistro ocorrido em 12/2014.

(11) Empreendimentos ainda em implantação

(12) Usina em operação parcial

(13) Portaria nº 25, de 11 de fevereiro de 2016, do Ministério de Minas e Energia, autorizando a locação para atendimento de localidades dos sistemas isolados atendidos pela Amazonas D.

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

O contrato de concessão nº 067/2000, das UTE's Presidente Médici (Fases A e B), São Jerônimo e Nutepa da controlada CGTEE encerrou em 07 de julho de 2015.

Conforme estabelecido no contrato de concessão e na legislação atinente ao assunto, a controlada CGTEE formalizou, no tempo devido, o interesse na renovação da concessão das usinas.

Até o presente momento não há posição final do Poder Concedente sobre a manifestação da controlada, e, portanto, até que o processo esteja encerrado, a controlada CGTEE permanece explorando estas unidades nas bases atuais da referida concessão. O Poder Concedente não manifestou estimativa de prazo para conclusão do processo.

A decisão sobre a renovação da concessão deverá ser objeto de análise pela Controlada CGTEE, após apresentação da posição do Poder Concedente.

II.I – Geradoras sob Administração Especial

Em 02 de julho de 2016, as pequenas centrais hidrelétricas que estavam sob administração especial de Furnas, de acordo com os termos da Lei nº 12.783/2013, tiveram sua titularidade transferida a Cemig Geração e Transmissão S.A. por meio dos aditivos aos contratos de concessão nº 014/2016 e 012/2016.

Geradoras sob Administração especial nos termos da Lei nº 12.783/2013		
Concessões/Permissões	Capacidade Instalada (MW) (*)	Data da Concessão
Dona Rita	2,41	06.2013
Sinceridade	1,42	04.2013
Neblina	6,47	04.2013
Ervália	6,97	07.2015
Coronel Domiciano	5,04	07.2015

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

III- Transmissão de Energia Elétrica

Concessões em Regime de Exploração - TRANSMISSÃO

Contrato	Nome	%	Km	SE	Localidade	Prazo (anos)	Vencimento
002/2006	INTESA - Integração Transmissora de	12,00%	695,0	-	TO, GO	30	2036
004/2010	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A .	49,00%	156,0	-	MA /CE	30	2040
005/2004	STN - Sistema de Transmissão Nordeste	49,00%	546,0	-	PI, CE	30	2034
005/2007	LT Funil - Itapebi, C3	100%	223,0	-	BA	30	2037
005/2008	LT Jardim - Penedo - 230 kv , C1	100%	110,0	-	SE, AL	30	2038
005/2012	LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro - 230 Kv; LT Messias - Maceió II - 230 kv; SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 kv ; SE Maceió II,	100%	21,3	-	SE/AL/BA	30	2042
006/2004	SE Elev . Usina de Curemas; SE Elev . Usina Term. Camaçari; SE Elev . Usina de Sobradinho	100%	-	1	PB/BA	30	2027
006/2009	LT Pirapama II - Suape II - 230 kv , C1, C2; LT Suape III - Suape II - 230 kv , C1, C2; SE Suape II - 500/230 kv (600 MVA); SE Suape III - 230/69 kv	100%	49	-	PE	30	2039
007/2005	LT Milagres - Tauá - 230 kv , C1; SE Tauá II - 230 kv	100%	208,1	1	CE	30	2035
007/2010	SE Camaçari IV - 500/230 kv	100%		1	BA	30	2040
008/2005	LT Milagres - Coremas - 230 kv , C2	100%	119,8	-	CE, PB	30	2035
008/2011	Extremoz Transmissora do Nordeste -	100%	285	-	RN/PB	30	2041
009/2011	LT Morro do Chapéu II - Irecê - 230 kv; SE Morro do Chapéu II 230 kv	100%	65	1	BA	30	2041
010/2007	LT Ibicoara - Brumado - 230 kv , C1	100%	94,5	-	BA	30	2037
010/2008	Manaus Transmissora de Energia S.A .	19,50%	559,0	-	PA , AM	30	2038
010/2011	LT Paraíso - Lagoa Nova II - 230 kv ;; SE Lagoa Nova II 230 kv; SE Ibiapina II 230 kv	100%	65,4	2	RN/CE	30	2041
012/2007	LT Paraíso - Açú II - 230 kv , C2; LT Picos - Tauá II - 230 kv , C1	100%	316	-	PI, CE, RN	30	2037
013/2010	SE Arapiraca III - 230/69 kv	100%	-	1	AL	30	2040
014/2008	LT 230 kv Eunápolis - Teixeira de Freitas II, C1; SE Teixeira de Freitas II - 230/138 kv	100%	145	1	BA	30	2038
014/2010	SE Pólo 230/69 kv	100%	-	1	BA	30	2040
015/2009	Interligação Elétrica do Madeira S.A .	24,50%	2.375,0		RO, SP	30	2039
015/2012	LT Camaçari IV - Pirajá - 230 kv; LT Pituáçu - Pirajá - 230 kv; SE Pirajá 230/69 KV	100%	50	1	BA	30	2042
017/2009	LT Paulo Afonso III - Zebu II - 230 kv , C1, C2; LT Pau Ferro - Santa Rita II - 230kv; SE Santa Rita II - 230/69kv ; SE Zebu - 230/69kv ; SE Natal III -	100%	107,5	3	PE, PB, AL, RN	30	2039
017/2011	LT Teresina II - Teresina III - 230 kv; SE Teresina III em 230/69 kv	100%	26	1	PI	30	2041
017/2012	SE Mirueira II 230/69 Kv; SE Jaboatão II 230/69 kv	100%	0	2	PE	30	2042
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II - 230 kv , C2	100%	152	-	BA	30	2039
018/2011	LT Recife II - Suape II - 500 kv - C2	100%	44	-	PE	30	2041
018/2012	LT Mossoró II - Mossoró IV - 230 kv; LT Ceará-Mirim II - Touros II - 230 kv; LT Russas II - Banabuiu C2- 230 kv; SE Touros II, 230 kv ; SE Mossoró IV , 230 kv .	100%	206,2	2	RN	30	2042
019/2010	LT C. Mirim II - João Camara II - 230 kv , C1; LT Extremoz II - C. Mirim - 230 kv , C1; LT Paraíso - Açú II - 230 kv , C3; LT Paraíso - Açú II - 230 kv , C3; LT Açú II - Mossoró II - 230 kv , C2; SE Extremoz II - 230 kv; SE João Câmara - 230 kv	100%	298,9	2	RN	30	2040
019/2011	LT Camaçari IV - Sapeaçu - 500 kv; LT Sapeaçu - Sto. Antonio de Jesus - 230 kv	100%	136	-	RN	30	2041

Concessões em Regime de Exploração - TRANSMISSÃO

Contrato	Nome	%	Km	SE	Localidade	Prazo (anos)	Vencimento
019/2012	LT Igaporã II - Igaporã III - 230 KV , C1, C2; LT Igaporã III - Pindaí II - 230 kv; SE Igaporã III 500/230 KV ; SE Pindaí II 230 KV	100%	60,3	2	BA	30	2042
020/2010	LT Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II - 230 kv; SE Igaporã - 230 kv	100%	115	1	BA	30	2040
021/2010	LT Sobral III - Acaraú II, - 230 kv; SE Acaraú II - 230 kv	100%	91,3	1	CE	30	2040
022/2011	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49%	666	-	AL/PE/PB	30	2041
061/2001	Diversos Empreendimentos	100%	18967,2	-	PE, CE, SE, BA , AL, PI, MA , PB, RN	30	2042
034/2001	Expansão da Interligação Sul - Sudeste	100%	664	-	PR/ SP	30	2031
001/2009	LT 230 kv - SE Ribeiro Gonçalves / SE Balsas	100%	-	-	PI / MA	30	2039
007/2008	LT 230 kv - SE São Luis II / São Luis III	100%	-	-	MA	30	2038
057/2001	Diversos Empreendimentos	100%	9637,34	-	-	30	2042
005/2009	SE Missões - 230/69 kv (150 MVA)	100%	-	1	-	30	2039
008/2014	SE 230/138 kv Ivinhema 2, 2 x 150 MVA	100%	-	7	-	30	2044
012/2010	LT Monte Claro - Garibaldi	100%	32,7	-	RS	30	2040
004/2008	LT P. Médici - Santa Cruz 1 230kv	100%	237,4	-	RS	30	2038
009/2010	LT 500 kv - LT Jorge Teixeira / Lechuga, Circuito Duplo	100%	-	-	AM	30	2040
002/2009	LT 500 kv - LT Presidente Dutra-São Luis II /SE Miranda II	100%	-	-	MA	30	2039
010/2005	LT Campos Novos - Blumenau C2	100%	357,8	-	SC	30	2035
005/2006	LT Campos Novos - Pólo 525kv	100%	257,43	-	SC,RS	30	2036
004/2004	LT Salto Santiago - Ivaiporã - Cascavel Oeste	100%	371,9	-	PR	30	2034
003/2009	LT Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2	100%	180/0	-	MG	30	2039
006/2005	LT Macaé - Campos 3	100%	90/0	-	RJ	30	2035
006/2010	LT Mascarenhas - Linhares	100%	99/0	-	ES	30	2040
007/2006	LT Tijuco Preto - Itapeti - Nordeste	100%	100/0	-	SP	30	2036
004/2005	Centroeste Minas	49%	66	-	MG	30	2035
002/2010	Goiás Transmissão	49%	296	1	GO	30	2040
013/2009	IE Madeira	25%	2375	-	RO	30	2039
028/2009	Transenergia Goiás	49%	188	-	GO	30	2039
009/2009	Transenergia Renovável	49%	763	5	-	30	2039
024/2009	Transenergia São Paulo	49%	-	1	SP	30	2039
012/2005	Transirapé	25%	65	2	MG	30	2035
005/2005	Transudeste	25%	140	-	MG	30	2035
003/2011	Caldas Novas Transmissão S.A.	50%	-	1	-	30	2041
010/2012	Luziana - Niquelândia Transmissora S.A	49%	-	2	-	30	2042
007/2013	Paranaíba Transmissora	25%	967	-	-	30	2043
004/2013	Triângulo Mineiro	49%	296,5	-	-	30	2043
014/2013	Vale do S. Bartolomeu	39%	94,5	1	-	30	2043

Concessões em Regime de Exploração - TRANSMISSÃO

Contrato	Nome	%	Km	SE	Localidade	Prazo (anos)	Vencimento
001/2014	Mata de Sta. Genebra Transmissora	50%	847	3	-	30	2044
003/2014	Lago Azul	50%	69	-	-	30	2044
014/2014	Belo Monte	25%	2092	4	-	30	2044
014/2011	LT Xavantes-Pirineus	100%	40	-	GO	30	2041
011/2010	SE Ijuí 2 SE Nova Petrópolis 2 SE Lajeado Grande SE Caxias 6	100%	-	1	RS	30	2040
002/2011	SE Foz do Chapecó	100%	-	1	SC	30	2041
016/2012	SE Zona Oeste	100%	-	1	RJ	30	2012
082/2002	SPE Etau	27%	188	-	SC/RS	30	2032
002/2005	SPE Uirapuru	75%	120	-	PR	30	2035
016/2009	SPE Norte Brasil	-	-	-	RO/SP	30	2039
001/2012	Costa Oeste Transmissora de Energia	49%	151,5	-	PR	30	2042
008/2012	Marumbi Transmissora de Energia S.A.	20%	29,04	-	PR	30	2042
007/2014	Fronteira Oeste	51%	273	-	-	30	2044
004/2012	TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	80%	783	-	RS	30	2042
020/2012 009/2004	TSBE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S/A	51%	468	-	RS	30	2042
058/2001	Transmissão Rede Básica	100%	-	-	Diversos	30	2042
013/2011	SE Nobres 230/138 kv	100%	-	-	MG	30	2041
012/2011	SE Miramar 230/69 kv	100%	-	-	Amazonas e Roraima	30	2041
004/2011	SE Lucas do Rio Verde 230/138 kv	100%	-	-	Mato Grosso	30	2031
014/2012	LT Lechuga - Jorge Teixeira, C3, 230 kv, 3x150 MVA	100%	-	-	Amazonas	30	2043
015/2009	Estação Retificadora nº 01 CA/CC, 800/+600kv 310MW Estação Inversora nº 01 CC/CA +600/500 kv -2950 MW	100%	-	-	RO/SP	30	2039
022/2009	Rio Branco Transmissora de Energia	100%	-	-	Diversos	30	2039
009/2014	LT 230 kv Rio Branco 1 - Feijó/ LT 230kv Feijó - Cruzeiro do Sul	100%	-	-	AC	30	2034
008/2004	Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia	49%	193	-	MT	30	2034
003/2008	Brasnorte Transmissora de Energia S.A	50%	402	-	MT	30	2038
002/2006	Integração Transmissora de Energia	37%	695	-	TO/GO	30	2036
023/2009	Transmissora Matogrossense de Energia S.A	49%	348	-	MT	30	2039
010/2008	Manaus Construtora Ltda./Manaus Transmissora de Energia	-	559	-	PA/AM	30	2038
022/2009	Norte Brasil Transmissora de Energia	-	666	-	RO/SP	30	2039
021/2009	Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	100%	987	-	RO/MT	30	2039
014/2014	Rio Branco Transmissora de Energia	25%	2093	-	PA/TO/GO/MG	30	2044
003/2012	Transnorte Energia S.A	49%	715	-	AM/RR	30	2032
554/2010	Interconexão Brasil-Uruguai	100%	62,8	-	-	30	2040
023/2014	1 Conversora de Frequência e Linhas de Transmissão de 132 kv	100%	12,5	-	-	30	2044
002/2015	Paraíso - Paraíso Transmissora de Energia S.A	100%	283	-	PR	30	2045
001/2015	LT Gravataí - subterrânea LT Porto Alegre	100%	-	-	RS	30	2045
062/2001	Diversos Empreendimentos	100%	18975,5	63	RJ/SP/PR/MG/G O/TO/DF/ES/MT	30	2043
008/2010	MGE Transmissão	49%	258	1	MG/ES	30	2040
Energia Olímpica	Energia Olímpica	50%	94,5	1	Regime Especial		Regime Especial

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

- Distribuição de Energia

Concessões em Regime de Exploração - DISTRIBUIÇÃO

Concessões/ Permissões	Região Geográfica	Municípios atendidos (*)	Vencimento da Concessão
Cia. de Eletricidade do Acre - Eletroacre	Estado do Acre	22	2015
Centrais Elétricas de Rondônia - Ceron	Estado de Rondônia	52	2015
Companhia Energética de Alagoas - Ceal	Estado de Alagoas	102	2015
Companhia Energética do Piauí - Cepisa	Estado do Piauí	224	2015
Amazonas Energia	Estado do Amazonas	62	2015
Boa Vista Energia	Estado de Roraima	1	2015

(*) Não auditado pelos auditores independentes

Em 15 de outubro de 2012, as distribuidoras da Eletrobras cujas concessões venceram em 2015, tiveram o direito de manifestar o interesse na prorrogação da concessão por um período adicional de 30 anos, o que fizeram no prazo estabelecido.

O Decreto nº 8.461 de 2 de junho de 2015 regulamentou a prorrogação das Concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 por trinta anos.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

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

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

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

- **Ativos de Geração de Energia**

Em 2 de outubro de 2015, a controlada Furnas apresentou também documentação comprobatória dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das usinas hidrelétricas Corumbá, Funil, Furnas, Luiz Carlos de Barreto de Carvalho, Maribondo e Porto Colômbia, com potência total instalada de 4.617 MW*, cujas concessões foram renovadas à luz da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R\$ 1.311.900 como valor base para a citada remuneração complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 2 de outubro de 2015, era de R\$ 995.718.

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

citada remuneração complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 11 de dezembro de 2014, era de R\$ 487.822.

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

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

Descritivo	31/12/2015			
	Chesf	Furnas	CGTEE	Total
Geração				
Modernizações e melhorias	487.822	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	557.409	356.937	914.346
	487.822	1.553.127	356.937	2.397.886

Até que ocorra a homologação pelo Poder Concedente, inclusive definição sobre a forma, prazo de recebimentos e a remuneração aplicável, tais valores não sofrerão atualização monetária, sendo mantidos pelo custo histórico.

- Ativos de Transmissão de Energia

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

Laudos de Avaliação		
Companhia	Data	R\$
Eletrosul	14/07/2015	1.060.632
Chesf	06/03/2015	5.627.200
Furnas	21/05/2015	10.699.000
Eletronorte	03/09/2015	2.926.000

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

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

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

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

São abrangidos pela Portaria nº 120 os ativos reversíveis que não estavam depreciados até 31 de dezembro de 2012, quando essas empresas tiveram antecipados os vencimentos de contratos de concessão, nos termos da Lei nº 12.783/13 (de conversão da MP 579/12).

A remuneração desses ativos se dará pela seguinte forma:

- (i) pelo custo do capital correspondente aos ativos, composto por remuneração e depreciação acrescidos dos devidos tributos a partir do processo tarifário de 2017; sendo que a remuneração será dada através do Custo Médio Ponderado de Capital e a depreciação será paga em função da vida útil de cada ativo incorporado a Base de Remuneração Regulatória;
- (ii) o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário será atualizado e remunerado pelo custo de capital próprio;
A partir do processo tarifário de 2017 o custo de capital será remunerado pelo Custo Médio Ponderado de Capital pelo prazo de oito anos.
- (iii) para as empresas que ainda não tiveram os valores homologados foi considerado como melhor estimativa da Administração o laudo de fiscalização emitido pela ANEEL.

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

Em 31 de dezembro de 2016, a estimativa dos valores atualizados dos gastos relacionados a investimentos, ampliações e/ou melhorias em certos ativos das concessões prorrogadas, conforme demonstrado a seguir:

Transmissão	31/12/2016				
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	Total
Rede básica - RBSE - Saldo histórico	1.187.029	1.732.910	520.332	4.530.060	7.970.331
Atualização VNR - IPCA e remuneração	9.377.718	3.595.672	1.596.127	14.031.035	28.600.552
Valor total do ativo Financeiro atualizado	10.564.747	5.328.582	2.116.459	18.561.095	36.570.883
Efeito Resultado - 01/01/2016 a 31/12/2016					
Receita operacional	9.377.718	3.595.672	1.596.127	14.031.035	28.600.552
Provisão de IRPJ/CSLL	(3.188.424)	(1.222.528)	(542.683)	(4.770.552)	(9.724.187)
Efeito líquido	6.189.294	2.373.144	1.053.444	9.260.483	18.876.365

A contabilização em referência foi realizada com base nas premissas acima definidas, considerando a interpretação no que se refere à Portaria MME 120/2016, visando refletir nessas demonstrações financeiras a mais adequada situação patrimonial e de resultado. Entretanto, em decorrência de eventual regulamentação ou ato, em sentido diferente, que porventura venha a ser praticado pela ANEEL, inclusive no âmbito do processo tarifário de 2017 quando será iniciado o pagamento dos referidos créditos, os valores contabilizados serão revistos e ajustados, com efeitos positivos ou negativos refletidos prospectivamente, com impacto no resultado do período em que tais fatos aconteçam.

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

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 Administração da Companhia confirma que todas as informações relevantes próprias das Demonstrações Financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.

(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) Alterações às IFRSs e as novas interpretações de aplicação obrigatória a partir do exercício corrente sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas

No exercício corrente, a Companhia aplicou diversas emendas e novas interpretações às IFRSs e aos CPCs emitidas pelo IASB e pelo CPC, que entram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2016. Tais alterações e melhorias anuais não tiveram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas e estão descritas a seguir:

Revisão IAS 16/CPC 27 e IAS 38/CPC 04 (R1) – a modificação tem o propósito de incluir informações sobre o conceito de expectativa futura de redução no preço de venda e esclarecer sobre o método de depreciação baseado na receita gerada por uma atividade.

Revisão IFRS 11/CPC 19 (R2) – a alteração requer que o adquirente de uma participação em operação conjunta que constitui um negócio, conforme definido no IFRS 3/CPC 15 (R1), aplique os princípios do IFRS 3, exceto aqueles que entram em conflito com o IFRS 11. Um negócio em conjunto também requer que sejam divulgadas as informações relevantes requeridas pela IFRS 3 e outras normas de combinação de negócios.

Revisão IFRS 10/CPC 36 (R3) e IAS 28/CPC 18 (R2) – Esclarece que em uma transação entre investidor e associado ou joint venture, o reconhecimento do ganho ou perda depende se os bens vendidos ou contribuídos constituem um negócio.

Revisão IAS 1/CPC 26 (R1) – Esclarecimentos sobre o processo julgamental de divulgações das Demonstrações Financeiras. As alterações a IAS 1/CPC26 oferecem orientações com relação à aplicação do conceito de materialidade na prática.

Adicionalmente, em 2016 tornou-se vigente as melhorias relativas à revisão anual do ciclo 2012- 2014 das seguintes normas: IFRS 5 (CPC 31) – Ativo não circulante mantido para venda e Operações descontinuadas, IFRS 7 (CPC 40) – Instrumentos financeiros: Evidenciação, IAS 19 (CPC 33) – Benefícios a empregados e IAS 34 – Demonstrações financeiras intermediárias.

(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:

Normas	Exigências-chave	Pocisionamento da Companhia	Aplicável a partir
Alteração ao IAS 12 / CPC 32 Reconhecimento de ativos fiscais diferidos para perdas não realizadas	Esclarece a contabilização de impostos diferidos ativos para perdas não realizadas em instrumentos de dívida mensurados ao valor justo.	A Companhia não possui instrumentos de dívida mensurados ao valor justo e dessa forma a alteração dessa norma não resultará em impactos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.	1º de janeiro de 2017
Alterações ao IAS 7 / CPC 3 Iniciativa de Divulgação	Altera o IAS 7, Demonstração dos Fluxos de Caixa, para esclarecer que as entidades devem fornecer divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliarem as alterações em passivos provenientes de atividades de financiamento, tanto mudanças decorrentes de fluxos de caixa quanto outras mudanças: - Divulgação das variações nos passivos decorrentes de atividades de financiamento: (i) alterações de fluxos de caixa de atividades de financiamento; (ii) variações decorrentes da obtenção ou perda do controle de subsidiárias ou de outros negócios; (iii) efeito de variações cambiais; (iv) variações de valores justos; e (v) outras variações. O IASB define passivos decorrentes de atividades de financiamento como passivos "para os quais os fluxos de caixa foram ou serão classificados nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa como fluxos de caixa das atividades de financiamento". - Novas exigências de divulgação referem-se similarmente às alterações nos ativos financeiros, caso estes atendam à mesma definição. - Variações dos passivos decorrentes de atividades de financiamento devem ser divulgadas separadamente das alterações de outros ativos e passivos.	Para atender as alterações ao IAS 7/CPC 3, a Companhia irá apresentar uma conciliação entre os saldos de abertura e fechamento de passivos com mudanças decorrentes de atividades de financiamento conforme exigido na norma.	1º de janeiro de 2017
IFRS 15 / CPC 47 Reconhecimento de Receita (novo pronunciamento)	Estabelece um modelo simples e claro para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, quando se tomar efetivo, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas, na qual a entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços.	A Administração da Companhia ainda não concluiu a avaliação inicial dos impactos da adoção do referido pronunciamento nas demonstrações financeiras consolidadas, devido à complexidade do pronunciamento e das operações consolidadas da Eletrobras. Dessa forma, os impactos não são ainda conhecidos e a Administração espera divulgar informações quantitativas adicionais antes da adoção da nova norma.	1º de janeiro de 2018
IFRS 9 / CPC 48 ¹ Instrumentos Financeiros	Estabelece um novo modelo para classificação de ativos financeiros, baseado nas características dos fluxos de caixa e no modelo de negócios usado para gerir o ativo. Altera os princípios para reconhecimento de redução ao valor recuperável (impairment) de ativos financeiros de perdas incorridas para um modelo baseado nas perdas esperadas. Estabelece novos requisitos relacionados à contabilidade de hedge.	O impacto efetivo da adoção da IFRS 9 nas demonstrações financeiras da Companhia em 2018 não pode ser estimado com confiança e dependerá de decisões e julgamentos contábeis que a Companhia fará no futuro. A nova norma exigirá que a Companhia revise seus processos contábeis e controles internos relacionados à classificação e mensuração de instrumentos financeiros e essas alterações ainda não estão finalizadas.	1º de janeiro de 2018
IFRS 16 ² Leasing (novo pronunciamento)	Introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções opcionais estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais. A IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil.	A Companhia possui contratos que se enquadrariam no escopo dessa nova norma e a análise dos impactos da adoção desse pronunciamento quanto ao método de transição para o reconhecimento do direito de uso dos ativos em contrapartida de uma obrigação ainda não foi concluída, devido à complexidade do novo pronunciamento e o número de contratos que possivelmente se enquadrariam no escopo dessa norma. Dessa forma, não foi possível estimar os impactos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.	1º de janeiro de 2019

(1) Os detalhamentos referentes à norma IFRS 9/CPC 48 (Instrumentos Financeiros) estão apresentados no quadro abaixo.

(2) Esse pronunciamento ainda não foi homologado pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis. A adoção antecipada dessas novas normas e alterações não são permitidas para demonstrações financeiras de acordo com os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis CPC e aprovados pelo CFC e CVM.

Detalhamento da norma IFRS 9/CPC 48 - Instrumentos Financeiros		
Abordagem	Exigências-chave	Posicionamento da Companhia
Classificação Ativos Financeiros	<p>A IFRS 9 contém uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que reflete o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.</p> <p>A IFRS 9 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes na IAS 39 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda.</p>	<p>Com base na sua avaliação preliminar, a Companhia não considera que os novos requerimentos de classificação, se fossem aplicados em 31 de dezembro de 2016, teriam um impacto significativo na contabilização de contas a receber, empréstimos, investimentos em títulos de dívida e investimentos em títulos patrimoniais mensurados ao valor justo. Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia tinha investimentos patrimoniais classificados como disponíveis para venda com um valor justo de R\$ 1.357.923 que são mantidos para fins estratégicos de longo prazo. Se esses investimentos continuarem a ser mantidos para o mesmo fim na aplicação inicial da IFRS 9, a Companhia poderá decidir então classificá-los como VJORA ou VJR. A Companhia ainda não possui conclusão a este respeito. Na classificação como VJORA, todos os ganhos e perdas de valor justo seriam registrados em outros resultados abrangentes, não haveria perdas por redução ao valor recuperável (impairment) reconhecidas no resultado e nenhum ganho ou perda seria reclassificado para o resultado na alienação. Na classificação como VJR, todos os ganhos e perdas de valor justo seriam reconhecidos no resultado à medida em que surjam, aumentando a volatilidade nos resultados da Companhia.</p>
Redução no valor recuperável (impairment) - Ativos Financeiros e Ativos Contratuais	<p>A IFRS 9 substitui o modelo de "perdas incorridas" do CPC 38 (IAS 39) por um modelo prospectivo de "perdas de crédito esperadas". Isso exigirá um julgamento relevante quanto à forma como mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas.</p> <p>O novo modelo de perdas esperadas se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais.</p> <p>De acordo com a IFRS 9, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro dos 12 meses após a data de relatório; e – Perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. 	<p>A Companhia acredita que as perdas por redução ao valor recuperável deverão tornar-se mais voláteis para os ativos no modelo da IFRS 9. No entanto, a Companhia ainda não finalizou a metodologia de perda por redução ao valor recuperável que aplicará no âmbito da IFRS 9.</p>
Classificação Passivos Financeiros	<p>A IFRS 9 retém grande parte dos requerimentos da IAS 39 para a classificação de passivos financeiros.</p> <p>Contudo, de acordo com a IAS 39, todas as variações de valor justo dos passivos designados como VJR são reconhecidas no resultado, enquanto que, de acordo com a IFRS 9, estas alterações de valor justo são geralmente apresentadas da seguinte forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> – O valor da variação do valor justo que é atribuível às alterações no risco de crédito do passivo financeiro são apresentados em ORA; e – O valor remanescente da variação do valor justo é apresentado no resultado. <p>Na aplicação inicial da IFRS 9, a Companhia pode escolher como política contábil continuar aplicando os requerimentos para a contabilidade de hedge da IAS 39 em vez dos novos requerimentos da IFRS 9.</p>	<p>A Companhia possui passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado que em 31 de dezembro de 2016 representa R\$ 50.631. A Companhia entende que o impacto no resultado do exercício não seria material caso a Companhia aplicasse a IFRS 9 e a análise dos impactos ainda não foi realizada pela Companhia.</p>
Contabilidade de Hedge	<p>A IFRS 9 exigirá que a Companhia assegure que as relações de contabilidade de hedge estejam alinhadas com os objetivos e estratégias de gestão de risco da Companhia e que a Companhia aplique uma abordagem mais qualitativa e prospectiva para avaliar a efetividade do hedge. A IFRS 9 também introduz novos requerimentos de equilíbrio de relações de hedge e proíbe a descontinuação voluntária da contabilidade de hedge. De acordo com o novo modelo, é provável que mais estratégias de gestão de risco, particularmente as de um hedge de um componente de risco (diferente do risco de moeda estrangeira) de um item não-financeiro, possam qualificar-se para a contabilidade de hedge.</p> <p>De acordo com a IAS 39, para todos os hedges de fluxo de caixa, os valores acumulados nas reservas de hedge de fluxo de caixa são reclassificados para o resultado no mesmo período em que os fluxos de caixa esperados do objeto de hedge afetam o resultado. Contudo, de acordo com a IFRS 9, para hedges de fluxo de caixa para o risco de moeda estrangeira associados à compras previstas de ativos não-financeiros, os valores acumulados na reserva de hedge de fluxo de caixa e na reserva de custo de hedge serão incluídos diretamente no custo inicial do ativo não-financeiro quando este for reconhecido.</p>	<p>A Companhia reconhece no resultado do exercício os ganhos ou perdas relacionados à parte não efetiva do hedge de fluxo de caixa e as mudanças decorrentes da parte efetiva é reconhecida como outros resultados abrangentes. Com a adoção da IFRS 9, a Companhia poderá optar para contabilizar mudanças no valor justo do elemento futuro separadamente, como custo de hedge. Nesse caso, essas mudanças seriam reconhecidas em ORA e acumuladas em uma reserva de custo de hedge como um componente separado dentro do patrimônio líquido e contabilizadas posteriormente da mesma forma que os ganhos e perdas acumulados na reserva de hedge de fluxo de caixa.</p> <p>A avaliação preliminar da Companhia indicou que os tipos de relações de contabilidade de hedge que a Companhia designa atualmente devem atender aos requerimentos da IFRS 9 se a Companhia efetuar certas mudanças planejadas em seus processos internos de documentação e monitoramento.</p>

(c) Incorporação de Subsidiárias

Em 26 de agosto de 2016, os acionistas da controlada Eletronorte aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da Linha Verde Transmissora de Energia S.A. (LVTE), 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 LVTE foi extinta de pleno direito e a Eletronorte tornou-se sua sucessora.

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 às aquelas 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 *intercompany*;
- c) Eliminação das receitas e despesas *intercompany*;
- 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>31/12/2016</u>		<u>31/12/2015</u>	
	<u>Participação</u>		<u>Participação</u>	
	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>
Amazonas Energia	100%	-	100%	-
Boa Vista Energia	100%	-	100%	-
Ceal	100%	-	100%	-
CELG- D (1)	51%	-	51%	-
Cepisa	100%	-	100%	-
Ceron	100%	-	100%	-
CGTEE	99,99%	-	100%	-
Chesf	99,58%	-	100%	-
Eletroacre	96,71%	-	94%	-
Eletronorte	99,48%	-	99%	-
Eletronuclear	99,91%	-	100%	-
Eletropar	83,71%	-	84%	-
Eletrosul	99,88%	-	100%	-
Furnas	99,56%	-	100%	-
Chuí IX	-	99,99%	-	99,99%
Coxilha Seca (3)	-	-	-	99,99%
Paraíso	-	100%	-	-
Hermenegildo I	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo II	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo III	-	99,99%	-	99,99%
Linha Verde Transmissora (2)	-	-	-	100,00%
Uirapuru	-	75%	-	75%
Energia dos Ventos V	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VI	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VIII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos IX	-	99,99%	-	99,99%
Extremoz Transmissora do Nordeste S/A	-	100,00%	-	100,00%
Transenergia Goiás S.A	-	99,99%	-	98,35%
<u>Complexo Eólico Pindaí I</u>				
Acauã Energia S.A.	-	99,93%	-	99,93%
Angical 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Arapapá Energia S.A.	-	99,90%	-	99,90%
Caititu 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Caititu 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Carcará Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Corrupião 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Teiú 2 Energia S.A.	-	99,95%	-	99,95%
<u>Complexo Eólico Pindaí II</u>				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	99,98%
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
<u>Complexo Eólico Pindaí III</u>				
Tamanduá Mirim 2 Energia S/A	-	83,01%	-	83,01%

(1) Controlada classificada como ativo não circulante mantido para venda (Vide Nota 43)

(2) Empresa incorporada (Vide Nota 3.2 c)

(3) Empresa extinta em 2016

As demonstrações financeiras consolidadas incluem os saldos e as transações dos fundos exclusivos cujos únicos quotistas são a Companhia e suas controladas, composto de títulos públicos, privados e debêntures de empresas com classificação de risco baixo e alta liquidez dos papéis.

(a.1) Mudanças nas participações do Grupo em controladas existentes

Nas demonstrações financeiras, as mudanças nas participações da Companhia em controladas que não resultem em perda do controle do Grupo sobre as controladas são registradas como transações de capital. Os saldos contábeis das participações da Companhia e de não controladores são ajustados para refletir mudanças em suas respectivas participações nas controladas. A diferença entre o valor com base no qual as participações não controladoras são ajustadas e o valor justo das considerações pagas ou recebidas é registrada diretamente no patrimônio líquido e atribuída aos proprietários da Companhia.

Quando a Companhia perde o controle de uma controlada, o ganho ou a perda é reconhecido na demonstração do resultado e é calculado pela diferença entre: (i) a soma do valor justo das considerações recebidas e do valor justo da participação residual; e (ii) o saldo anterior dos ativos (incluindo ágio) e passivos da controlada e participações não controladoras, se houver. Todos os valores reconhecidos anteriormente em "Outros resultados abrangentes" relacionados à controlada são contabilizados como se a Companhia tivesse alienado diretamente os correspondentes ativos ou passivos da controlada (ou seja, reclassificados para o resultado ou transferidos para outra conta do patrimônio líquido, conforme requerido ou permitido pelas IFRSs aplicáveis). O valor justo de qualquer investimento detido na antiga controlada na data da perda de controle é considerado como o valor justo no reconhecimento inicial para contabilização subsequente pela IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (equivalente ao CPC 38) ou, quando aplicável, o custo no reconhecimento inicial de um investimento em uma coligada ou joint venture.

(b) Investimentos em coligadas

Coligadas são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem influência significativa, e que não se configura como uma controlada nem em uma controlada em conjunto.

Qualquer montante que exceda o custo de aquisição sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da coligada na data de aquisição é reconhecido como ágio. O ágio é acrescido ao valor contábil do investimento. Qualquer montante da participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis que exceda o custo de aquisição, após a reavaliação, é imediatamente reconhecido no resultado.

Quando a parcela da Companhia no prejuízo de uma coligada excede a participação naquela coligada (incluindo qualquer participação de longo prazo que, na essência, esteja incluída no investimento líquido na coligada), a Companhia deixa de reconhecer a sua participação em prejuízos adicionais. Os prejuízos adicionais são reconhecidos somente se a Companhia tiver incorrido em obrigações legais ou construtivas ou tiver efetuado pagamentos em nome da coligada.

(c) Participações em empreendimentos controlados em conjunto (*joint venture*)

Uma *joint venture* é um acordo contratual através do qual a Companhia e outras partes exercem uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da *joint venture* requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Quando uma controlada da Companhia exerce diretamente suas atividades por meio de uma *joint venture*, a participação da Companhia nos ativos controlados em conjunto e quaisquer

passivos incorridos em conjunto com os demais controladores é reconhecida nas Demonstrações Financeiras da respectiva controlada e classificada de acordo com sua natureza. Os passivos e gastos incorridos diretamente relacionados a participações nos ativos controlados em conjunto são contabilizados pelo regime de competência. Qualquer ganho proveniente da venda ou do uso da participação da Companhia nos rendimentos dos ativos controlados em conjunto e sua participação em quaisquer despesas incorridas pela *joint venture* são reconhecidos quando for provável que os benefícios econômicos associados às transações serão transferidos para a/dá Companhia e seu valor puder ser mensurado de forma confiável.

3.3. Caixa e equivalente de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de até três meses e com risco insignificante de mudança de valor.

3.4. Clientes e provisão para créditos de liquidação duvidosa

As contas a receber de clientes (consumidores e revendedores) são compostas por créditos provenientes do fornecimento e suprimento de energia elétrica faturado e não faturado, este por estimativa, incluídos aqueles decorrentes de energia transacionada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE contabilizado com base no regime de competência, e são reconhecidas inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado menos a provisão para créditos de liquidação duvidosa.

O saldo inclui ainda o fornecimento de energia ainda não faturado, originado substancialmente da atividade de distribuição e que é mensurado com base em estimativas, tendo como base o histórico de consumo de MW/h.

As contas a receber são normalmente liquidadas em um período de até 45 dias, motivo pelo qual os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas de encerramento contábil.

Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante (Nota 7).

3.5. Gestão da Conta de Consumo de Combustível – CCC

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Companhia administra os valores relativos aos recolhimentos efetuados pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, correspondentes às quotas anuais destinadas aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. Os valores registrados no ativo circulante, em contrapartida ao passivo circulante, correspondem às disponibilidades de recursos, mantidos em conta bancária vinculada, e às quotas não quitadas pelos concessionários. Os valores registrados no ativo são corrigidos pela rentabilidade da aplicação e representam um caixa restrito, não podendo ser utilizado para outros propósitos.

As operações com a CCC não afetam o resultado do exercício da Companhia.

3.6. Cauções e Depósitos Vinculados

Os montantes registrados destinam-se ao atendimento legal e/ou contratual. Estão avaliados pelo custo de aquisição acrescido de juros e correção monetária com base nos dispositivos legais e ajustados por provisão para perda na realização quando aplicável. O resgate dos mesmos encontra-se condicionado a finalização dos processos judiciais a que esses depósitos se encontram vinculados.

3.7. Estoque de Almoxarifado e Combustível - CCC

Os estoques estão registrados ao custo médio de aquisição, líquido de provisões para perdas, quando aplicável, e não excedem ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização. O valor líquido de realização corresponde ao preço de venda estimado dos estoques, deduzido de todos os custos estimados para conclusão e custos necessários para realizar a venda.

Os materiais em estoque de almoxarifado e de combustível - CCC são classificados no ativo circulante e está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado.

3.8. Estoque de combustível nuclear

Composto pelo concentrado de urânio em estoque, os serviços correspondentes e os elementos de combustível nuclear utilizados nas usinas term nucleares 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 à 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) 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 (vide Nota 2.1).

II.1 - Aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12) – Contratos de Concessão de Serviços, aplicável aos contratos de concessão público-privados nos quais a entidade pública:

a) Controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;

b) Controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos;

c) Controla/detém um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Uma concessão público-privada apresenta, tipicamente, as seguintes características:

a) Uma infraestrutura subjacente à concessão a qual é utilizada para prestar serviços;

b) Um acordo/contrato entre o poder concedente e o operador;

c) O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;

d) O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, quer diretamente do poder concedente, quer dos utilizadores da infraestrutura, ou de ambos;

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

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas de concessão enquadradas na norma não são reconhecidas pelo concessionário como ativo imobilizado, uma vez que se considera que o operador não controla tais ativos, passando a ser reconhecidas de acordo com um dos seguintes modelos contábeis, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo poder concedente no âmbito do contrato:

1) Modelo do ativo financeiro

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

2) Modelo do ativo intangível

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

3) Modelo Misto

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

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

- a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) será classificada como um ativo intangível em virtude de sua recuperação estar sujeita à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- a) Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia e potência consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e
- b) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do poder concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

As concessões de distribuição de energia elétrica de suas controladas não são onerosas. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

Para a atividade de transmissão de energia elétrica a Receita Anual Permitida - RAP é recebida das empresas que utilizam sua infraestrutura por meio de tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). Essa tarifa resulta do rateio entre os usuários de transmissão de alguns valores específicos; (i) a RAP de todas as transmissoras; (II) os serviços prestados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS; e (iii) os encargos regulatórios.

O poder concedente delegou às geradoras, distribuidoras, consumidores livres, exportadores e importadores o pagamento mensal da RAP, que por ser garantida pelo arcabouço regulatório de transmissão, constitui-se em direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, deste modo o risco de crédito é baixo.

Considerando que a Companhia não se encontra exposta a riscos de crédito e demanda e que a receita é auferida com base na disponibilidade da linha de transmissão, toda infraestrutura foi registrada como ativo financeiro.

O ativo financeiro inclui ainda a indenização que será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que

tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

III. Concessões de Geração

- a) Geração hidráulica e térmica – as concessões, não atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, não estão no escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), tendo em vista as características de preço e não de tarifa regulada. A partir de 1º de janeiro de 2013, as concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, até então fora do escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), passam a fazer parte do escopo de tais normativos, considerando a alteração no regime de preço, passando a ser tarifa regulada para essas concessões, nos moldes já aplicados a concessões de distribuição até então.
- b) Geração nuclear – Possui um sistema de tarifação definido, porém difere dos demais contratos de geração, por ser uma autorização e não uma concessão. Não há prazo definido para o fim da autorização bem como as características de controle significativo dos bens por parte do poder concedente ao final do período de autorização.

IV. Itaipu Binacional

- a) Itaipu Binacional é regida por um Tratado Binacional de 1973 em que foram estabelecidas as condições tarifárias, sendo a base de formação da tarifa determinada exclusivamente para cobrir as despesas e o serviço da dívida dessa Companhia;
- b) A base tarifária e os termos de comercialização estarão vigentes até 2023, o que corresponde à parte significativa da vida-útil da planta, quando então a base tarifária e os termos de comercialização deverão ser revistos;
- c) A base tarifária de Itaipu foi estabelecida de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida, que tem vencimento final em 2023, e a manter os seus gastos de operação e manutenção;
- d) A comercialização de energia de Itaipu foi sub-rogada a Companhia, porém foi originada de contratos previamente assinados com as distribuidoras em que foram previamente definidas as condições de pagamento.
- e) Através da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002 foram sub-rogados à Companhia os compromissos de aquisição e repasse às concessionárias de distribuição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional firmados até então por Furnas e Eletrosul, subsidiárias da Companhia, com as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Dívidas oriundas de comercialização de energia de Itaipu Binacional foram renegociadas junto à Companhia dando origem a contratos de financiamento. Tais contratos foram inicialmente registrados a valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos.
- f) Os termos do tratado garantem o reembolso a Companhia mesmo nos casos de falta de capacidade de geração de energia ou problemas operacionais com a planta.

V. Ativo financeiro – Concessões de Serviço Público.

A Companhia reconhece um crédito a receber do poder concedente (ou de quem o poder concedente tenha outorgado) quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da

concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados pelas distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica, e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base na parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão. Os ativos de distribuição são remunerados com base na remuneração *Weighted Average Cost of Capital* – WACC (custo de capital) regulatório, sendo esse fator incluído na base tarifária e os de transmissão e os de geração são remunerados com base na taxa interna de retorno do empreendimento. No caso de geração, somente os ativos vinculados às concessões diretamente afetadas pela Lei 12.783/2013 e formados a partir da mencionada Lei, são considerados ativos financeiros 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 evidencição destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que assegura, a partir da data de sua assinatura, o direito ou impõe a

obrigação de o concessionário receber ou pagar os ativos e passivos junto à contraparte – Poder Concedente. Esse novo evento altera, a partir dessa data, o ambiente e as condições contratuais anteriormente existentes e extingue as incertezas quanto à capacidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo. São condições, assim, que diferem em essência das que ocorriam anteriormente.

Os efeitos do aditamento dos contratos de concessão e permissão não têm natureza de mudança de política contábil, mas, sim, a de uma nova situação e, conseqüentemente, sua aplicação foi prospectiva. Portanto, o registro dos valores a receber (obrigações) foi efetuado em contas de ativo (ou passivo financeiro), conforme o caso, em contrapartida ao resultado do exercício (receita de venda de bens e serviços).

3.13. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros, excluindo o ágio

Ao fim de cada exercício, a Companhia avalia se há alguma indicação de que seus ativos não financeiros sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda. Quando não é possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo.

Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente por uma taxa de desconto, que reflita uma avaliação atual de mercado: do valor da moeda no tempo e dos riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros foi efetuada.

Se o valor recuperável de um ativo (ou unidade geradora de caixa) calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) é reduzido ao seu valor recuperável. A perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Quando a perda por redução ao valor recuperável é revertida subsequentemente, ocorre o aumento do valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa), em função da estimativa revisada de seu valor recuperável. Tal aumento não pode exceder o valor contábil que teria sido determinado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo (ou unidade geradora de caixa) em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

3.14. Ágio

O ágio resultante de uma combinação de negócios é demonstrado ao custo na data da combinação do negócio, líquido da perda acumulada no valor recuperável, se aplicável.

Para fins de teste de redução no valor recuperável, o ágio é alocado para cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia (ou grupos de unidades geradoras de caixa) que irão se beneficiar das sinergias da combinação.

Considerando que as operações de investimento da Companhia estão atreladas a operações que possuem contratos de concessão, o ágio decorrente da aquisição de tais entidades representa o direito de concessão com vida útil definida, sendo reconhecido como ativo intangível da concessão, e a amortização efetuada de acordo com o prazo de concessão.

3.15. Ativos não circulantes mantidos para venda

Os ativos não circulantes e os grupos de ativos são classificados como mantidos para venda caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo (ou grupo de ativos) estiver disponível para venda imediata em sua condição atual, sujeito apenas a termos usuais e costumeiros para venda desse ativo (ou grupo de ativos), e sua venda for considerada altamente provável. A Administração deve estar comprometida com a venda, a qual se espera que, no reconhecimento, possa ser considerada como uma venda concluída dentro de um ano a partir da data de classificação.

Quando a Companhia está comprometida com um plano de venda que envolve a perda de controle de uma controlada, quando atendidos os critérios descritos no parágrafo anterior, todos os ativos e passivos dessa controlada são classificados como mantidos para venda nas demonstrações financeiras consolidadas, mesmo se após a venda a Companhia ainda retenha participação na empresa.

Os ativos não circulantes (ou o grupo de ativos) classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda. Os ativos e passivos relacionados são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

3.16. Combinação de negócios

Nas demonstrações financeiras consolidadas, as aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo. Tal valor justo é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos à Companhia e dos passivos assumidos pela Companhia, na data de aquisição, com os antigos controladores da adquirida e das participações emitidas pela Companhia em troca do controle da adquirida. Os custos relacionados à aquisição são geralmente reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Na data de aquisição, os ativos adquiridos e os passivos assumidos identificáveis são reconhecidos pelo valor justo na data da aquisição, exceto por:

- ativos ou passivos fiscais diferidos e ativos e passivos relacionados a acordos de benefícios com empregados que são reconhecidos e mensurados de acordo com a IAS 12 - Impostos sobre a Renda e IAS 19 - Benefícios aos Empregados (equivalentes aos CPC 32 e CPC 33), respectivamente;
- passivos ou instrumentos de patrimônio, relacionados a acordos de pagamento baseado em ações da adquirida ou acordos de pagamento baseado em ações de Grupo, celebrados em substituição aos acordos de pagamento baseado em ações da adquirida que são mensurados de acordo com a IFRS 2 - Pagamento Baseado em Ações (equivalentes ao CPC 10(R1)) na data de aquisição; e

- ativos (ou grupos para alienação) classificados como mantidos para venda conforme a IFRS 5 - Ativos Não Correntes Mantidos para Venda e Operações Descontinuadas (equivalente ao CPC 31) que são mensurados conforme essa Norma.

O ágio é mensurado como o excesso da soma: (1) da contrapartida transferida; (2) do valor das participações não controladoras na adquirida e; (3) do valor justo da participação do adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver) sobre os valores líquidos, na data de aquisição, dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis. Se, após a avaliação, os valores líquidos dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis na data de aquisição forem superiores à soma: (1) da contrapartida transferida; (2) do valor das participações não controladoras na adquirida e; (3) do valor justo da participação do adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver), o excesso é reconhecido imediatamente no resultado como ganho.

As participações não controladoras, que correspondam a participações atuais e, conferem aos seus titulares o direito a uma parcela proporcional dos ativos líquidos da entidade, no caso de liquidação, poderão ser, inicialmente, mensuradas pelo valor justo. Poderão também ser mensuradas com base na parcela proporcional das participações não controladoras nos valores reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida. A seleção do método de mensuração é feita transação a transação. Outros tipos de participações não controladoras são mensurados pelo valor justo ou, quando aplicável, conforme descrito em outra IFRS e CPC.

Quando a contrapartida transferida pela Companhia, em uma combinação de negócios, inclui ativos ou passivos resultantes de um acordo de contrapartida contingente, a contrapartida contingente é mensurada pelo valor justo, na data de aquisição. Adicionalmente, é incluída na contrapartida transferida em uma combinação de negócios. As variações no valor justo da contrapartida contingente, classificadas como ajustes do período de mensuração, são ajustadas retroativamente, com os correspondentes ajustes no ágio. Os ajustes do período de mensuração correspondem a ajustes resultantes de informações adicionais obtidas durante o "período de mensuração" e relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição. O período de mensuração não poderá ser superior a um ano a partir da data de aquisição.

A contabilização subsequente das variações no valor justo da contrapartida contingente, não classificadas como ajustes do período de mensuração, depende da forma de classificação da contrapartida contingente. A contrapartida contingente classificada como patrimônio não é reavaliada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes e sua correspondente liquidação é contabilizada no patrimônio. A contrapartida contingente classificada como ativo ou passivo é reavaliada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes, de acordo com a IAS 39 (equivalente ao CPC 38), ou a IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), conforme aplicável, sendo o correspondente ganho ou perda reconhecido no resultado.

Quando uma combinação de negócios é realizada em etapas, a participação anteriormente detida pela Companhia na adquirida é reavaliada pelo valor justo na data de aquisição (ou seja, na data em que a Companhia adquire o controle) e o correspondente ganho ou perda, se houver, é reconhecido no resultado. Os valores das participações na adquirida, antes da data de aquisição, que foram anteriormente reconhecidos em "Outros resultados abrangentes" são reclassificados no resultado, na medida em que tal tratamento seja adequado caso essa participação seja alienada.

Se a contabilização inicial de uma combinação de negócios estiver incompleta no encerramento do período no qual essa combinação ocorreu, a Companhia registra os valores provisórios dos itens cuja contabilização estiver incompleta. Esses valores provisórios são ajustados durante o período de mensuração (vide acima), ou ativos e passivos adicionais são reconhecidos para refletir as novas informações obtidas relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição que, se conhecidos, teriam afetado os valores reconhecidos naquela data.

As combinações de negócios ocorridas até 31 de dezembro de 2008 foram contabilizadas de acordo com a instrução CVM 247/1996. Os ágios e deságios apurados nas aquisições de participações de acionistas não controladores após 1º de janeiro de 2009, data da adoção inicial do IFRS, são alocados integralmente ao contrato de concessão e reconhecidos no ativo intangível.

3.17. Tributação

A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos tributos correntes e diferidos. Adicionalmente, a opção de apuração dos impostos sobre o resultado da Companhia é pelo método do lucro real.

3.17.1. Tributos correntes

A provisão para imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL) está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado porque exclui receitas tributáveis ou despesas dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada empresa da Companhia com base nas alíquotas vigentes ao final do exercício.

3.17.2. Impostos diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos, no final de cada período de relatório, sobre as diferenças temporárias entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e nas bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os tributos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os tributos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a empresa apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas, sendo observado também o histórico de lucratividade.

A recuperação do saldo dos tributos diferidos ativos é revisada no final de cada período de relatório e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Tributos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada período de relatório, ou quando uma nova legislação tiver sido substancialmente aprovada. A mensuração dos impostos diferidos ativos e passivos reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a

Companhia espera, no final de cada período de relatório, recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos.

Os tributos correntes e diferidos são reconhecidos no resultado, exceto quando correspondem a itens registrados em Outros Resultados Abrangentes, ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os tributos correntes e diferidos também são reconhecidos em Outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente. Quando os tributos correntes e diferidos são originados da contabilização inicial de uma combinação de negócios, o efeito fiscal é considerado na contabilização da combinação de negócios.

3.18. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando uma entidade da Companhia for parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo.

Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

3.18.1. Ativos financeiros

Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial.

1) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

- (a) For adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou
- (b) No reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados, que o Sistema Eletrobras administra em conjunto e, possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou
- (c) For um derivativo que não tenha sido designado como um instrumento de “*hedge*” efetivo.

Um ativo financeiro, além dos mantidos para negociação, pode ser designado ao valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial se:

- (a) Tal designação eliminar ou reduzir, significativamente, uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou

- (b) O ativo financeiro for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos, e
- (c) Seu desempenho for avaliado com base no valor justo, de acordo com a estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento da Companhia, e quando as informações sobre o agrupamento forem fornecidas internamente com a mesma base; ou
- (d) Fizer parte de um contrato contendo um ou mais derivativos embutidos e a IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (equivalente ao CPC 38) permitir que o contrato combinado (ativo ou passivo) seja totalmente designado ao valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação com o propósito de venda no curto prazo ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo e quaisquer ganhos ou perdas resultantes são reconhecidos no resultado. Ganhos e perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os dividendos ou juros auferidos pelo ativo financeiro, sendo incluídos na rubrica outras receitas e despesas financeiras, na demonstração do resultado.

Investimentos mantidos até o vencimento

Os investimentos mantidos até o vencimento correspondem a ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e data de vencimento fixa que a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Após o reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, menos eventual perda por redução ao valor recuperável.

(a) Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não são cotados em um mercado ativo. Os empréstimos e recebíveis (inclusive contas a receber de clientes e outras, caixa e equivalentes de caixa, valores a receber de Parcela A e outros) são inicialmente registrados pelo seu valor de aquisição, que é o valor justo do preço pago, incluindo as despesas de transação. Após o reconhecimento inicial são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável.

A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva.

(a) Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda correspondem a ativos financeiros não derivativos designados como disponíveis para venda e não classificados como:

- 1) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado,
- 2) Investimentos mantidos até o vencimento, ou
- 3) Empréstimos e recebíveis.

As variações no valor contábil dos ativos financeiros monetários disponíveis para venda relacionadas a variações nas taxas de câmbio, as receitas de juros calculadas utilizando o método de juros efetivos e os dividendos sobre investimentos em ações disponíveis para venda são reconhecidos no resultado. As variações no valor justo dos ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidas em Outros resultados abrangentes. Quando o investimento é alienado ou apresenta redução do valor recuperável, o ganho ou a perda acumulado anteriormente reconhecido na conta de Outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado.

3.18.2. Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

No caso de investimentos de capital classificados como disponíveis para venda, uma queda relevante ou prolongada no valor justo do título, abaixo de seu custo, também é uma evidência de que os ativos estão deteriorados. Se, qualquer evidência desse tipo, existir para ativos financeiros disponíveis para venda, o prejuízo cumulativo será retirado do patrimônio e reconhecido na demonstração consolidada do resultado. Tal prejuízo cumulativo é medido como a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo atual, menos qualquer prejuízo por perda por valor recuperável, sobre o ativo financeiro reconhecido anteriormente no resultado. As perdas por valor recuperável reconhecidas na demonstração do resultado em instrumentos patrimoniais não são revertidas por meio da demonstração consolidada do resultado. Se, em um período subsequente, o valor justo de um instrumento da dívida classificado como disponível para venda aumentar, e o aumento puder ser objetivamente relacionado a um evento que ocorreu após a perda por valor recuperável ter sido reconhecido no resultado, a perda por valor recuperável é revertida por meio de demonstração do resultado.

Para certas categorias de ativos financeiros, tais como contas a receber, os ativos são avaliados coletivamente, mesmo se não apresentarem evidências de que estão registrados por valor superior ao recuperável, quando avaliados de forma individual. Evidências objetivas de redução ao valor recuperável para uma carteira de créditos podem incluir: a experiência passada da Companhia na cobrança de pagamentos e o aumento no número de pagamentos

em atraso, após o período médio de recebimento, além de mudanças observáveis nas condições econômicas nacionais ou locais relacionadas à inadimplência dos recebíveis.

Para os ativos financeiros registrados ao valor de custo amortizado, o montante da redução ao valor recuperável registrado corresponde: à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontado pela taxa de juros efetiva original do ativo financeiro.

Para ativos financeiros registrados ao custo, o montante da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontado pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar. Essa perda por redução ao valor recuperável não será revertida em períodos subsequentes.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão. Recuperações subsequentes de valores anteriormente provisionados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

Para ativos financeiros registrados ao custo amortizado, se em um período subsequente o valor da perda da redução ao valor recuperável diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente a um evento ocorrido após a redução ao valor recuperável ter sido reconhecida, a perda anteriormente reconhecida é revertida por meio do resultado, desde que o valor contábil do investimento na data dessa reversão não exceda o eventual custo amortizado se a redução ao valor recuperável não tivesse sido reconhecida.

3.18.3. Baixa de ativos financeiros

A Companhia baixa um ativo financeiro apenas quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa provenientes desse ativo expiram ou são transferidos juntamente com os riscos e benefícios da propriedade. Se a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do ativo financeiro, mas continuar a controlar o ativo transferido, a Companhia reconhece a participação retida e o respectivo passivo nos valores que terá de pagar. Se reter substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo da propriedade do ativo financeiro transferido, a Companhia continua reconhecendo esse ativo, além de um empréstimo garantido pela receita recebida.

Na baixa de um ativo financeiro, a diferença entre o valor contábil do ativo e a soma da contrapartida recebida e a receber e o ganho ou a perda acumulado que foi reconhecido em Outros resultados abrangentes e acumulado no patrimônio é reconhecida no resultado.

3.18.4. Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

Instrumentos de dívida e de patrimônio emitidos por uma entidade do Sistema Eletrobras são classificados como passivos financeiros ou patrimônio, de acordo com a natureza do acordo contratual e as definições de passivo financeiro e instrumento de patrimônio. Um instrumento de patrimônio é um contrato que evidencia uma participação residual nos ativos de uma empresa após a dedução de todas as suas obrigações. Os instrumentos de patrimônio emitidos pelo Sistema Eletrobras são reconhecidos quando os recursos são recebidos, líquidos dos custos diretos de emissão.

Os passivos financeiros são classificados como passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado ou outros passivos financeiros.

Os outros passivos financeiros, que incluem os empréstimos e financiamentos, fornecedores e outras contas a pagar, são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e pontos pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

3.18.5. Baixa de passivos financeiros

A Companhia baixa passivos financeiros somente quando as obrigações da Companhia são extintas e canceladas ou quando vencem. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

3.18.6. Contratos de garantia financeira

Contrato de garantia financeira consiste em contrato que requer que o emitente efetue pagamentos especificados a fim de reembolsar o detentor por perda que incorrer devido ao fato de o devedor especificado não efetuar o pagamento na data prevista, de acordo com as condições iniciais ou alteradas de instrumento de dívida.

Garantias financeiras são inicialmente reconhecidas nas demonstrações financeiras pelo valor justo na data de emissão da garantia. Subsequentemente as obrigações em relação a garantias são mensuradas pelo maior valor inicial menos a amortização das taxas reconhecidas, e melhor estimativa do valor requerido para liquidar a garantia.

Essas estimativas são definidas com base na experiência de transações similares e no histórico de perdas passadas e no 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).

3.18.7. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua exposição a riscos de taxa de juros e câmbio, incluindo contratos de câmbio a termo, swaps de taxa de juros e de moedas. A Nota 44 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data de contratação, e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente, a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*; nesse caso, o momento do reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge* (Vide item 3.18.9).

3.18.8. Derivativos embutidos

Os derivativos embutidos, em contratos principais não derivativos, são tratados como um derivativo, separadamente, quando seus riscos e suas características não forem estreitamente relacionados aos dos contratos principais e estes não forem mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

3.18.9. Contabilização de *hedge*

A Companhia possui política de contabilização de *hedge* e os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

No início da relação de *hedge*, a Companhia documenta a relação entre o instrumento de *hedge* e o item objeto de *hedge*, com seus objetivos na gestão de riscos e sua estratégia para assumir variadas operações de *hedge*. Adicionalmente, no início do *hedge* e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de *hedge* usado em uma relação de *hedge* é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de *hedge* atribuível ao risco sujeito a *hedge*.

Para os fins de contabilidade de *hedge*, a Companhia utiliza as seguintes classificações:

(a) *Hedges* de valor justo

Mudanças no valor justo dos derivativos designados e qualificados como *hedge* de valor justo são registradas no resultado com quaisquer mudanças no valor justo dos itens objetos de *hedge* atribuíveis ao risco protegido. As mudanças no valor justo dos instrumentos de *hedge* e no item objeto de *hedge*, atribuível ao risco de *hedge*, são reconhecidas na demonstração do resultado.

A contabilização do *hedge* é descontinuada prospectivamente quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou quando não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. O ajuste ao valor justo do item objeto de *hedge*, oriundo do risco de *hedge*, é registrado no resultado a partir dessa data.

(b) *Hedges* de fluxo de caixa

A parte efetiva das mudanças no valor justo dos derivativos, que for designada e qualificada como *hedge* de fluxo de caixa, é reconhecida em outros resultados abrangentes. Os ganhos ou as perdas relacionados à parte não efetiva são reconhecidos imediatamente no resultado.

Os valores anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado no exercício em que o item objeto de *hedge* é reconhecido no resultado.

A contabilização de *hedge* é descontinuada quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. Quaisquer ganhos ou perdas reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio, naquela data, permanecem no patrimônio e são reconhecidos quando a transação prevista for finalmente reconhecida no resultado. Quando não se espera mais que a transação prevista ocorra, os ganhos ou as perdas acumulados e diferidos no patrimônio são reconhecidos imediatamente no resultado.

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos para sua gestão de riscos financeiros, conforme descrito na Nota 44. Com data inicial em 1º de outubro de 2013, a Companhia adotou procedimentos de contabilidade de *hedge* conforme as disposições do CPC 38 (IAS 39) objetivando a redução da volatilidade nas demonstrações financeiras gerada pela marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos e maior transparência das atividades da Gestão de Risco da Companhia.

Na data inicial, a Companhia designou os seus *hedges* de taxas de juros como *Hedge* de Fluxo de Caixa, portanto, a variação efetiva do valor justo dos instrumentos de *hedge* será represada na conta de Outros resultados abrangentes. Conforme a dívida protegida é reconhecida no resultado financeiro, a variação de valor justo represada em Outros resultados abrangentes do *hedge* é reconhecida no resultado financeiro com base na taxa de juros efetiva. A cada trimestre são realizados testes de efetividade para avaliar se os instrumentos derivativos protegeram e se devem continuar protegendo efetivamente a dívida atrelada. Se durante o teste de efetividade houver parcela ineficaz, este valor será reconhecido imediatamente no resultado financeiro.

Cada relação de *hedge* é documentada de forma que seja identificada a dívida protegida, o derivativo designado, o objetivo, a estratégia da gestão de risco, os termos contratuais designados para Contabilidade de *Hedge* e a metodologia de aferição da eficácia prospectiva e retrospectiva.

3.19. Benefícios pós-emprego

3.19.1. Obrigações de aposentadoria

A Companhia e suas controladas patrocina vários planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos a estes fundos de pensão, determinados por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida e variável. Nos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. Adicionalmente, não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições, se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que, em tais planos de benefício definido, é estabelecido um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. Nesse tipo de plano, a Companhia tem a obrigação de honrar com o compromisso assumido, caso o fundo não possua ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano.

O passivo reconhecido no Balanço Patrimonial, com relação aos planos de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método do crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa. As taxas de juros utilizadas nesse desconto são condizentes com os títulos de mercado, os quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência, nas mudanças das premissas atuariais e nos rendimentos dos ativos do plano, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado no período de ocorrência de uma alteração do plano.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia efetua o pagamento das contribuições de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.

3.19.2. Outras obrigações pós-emprego

Algumas empresas da Companhia oferecem benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço, ou a invalidez do mesmo enquanto funcionário ativo.

Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispondo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes, no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

3.19.3 Benefícios de Rescisão

Os benefícios de rescisão são exigíveis quando o vínculo empregatício é encerrado pelo Sistema Eletrobras antes da data normal de aposentadoria, ou sempre que um empregado aceitar a demissão voluntária em troca desses benefícios. O Sistema Eletrobras reconhece os benefícios de rescisão na primeira das seguintes datas: (i) quando o Sistema Eletrobras não mais puder retirar a oferta desses benefícios; e (ii) quando a entidade reconhecer custos de reestruturação que estejam no escopo do CPC 25/IAS 37 e envolvam o pagamento de benefícios de rescisão. No caso de uma oferta efetuada para incentivar a demissão voluntária, os benefícios de rescisão são mensurados com base no número de empregados que, segundo se espera, aceitarão a oferta. Os benefícios que vencerem após 12 meses da data do balanço são descontados a valor presente.

3.20. Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, cuja liquidação seja provável e que seja possível estimar os valores de forma confiável. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos, requeridos para a liquidação de uma provisão, podem ser recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

3.20.1. Provisão para desmobilização de ativos

Conforme previsto no pronunciamento IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), é constituída provisão ao longo do tempo de vida útil econômica de usinas termonucleares. O objetivo de tal provisão é alocar ao respectivo período de operação os custos a serem incorridos com sua desativação técnico-operacional, ao término da sua vida útil, estimada em quarenta anos.

Os valores são apropriados ao resultado do exercício a valor presente, com base em quotas anuais fixadas em dólares norte americanos, a razão de 1/40 dos gastos estimados, registrados imediatamente e convertidos pela taxa de câmbio do final de cada período de competência (vide Nota 31).

3.20.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões para contingências judiciais são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou não formalizada) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja 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).

3.20.3. Contratos onerosos

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato.

3.21. Adiantamento para futuro aumento de capital

Adiantamentos de recursos recebidos do acionista controlador e destinados a aporte de capital são concedidos em caráter irrevogável. São classificados como passivo não circulante quando a quantidade de ações a serem emitidas não é conhecida e reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pelo indexador estabelecido contratualmente.

3.22. Capital social

As ações ordinárias e as ações preferenciais são classificadas no patrimônio líquido.

Os custos incrementais, diretamente atribuíveis à emissão de novas ações, são demonstrados no patrimônio líquido como uma dedução do valor captado, líquida de impostos.

Quando a Companhia compra suas próprias ações (ações em tesouraria), o valor pago, incluindo quaisquer custos adicionais diretamente atribuíveis (líquidos do imposto de renda), é deduzido do capital atribuível aos acionistas da Companhia até que as ações sejam

canceladas ou reemitidas. Quando essas ações são subsequentemente reemitidas, qualquer valor recebido, líquido de quaisquer custos adicionais da transação, diretamente atribuíveis e dos respectivos efeitos do imposto de renda e da contribuição social, é incluído no capital atribuível aos acionistas da Companhia.

3.23. Juros sobre o capital próprio e dividendos

Os juros sobre o capital próprio são imputados aos dividendos do exercício, sendo calculados tendo como limite uma porcentagem sobre o patrimônio líquido, usando a Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP estabelecida pelo Governo Brasileiro, conforme exigência legal, limitado a 50% do lucro líquido do exercício ou 50% das reservas de lucro, antes de incluir o lucro do próprio exercício, o que for maior.

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, são apresentados no Patrimônio Líquido, em conta específica denominada dividendos adicionais propostos.

3.24. Outros resultados abrangentes

Outros resultados abrangentes compreendem itens de receita e despesa que não são reconhecidos na demonstração do resultado. Os componentes dos outros resultados abrangentes incluem:

- a) Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido;
- b) Ganhos e perdas derivados de conversão de demonstrações contábeis de operações no exterior;
- c) Ajuste de avaliação patrimonial relativo aos ganhos e perdas na remensuração de ativos financeiros disponíveis para venda; e
- d) Ajuste de avaliação patrimonial relativo à efetiva parcela de ganhos ou perdas de instrumentos de *hedge* em *hedge* de fluxo de caixa.

3.25. Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções e outras deduções similares.

3.25.1. Venda de energia e serviços

a) Geração e Distribuição

As receitas de distribuição são classificadas como: i) Suprimento (venda) de Energia Elétrica a distribuidoras; ii) Fornecimento de Energia Elétrica para o consumidor, e; iii) Energia Elétrica no mercado de Curto Prazo. A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre a mesma. A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia; o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; e a Companhia não detém mais o

controle e a responsabilidade sobre a energia vendida. Inclui também a receita de construção vinculada ao segmento de distribuição de energia elétrica e de parte da geração abrangida no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

Para as concessões de geração renovadas à luz da Lei 12.783/2013, houve a alteração do regime de preço para tarifa, com revisão tarifária periódica nos mesmos moldes já aplicados à atividade de transmissão até então. A tarifa é calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos da taxa de 10%, sendo contabilizada a receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

b) Transmissão

1) Receita financeira decorrente da remuneração do ativo financeiro, até o final do período da concessão, auferida de modo pró-rata e que leva em consideração a taxa média de retorno dos investimentos.

2) Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

3) A receita de desenvolvimento da infraestrutura é reconhecida no resultado na medida do estágio de conclusão da obra, de acordo com o que dita o pronunciamento técnico CPC 17 (R1) (equivalente a IAS 11) e mensurada com base nos seus valores justos. Os custos de desenvolvimento da infraestrutura são reconhecidos à medida que são incorridos. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que:

(i) A atividade fim da Companhia é a transmissão de energia elétrica;

(ii) Toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a transmissão de energia elétrica.

(iii) A Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

3.25.2. Receita de dividendos e juros

A receita de dividendos proveniente de investimentos é reconhecida quando o direito do acionista de receber tais dividendos é estabelecido e desde que seja provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita proveniente de ativo financeiro de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear, com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

3.26. Arrendamento Mercantil

Conforme orientações do Pronunciamento CPC 06 (R1) – Operações de Arrendamento Mercantil e da Interpretação Técnica ICPC 03- Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil, devem ser registrados no Ativo Imobilizado os direitos que a Companhia detenha sobre bens corpóreos destinados à manutenção de suas atividades, decorrentes de arrendamento mercantil financeiro que transfiram ao arrendatário os

benefícios, riscos e controle sobre os bens. No início do arrendamento financeiro, estes bens são capitalizados pelo menor valor entre o valor justo do bem arrendado e o valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento.

Os arrendamentos financeiros são registrados como se fossem uma compra financiada, reconhecendo, no momento da aquisição, um ativo imobilizado e um passivo de financiamento (arrendamento). Cada parcela paga do arrendamento é alocada, parte no passivo e parte aos encargos financeiros, para que, dessa forma, seja obtida uma taxa constante sobre o saldo da dívida em aberto. As obrigações correspondentes, líquidas dos encargos financeiros, são incluídas em outros passivos a longo prazo.

Os juros e outras despesas financeiras são reconhecidos na demonstração do resultado durante o período do arrendamento, para produzir uma taxa periódica constante de juros sobre o saldo remanescente do passivo para cada período. O imobilizado adquirido por meio de arrendamento mercantil financeiro (a) está classificado no Ativo Não Circulante sendo amortizado durante a sua vida útil (Nota 22.3).

3.27. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais não são reconhecidas até que exista segurança razoável de que a Companhia irá atender às condições relacionadas e que as subvenções serão recebidas. As subvenções governamentais são reconhecidas, sistematicamente, no resultado durante os exercícios nos quais a Companhia reconhece como despesas os correspondentes custos que as subvenções pretendem compensar. As subvenções governamentais recebíveis como compensação por despesas já incorridas, com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato à Companhia, sem custos futuros correspondentes, são reconhecidas no resultado do período em que forem recebidas e apropriadas à reserva de lucros e não são destinadas a distribuição de dividendos.

3.28. Paradas programadas

Os custos incorridos antes e durante as paradas programadas de usinas e linhas de transmissão são apropriados ao resultado no período em que forem incorridos.

3.29. Apuração do resultado do exercício

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

3.30. Lucro básico e lucro diluído

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuído aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações em circulação (total de ações menos as ações em tesouraria). O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações em circulação, para presumir a conversão de todas as ações potenciais diluídas, de acordo com o CPC 41 (IAS 33).

3.31. Apresentação de relatórios por segmentos de negócio

Segmentos Operacionais de uma Companhia são definidos como componentes que: a) exerce atividades das quais podem obter receitas e incorrer em despesas, b) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração, para tomar decisões sobre os

recursos a serem alocados aos segmentos e avaliar seu desempenho, e c) para os quais existem informações financeiras. A Companhia determinou os seguintes segmentos operacionais:

- I) Geração, cujas atividades consistem na geração de energia elétrica e a venda de energia para empresas de distribuição e para os consumidores livres, e comercialização;
- II) Transmissão, cujas atividades consistem na transmissão de energia elétrica;
- III) Distribuição, cujas atividades consistem na distribuição de energia elétrica para o consumidor final;
- IV) Administração, cujas atividades compreendem os itens que não podem ser atribuídos aos outros segmentos, particularmente aqueles relacionados à gestão financeira corporativa, empréstimo compulsório, equivalência patrimonial e outros despesas;
- V) Eliminações, cujas atividades representam as transações entre partes relacionadas eliminadas para fins de consolidação.

Transações entre estes segmentos operacionais são determinados por preços e condições definidas entre as partes, que levam em consideração os termos aplicados às transações com partes não relacionadas.

O lucro líquido por segmento do período, conforme relatório interno revisado pela Administração, é utilizado para medir desempenho. O lucro líquido por segmento do período é determinado usando as mesmas políticas contábeis utilizadas para determinar o lucro líquido consolidado do período.

3.32. Demonstração do valor adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição, durante determinado período. É apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte, apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada:

- Pelas receitas - receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas, inclusive de construção, e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- Pelos insumos adquiridos de terceiros - custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização; e,
- Pelo valor adicionado recebido de terceiros - resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas.

A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

NOTA 4 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Companhia deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações nas notas explicativas, na data base das demonstrações financeiras, para os quais não são facilmente obtidos através de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. As estimativas e premissas subjacentes são revisadas continuamente. Os efeitos decorrentes das revisões feitas às estimativas contábeis são reconhecidos no período em que as estimativas são revistas, se a revisão afetar apenas este período, ou também em períodos posteriores se a revisão afetar tanto o período presente como períodos futuros.

Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Companhia e de suas controladas, a materialização sobre o valor contábil de receitas, despesas, ativos e passivos é inerentemente incerta, por decorrer do uso de julgamento. Como consequência, a Companhia pode sofrer efeitos em decorrência de imprecisão nestas estimativas e julgamentos que sejam substanciais em períodos futuros, que podem ter efeito material adverso na sua condição financeira, no resultado de suas atividades e/ou nos seus fluxos de caixa.

A seguir, são apresentadas as principais premissas das estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Companhia e de suas controladas, a respeito do futuro e outras principais origens da incerteza utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos períodos:

I. Ativo e passivo fiscal diferidos

As estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente e no histórico de lucratividade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido (Vide Nota 10).

II. Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração

A Administração da Companhia considerou premissas e dados técnicos para elaboração do teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração, a fim de verificar se seus ativos imobilizado ou intangível não estão registrados contabilmente por valor superior ao passível de ser recuperável no futuro, situação na qual foi reconhecido *impairment*, a desvalorização por meio da constituição de provisão para perdas. Nesta prática são aplicadas premissas, baseadas na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, e práticas de avaliação comumente utilizadas no mercado. Tais premissas podem, eventualmente, não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada. Atualmente, a vida útil adotada pela Companhia está de acordo com as práticas determinadas pela ANEEL, aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor. Adicionalmente, a vida útil é limitada ao prazo de concessão.

Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela Administração da Companhia e de suas controladas na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inerentemente incertos. Dentre estes eventos destacam-se: a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica; taxa de crescimento da atividade econômica no país; e disponibilidade de recursos hídricos; além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de que a indenização está contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor novo de reposição (VNR), para geração e transmissão. Esses são os valores esperados de indenização ao final do prazo das concessões de geração e transmissão de energia elétrica (vide prática contábil na Nota 3.11 e movimentação das provisões efetuadas no exercício na Nota 20). A variável mais relevante foi a taxa de desconto utilizada nos fluxos de caixa, com a definição de um percentual específico para o segmento de geração, 6,33%. A taxa utilizada para a Angra 3 levou em conta características peculiares do segmento nuclear, bem como premissas de financiamento, estrutura de capital específica do projeto e beta alavancado calculado com premissas da ANEEL. O percentual utilizado foi de 5,44%.

III. Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões

A Lei 12.783/2013, promulgada em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adotou, para as concessões ainda não prorrogadas, a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão. Seguindo essa premissa, para as concessões já prorrogadas, foram mantidos valores a receber do poder concedente, relacionados à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, aos investimentos realizados após o projeto básico das usinas e linhas de transmissão (modernização e melhorias) e aos ativos de geração térmica. Tais valores são objeto de homologação pela ANEEL conforme divulgado na Nota 2.1. A Companhia adotou o valor novo de reposição (VNR), como forma de mensuração do valor a ser indenizado pelo Poder Concedente, da parcela dos ativos de geração e transmissão não totalmente depreciada até o final da concessão. Para os ativos de distribuição foi definida a Base de Remuneração Regulatória – BRR para tal mensuração.

IV. Vida útil dos bens do imobilizado

A Administração da Companhia utiliza os critérios definidos na resolução ANEEL 367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado, limitado ao prazo de concessão, por entender que elas representam adequadamente a referida vida útil (Vide Nota 16).

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 há obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, cuja liquidação seja provável e que seja possível estimar os valores de forma confiável, 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 e também na 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 44, a Administração da Companhia utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros. A Nota 44 apresenta as informações sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas. A Administração da Companhia e suas controladas acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

X. Contratos onerosos

A Companhia e as controladas utilizam-se de premissas relacionadas 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, uma das estimativas críticas na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio histórico aprovado pela Administração da Companhia como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis, assim como a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD e/ou dos elementos considerados dentro da taxa de desconto ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores aos das premissas utilizadas pela Companhia. Adicionalmente, a Companhia pode ter contratos onerosos em concessões onde o atual custo esperado para a operação e manutenção não é coberto integralmente pelas receitas (Vide Nota 33).

XI. Riscos relacionados ao cumprimento (“compliance”) de leis e regulamentos

a) Lava Jato

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

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

O procedimento investigatório seguiu os princípios adotados pela *Securities and Exchange Commission* (SEC) e *Department of Justice* (DOJ), para procedimentos desta natureza, em vista de que, após 2008, quando a Eletrobras passou a ser listada na Bolsa de Valores de Nova York por meio de ADR's – *American Deposit Receipts*, tornou-se sujeita às leis norte-americanas que regulam o mercado de capitais, em especial, a toda a regulamentação fixada pelo *U.S. Securities and Exchange Act*. Dentre essas leis encontra-se a *Foreign Corrupt Practices Act* – FCPA que, em síntese, criminaliza os atos de corrupção, tais como o pagamento a funcionários de governos estrangeiros, partidos políticos, candidatos a cargos políticos estrangeiros em troca de vantagens comerciais ou econômicas.

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

No decorrer de 2015 e 2016, no âmbito da operação Lava Jato, as operações Radioatividade e Pripjat resultaram em mandados de prisão contra ex-executivos da Eletronuclear, bem como contra outras partes. A Eletrobras vem cooperando com as autoridades no compartilhamento de informações levantadas pela investigação independente, participando, inclusive, como assistente de acusação contra os réus nestes processos criminais.

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

No mesmo sentido, a Eletrobras revisou contratos específicos nos quais as investigações identificaram possíveis irregularidades tendo sido os mesmos suspensos, quando encontradas quaisquer irregularidades.

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

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

No entanto, não há informações suficientes que permitam à Companhia determinar os períodos específicos em que ocorreram pagamentos em excesso. Assim, a Companhia entende que, após ter envidado todos os esforços razoáveis, é impraticável determinar os efeitos por período específico anteriores, relativos aos pagamentos ilegais em suas demonstrações financeiras consolidadas, tendo registrado o ajuste para os pagamentos indevidos e, portanto, incorretamente capitalizados, em setembro 2016.

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

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

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

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

A Eletrobras vem implementando diversas ações de governança e remediação, adotando medidas necessárias para investigar as alegações relativas à Operação Lava Jato, além de avaliar as possibilidades de ressarcimento face aos danos sofridos em razão de condutas ilícitas.

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

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

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

Para dar continuidade à interlocução junto aos reguladores americanos e brasileiros e ao desenvolvimento dos procedimentos adicionais de investigação, a Eletrobras está realizando um processo licitatório, visando a contratação de escritório de advocacia americana.

Contudo, devido aos procedimentos licitatórios a que a Eletrobras se sujeita como integrante da Administração Pública Indireta, a contratação do escritório de advocacia americana que irá conduzir a nova etapa do processo de investigação ainda não foi concluída.

De forma a garantir a continuidade dos procedimentos de investigação enquanto não se conclui esta contratação, foi constituído um Grupo de Trabalho Transitório de Investigação, formado por integrantes da Diretoria de Conformidade, cuja função precípua é dar andamento a ações decorrentes das atividades exercidas no curso da ação investigativa realizada, sob a supervisão da CIGI.

c) Processos judiciais envolvendo a Empresa – *Class Action*

Em 22 de julho de 2015 e 15 de agosto de 2015, duas reclamações de ação de classe de títulos putativos foram protocoladas contra a Eletrobras e alguns de nossos empregados no Tribunal Distrital dos Estados Unidos, no Distrito Sul de Nova York (SDNY). (Vide nota 30).

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	10.290	343.613	295.549	656.505
Aplicações Financeiras	183.816	348.106	384.119	737.468
	<u>194.106</u>	<u>691.719</u>	<u>679.668</u>	<u>1.393.973</u>
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	393.520	346.874	393.520	346.874
Comercialização - Itaipu	256.192	47.082	256.192	47.082
Comercialização - PROINFA	998.380	232.785	998.380	232.785
Recursos da RGR	33.254	20.692	33.254	20.692
	<u>1.681.346</u>	<u>647.433</u>	<u>1.681.346</u>	<u>647.433</u>
	<u>1.875.452</u>	<u>1.339.152</u>	<u>2.361.014</u>	<u>2.041.406</u>

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

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

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

Caixa restrito – São os recursos arrecadados pelos respectivos fundos que são utilizados exclusivamente para atender às disposições regulamentares dos mesmos, não estando disponíveis para a Companhia. A variação deste saldo deve-se, principalmente, à comercialização de energia elétrica de Proinfa. Para mais informações, ver nota 7 (a).

NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

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

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

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

CONTROLADORA					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2016	31/12/2015
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	292.043	-
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	3.887.251	2.740.281
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	39.513	214.210
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	18.774	275.094
NTN- B	CEF	Após 90 dias	IPCA	14.325	-
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	36.235	188.273
Op. Compromissadas	CEF	-	-	-	36.668
TOTAL CIRCULANTE				4.288.141	3.454.526
NÃO CIRCULANTE					
Titulos	31/12/2016	31/12/2015			
FINOR/FINAM	876	916			
PARTES BENEFICIÁRIAS	244.420	190.847			
TOTAL NÃO CIRCULANTE	245.296	191.763			
CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2016	31/12/2015
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	SELIC	292.043	195.368
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	4.963.575	4.691.729
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	39.513	214.210
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	18.803	467.735
NTN- B	CEF	Após 90 dias	IPCA	14.325	-
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	95.914	191.693
Op. Compromissadas	CEF	-	-	58.356	1.082.039
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	2.298	-
OUTROS	-	-	-	13.151	-
TOTAL CIRCULANTE				5.497.978	6.842.774
NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2016	31/12/2015
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	434	405
FINOR/FINAM	-	-	-	876	916
PARTES BENEFICIÁRIAS	-	-	-	244.420	190.847
OUTROS	-	-	-	1.505	2.822
TOTAL NÃO CIRCULANTE				247.235	194.990

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

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
Lajeado Energia	451.375	451.375
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	652.575	652.575
Ajuste a valor presente	(408.155)	(461.728)
Valor presente	244.420	190.847

NOTA 7 – CLIENTES

CIRCULANTE	CONSOLIDADO					31/12/2015
	31/12/2016					
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados (b)	Total	
AES ELETROPAULO	30.574	-	2	-	30.576	18.072
AES SUL	28.326	-	-	-	28.326	24.294
AMPLA	24.686	131	-	-	24.817	26.661
ANDE	-	-	-	-	-	-
CEA	10.052	19.204	4.555	267.217	301.028	244.567
CEB	4.694	520	2	-	5.216	5.820
CEEE	27.147	-	-	-	27.147	29.908
CELESC	44.187	-	-	-	44.187	44.085
CELPA	43.127	1.297	7.812	11.568	63.804	66.292
CELPE	20.347	-	56	-	20.403	22.568
CEMAR	22.836	1	-	-	22.837	23.803
CEMIG	34.691	-	-	-	34.691	37.797
CESP	1.656	-	-	-	1.656	6.428
COELBA	32.561	-	58	-	32.619	36.067
COELCE	30.834	-	-	-	30.834	30.935
COPEL	79.278	-	-	-	79.278	67.248
CPFL	18.206	-	165	-	18.371	14.247
EBE	9.614	-	-	-	9.614	7.968
ELEKTRO	41.123	-	-	-	41.123	42.180
ENERGISA	30.919	2.609	76.517	-	110.045	87.498
ENERSUL	11.416	-	-	-	11.416	16.368
ESCELSA	18.783	-	60	-	18.843	17.517
LIGHT	51.949	-	123	-	52.072	55.978
PIRATININGA	2.451	-	54	-	2.505	3.269
RGE	27.626	7	-	-	27.633	27.096
Rolagem da Dívida (b)	-	-	-	23.601	23.601	22.840
Comercialização CCEE	147.128	120.601	232.006	-	499.735	439.478
Uso da Rede Elétrica	229.646	2.177	31.983	-	263.806	251.341
PROINFA (a)	281.658	14.954	58.418	-	355.030	379.214
Consumidor Residencial	378.900	318.257	131.411	155.983	984.551	814.377
Consumidor Industrial	181.646	43.538	254.142	108.357	587.683	638.646
Consumidor Rural	23.050	20.656	13.961	12.773	70.440	104.625
Comércio, serviços e outras atividades	202.576	85.632	68.572	78.504	435.284	414.529
Poder público	113.149	87.934	146.741	102.681	450.505	495.686
Outros	932.202	37.949	150.150	34.150	1.154.451	909.544
(-) PCLD (c)	(79.422)	(76.501)	(874.341)	(431.585)	(1.461.849)	(1.289.445)
	3.057.616	678.966	302.447	363.249	4.402.278	4.137.501
NÃO CIRCULANTE						
CEB	-	-	14.111	-	14.111	14.111
CELPA	368	-	-	-	368	19.317
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica	-	-	6.276	-	6.276	6.276
PROINFA (a)	-	-	-	76.441	76.441	125.383
Rolagem da Dívida (b)	-	-	-	568.635	568.635	489.556
Poder público	-	-	-	582.501	582.501	290.965
Consumidor Residencial	-	-	-	79.251	79.251	50.220
Consumidor Industrial	-	-	-	48.039	48.039	49.584
Consumidor Rural	-	-	-	5.921	5.921	65.673
Comércio, serviços e outras atividades	-	-	-	88.649	88.649	175.812
Outros	-	-	-	749.090	749.090	683.203
(-) PCLD (c)	-	-	(313.947)	(119.870)	(433.817)	(430.203)
	368	-	-	2.078.657	2.079.025	1.833.457
	3.057.984	678.966	302.447	2.441.906	6.481.303	5.970.958

(a) Comercialização de energia elétrica - PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA geraram um saldo líquido positivo de R\$ 693.094 no exercício de 2016 (um saldo líquido negativo de R\$ 355.526 em 31 de dezembro de 2015), 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\$ 431.471 do PROINFA referente à controladora (R\$ 504.597 em 31 de dezembro de 2015).

(b) Créditos Renegociados

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

Os créditos renegociados de rolagem da dívida são referentes a um contrato de cessão de crédito entre a União e as controladas Furnas e Eletrosul, em conformidade com o Programa de Saneamento das Finanças do Setor Público (Lei nº 8.727, de 5 de novembro de 1993). A União assumiu, refinanciou e reescalou a dívida em 240 parcelas, vencíveis a partir de abril de 1994. Vencido o prazo de 20 anos e remanescendo saldo a pagar, uma vez que a União repassa somente os recursos recebidos dos estados que, por sua vez, está limitado por lei em níveis de comprometimento de receitas, o parcelamento será estendido por mais 120 meses. Representam R\$ 592.236 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 512.396 em 31 de dezembro de 2015).

(c) Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD

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

O saldo da PCLD é composto como segue:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
Consumidores	569.269	609.403
Revendedores	765.620	591.171
CEA	267.217	225.514
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	<u>1.895.666</u>	<u>1.719.648</u>

A controlada Furnas mantém registrada uma provisão, constituída em 2007, no montante de R\$ 293.560. Esta provisão representa valores históricos relativos à comercialização de energia no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia - MAE, referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cuja liquidação financeira está suspensa, em função

da concessão de liminares em ações judiciais propostas por concessionárias de distribuição de energia elétrica, contra a ANEEL e o MAE, hoje CCEE.

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

CONSOLIDADO	
Saldo em 31 de dezembro de 2014	1.659.763
(+) Constituição	832.632
(-) Reversão	(286.629)
(-) Baixa	(486.118)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	1.719.648
(+) Constituição	948.248
(-) Reversão	(337.719)
(-) Baixa	(434.511)
Saldo em 31 de Dezembro 2016	1.895.666

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

NOTA 8 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

31/12/2016

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
	Tx. Média	Valor			Tx. Média	Valor		
FURNAS	8,40	30.226	716.663	3.127.050	-	-	-	-
CHESF	18,88	-	564.151	134.569	-	-	-	-
ELETROSUL	10,08	126.003	90.930	2.078.736	-	-	-	-
ELETRONORTE	6,86	28.025	571.404	2.159.118	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	10,06	17.705	314.350	1.259.511	-	-	-	-
CGTEE	13,37	7.691	373.149	2.291.668	-	-	-	-
CEAL	14,43	1.312	35.068	1.421.549	-	-	-	-
CERON	13,82	1.106	24.841	939.442	-	-	-	-
CEPISA	13,07	98.494	218.384	1.322.857	-	-	-	-
ELETROACRE	14,04	394	9.463	360.653	-	-	-	-
BOA VISTA	13,78	173	6.556	108.962	-	-	-	-
AMAZONAS D	14,62	17.932	175.232	2.847.315	-	-	-	-
AMAZONAS GT	16,97	10.216	319.906	388.867	-	-	-	-
		<u>339.279</u>	<u>3.420.097</u>	<u>18.440.298</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
ITAIPU	7,13	-	1.693.328	9.086.250	7,13	-	1.693.328	9.086.250
CEMIG	5,19	359	19.537	48.147	5,19	359	19.537	48.147
COPEL	5,03	255	14.187	36.398	5,03	255	14.187	36.398
CEEE	5,00	140	4.465	19.763	5,00	140	4.465	19.763
AES ELETROPAULO	5,00	339.278	10.561	-	5,00	339.278	10.561	-
CELPE	0,00	0	-	0	0,00	-	-	-
ENERGISA - MT	9,62	2.255	94.468	168.000	9,62	2.255	94.468	168.000
ENERGISA - TO	11,31	879	30.047	59.486	11,31	879	30.047	59.486
ENERGISA - MS	5,22	161	11.341	18.510	5,22	161	11.341	18.510
CELPA	5,00	70.777	291.809	266.757	5,00	70.777	291.809	266.757
CEMAR	1,74	843	53.531	163.303	1,74	843	53.531	163.303
CESP	5,09	92	5.569	9.904	5,09	92	5.569	9.904
COELCE	5,00	191	9.860	28.337	5,00	191	9.860	28.337
COSERN	5,00	13	1.874	769	5,00	13	1.874	769
COELBA	5,00	423	22.788	61.749	5,00	423	22.788	61.749
CER	0,00	-	-	-	-	-	-	-
ESCELSA	5,00	147	10.833	18.626	5,00	147	10.833	18.626
GLOBAL	5,00	106.275	44.100	-	5,00	106.275	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	327	27.435	30.973	5,00	327	27.435	30.973
OUTRAS		83.337	331.391	140.572		83.340	332.788	141.334
(-) PCLD		<u>(184.080)</u>	<u>(74.258)</u>	<u>-</u>		<u>(184.080)</u>	<u>(74.258)</u>	<u>-</u>
		<u>421.671</u>	<u>2.602.866</u>	<u>10.157.544</u>		<u>421.675</u>	<u>2.604.263</u>	<u>10.158.306</u>
		<u>760.950</u>	<u>6.022.963</u>	<u>28.597.843</u>		<u>421.675</u>	<u>2.604.263</u>	<u>10.158.306</u>

31/12/2015

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		NÃO		CIRCULANTE		NÃO	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
FURNAS	7,76	29.346	428.005	3.590.369	-	-	-	-
CHESF	5,02	174	13.602	17.188	-	-	-	-
ELETROSUL	9,53	35.971	147.653	1.957.886	-	-	-	-
ELETRONORTE	6,02	26.260	373.823	2.619.958	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	9,21	11.317	165.647	1.423.301	-	-	-	-
CGTEE	11,67	24.473	319.222	2.074.115	-	-	-	-
CEAL	13,78	2.622	307.221	856.905	-	-	-	-
CERON	13,09	1.092	131.367	607.023	-	-	-	-
CEPISA	12,28	26.855	543.082	654.379	-	-	-	-
ELETRACRE	12,97	-	80.467	202.548	-	-	-	-
BOA VISTA	12,11	177	17.194	37.048	-	-	-	-
AMAZONAS D	13,29	-	141.777	1.185.390	-	-	-	-
AMAZONAS GT	15,20	-	812.873	656.214	-	-	-	-
		158.287	3.481.933	15.882.324		-	-	-
ITAIPU	7,11	-	1.894.766	12.907.368	7,11	-	1.894.766	12.907.368
CEMIG	5,09	973	54.104	134.907	5,09	973	54.104	134.907
COPEL	6,39	471	35.102	50.744	6,39	471	35.102	50.744
CEEE	5,00	199	9.320	23.884	5,00	199	9.320	23.884
AES ELETROPAULO	10,00	338.017	10.561	-	10,00	338.017	10.561	-
CELPE	5,00	69	8.395	5.199	5,00	69	8.395	5.199
CELG	8,12	1.249	188.502	51.048	8,12	1.249	188.502	51.048
ENERGISA - MT	9,19	2.549	52.942	255.206	9,19	2.549	52.942	255.206
ENERGISA - TO	10,58	998	20.031	87.231	10,58	998	20.031	87.231
ENERGISA - MS	5,21	222	12.426	28.968	5,21	222	12.426	28.968
CELPA	5,00	70.479	248.059	274.415	5,00	70.479	248.059	274.415
CEMAR	2,12	1.080	69.842	205.017	2,12	1.080	69.842	205.017
CESP	5,09	123	5.569	15.056	5,09	123	5.569	15.056
COELCE	5,00	237	10.769	36.678	5,00	237	10.769	36.678
COSERN	5,00	23	2.161	2.499	5,00	23	2.161	2.499
COELBA	5,00	533	23.833	82.762	5,00	533	23.833	82.762
ESCELSA	5,00	206	12.593	28.609	5,00	206	12.593	28.609
GLOBAL	5,00	94.327	44.100	-	5,00	94.327	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	593	36.529	56.696	5,00	593	36.529	56.696
OUTRAS		70.840	98.983	149.186		70.852	105.470	154.108
(-) PCLD		(163.607)	(77.440)	-		(163.607)	(77.440)	-
		419.581	2.761.147	14.395.473		419.593	2.767.633	14.400.394
		577.868	6.243.080	30.277.797		419.593	2.767.633	14.400.394

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

Da totalidade dos empréstimos concedidos pela Eletrobras, em 31 de dezembro de 2016, R\$4.908.816 (R\$ 4.582.081 em 31 de dezembro de 2015) referem-se a repasses do fundo setorial RGR, incluídos na rubrica Financiamentos e Empréstimos.

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 9,82% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos na controladora, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 32% do total da carteira (42% em 31 de dezembro de 2015). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 68% do saldo da carteira (58% em 31 de dezembro de 2015).

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.

A redução no saldo de recebíveis de empréstimos no exercício deve-se, principalmente, à variação cambial apurada sobre os empréstimos concedidos à Itaipu, decorrente da desvalorização do dólar frente ao real quando comparadas as cotações de fechamento de dezembro de 2016 e dezembro de 2015. O dólar variou negativamente em cerca de 18%.

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

	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022	Total
Controladora	6.223.907	5.060.971	4.989.558	4.381.207	2.861.702	5.080.499	28.597.843
Consolidado	2.136.483	2.185.507	2.192.415	2.295.718	1.059.144	289.039	10.158.306

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

8.1 – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

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

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

Com isso, a Companhia passa a ter um crédito de R\$ 2.656.542 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 2.382.255 em 31 de dezembro de 2015), sendo R\$ 349.839 (R\$ 348.578 em 31 de dezembro de 2015) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela Companhia. O reconhecimento final do crédito integral deverá ocorrer quando o mesmo atingir a condição de praticamente certo.

8.2 - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 258.338 (R\$ 241.047 em 31 de dezembro de 2015) 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\$ 11.001, em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 14.194, em 31 de dezembro de 2015). Tal provisão foi considerada necessária, considerando o processo de recuperação judicial da Celpa.

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

	CONTROLADORA / CONSOLIDADO
Saldo em 31 de dezembro de 2014	225.293
(+) Complemento	19.367
(-) Reversões	(3.613)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	241.047
(+) Complemento	20.521
(-) Reversões	(3.230)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	258.338

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

NOTA 9 - REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
CIRCULANTE				
Furnas	298.680	-	-	-
Eletronorte	18	10.016	-	-
CGTEE	83.273	73.035	-	-
Eletrosul	89.755	37.024	-	-
Eletropar	7.085	1.046	-	-
Lajeado Energia	50.009	76.325	50.009	76.325
CEMAR	25.506	22.911	25.506	22.911
CTEEP	48.634	20	48.634	20
Goiás Transmissão	-	-	17.936	23.857
STN - Sist. de Transm. Nordeste S.A.	-	-	8.974	-
Transenergia Renovável	-	-	14.762	13.979
MGE Transmissão	-	-	6.547	11.447
Manaus Construtora	-	-	9.178	9.178
Serra do Facão	-	-	-	9.154
Transenergia São Paulo	-	-	2.557	4.275
ETAU	-	-	5.616	257
Baguari	-	-	-	2.462
Transudeste	-	-	1.256	1.033
Uirapuru	-	-	2.507	2.288
IE Madeira	-	-	30.630	27.589
Transirape	-	-	678	678
Enerpeixe	-	-	26.446	34.686
Chapecoense	-	-	24.625	22.288
EAPSA	-	-	4.743	2.181
Outros	15.606	35.092	37.851	44.752
	<u>618.566</u>	<u>255.468</u>	<u>318.455</u>	<u>309.360</u>

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

10.1 - Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	603.648	373.962	886.598	574.083
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	70.593	-	119.057	58.349
ICMS a recuperar	-	-	48.368	40.538
Outros	-	-	31.497	43.681
	<u>674.241</u>	<u>373.962</u>	<u>1.085.520</u>	<u>716.651</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar (a)	-	-	1.217.268	1.724.692
PIS/COFINS a recuperar (a)	-	-	469.764	877.386
Outros	-	-	18.382	21.108
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.705.414</u>	<u>2.623.186</u>

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

A Companhia mantém registrado no ativo não circulante um montante de R\$ 1.687.032 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 2.602.078 em 31 de dezembro de 2015) referente à PIS, COFINS e ICMS a recuperar. Desse montante, R\$ 1.197.990 (R\$ 2.150.827 em 31 de dezembro de 2015) se refere a impostos e contribuições sobre aquisição de combustível da controlada Amazonas.

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

(b) Inconstitucionalidade do PIS/PASEP e COFINS

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

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

10.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	769.541	928.743	1.086.367	1.475.598
Ativo não circulante:				
Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	1.488.158	1.645.382	1.488.158	1.645.382
IRPJ/CSLL Diferidos	-	-	839.708	1.422.209
	1.488.158	1.645.382	2.327.866	3.067.591
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	320.560	733.289	8.305.606	1.003.796

10.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2016			31/12/2015		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletronorte	2.203.754	(1.364.046)	839.708	1.529.640	(219.692)	1.309.948
	2.203.754	(1.364.046)	839.708	1.529.640	(219.692)	1.309.948
Eletrosul	649.997	(963.106)	(313.109)	457.629	(345.368)	112.261
Eletrobras	-	(320.560)	(320.560)	-	(733.289)	(733.289)
Furnas	680.613	(5.284.897)	(4.604.284)	258.709	(453.084)	(194.375)
Chesf	202.252	(3.254.553)	(3.052.301)	-	(65.070)	(65.070)
Eletropar	-	(15.352)	(15.352)	-	(11.062)	(11.062)
	1.532.862	(9.838.468)	(8.305.606)	716.338	(1.607.873)	(891.535)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Impostos diferidos ativos:				
Provisão para Contingências	-	-	128.391	68.066
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	-	119.327	56.047
Provisões Operacionais	-	-	429.504	407.319
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	239.679	-
Provisão para não realização de créditos tributários	-	-	205.239	-
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa (a)	-	-	2.394.400	1.607.466
Outros	-	-	220.076	107.080
Total Ativo	-	-	3.736.616	2.245.978

Impostos diferidos passivos:

Variação Cambial Ativa	-	416.810	-	416.810
Instrumentos Financeiros Disponíveis para venda	320.560	316.479	320.560	316.479
Depreciação acelerada	-	-	113.793	81.255
Receita de atual. créditos energia renegociados	-	-	259.183	221.871
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	205.285	488.425
Remuneração de Rede Básica de Sistemas Existentes	-	-	9.726.549	-
Outros	-	-	577.144	302.725
Total Passivo	320.560	733.289	11.202.514	1.827.565

(a) A controlada Eletronorte reconheceu no exercício de 2016 o montante de R\$ 680.028 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, bem como devido a existência de passivos fiscais diferidos e efeitos da atualização da indenização da RBSE.

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Impostos diferidos				
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	(47.097)	38.502	(56.393)	37.228
Remensuração de planos de benefícios definidos				
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	-	-	9.296	1.274
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(47.097)	38.502	(47.097)	38.502

NOTA 11 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
<u>Direitos de ressarcimento</u>		
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	1.977.183	2.118.184
Provisão ANEEL - CCC (b)	(741.624)	-
Reembolso CDE (c)	347.876	147.058
Remuneração setor elétrico (d)	74.527	-
	<u>1.657.962</u>	<u>2.265.242</u>
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	9.871.342	8.238.140
Parcela do Transporte do Gás (a.1)	(2.364.318)	-
	<u>7.507.024</u>	<u>8.238.140</u>
<u>Obrigações de ressarcimento</u>		
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	129.403	19.423
PROINFA	292.146	299.632
Reembolso CDE (c)	45.373	77.153
Remuneração setor elétrico (d)	700.581	-
	<u>1.167.503</u>	<u>396.208</u>
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	1.516.313	2.483.378
	<u>1.516.313</u>	<u>2.483.378</u>

a) Conta de consumo de combustível (CCC)

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

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

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

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

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

A conta de consumo de combustível refere-se aos valores a receber e recebidos da CCC nos respectivos períodos. A Companhia, em 31 de dezembro de 2016, apresenta um valor a receber de R\$ 11.848.525 (R\$ 10.356.324 em 31 de dezembro de 2015) e um passivo de R\$ 1.645.716 (R\$ 2.502.801 em 31 de dezembro de 2015) de obrigações de ressarcimento.

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

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

O Contrato de Gás prevê para a parcela de transporte a modalidade "*open book*", esse tipo de contrato, como nome diz: "livro aberto", caracteriza-se pelo reembolso dos custos diretos e

indiretos da contratada e a remuneração pelo investimento se dá através de uma taxa fixa a ser aplicada sobre o total dos custos comprovadamente incorridos.

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

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

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

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

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

A Resolução Homologatória 2.159/2016 ao retroagir ao início do fornecimento do contrato com a nova tarifa de transporte aprovada, determina à Eletrobras, na função de administradora da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, que faça a contabilização dos valores reembolsados acima do preço definido e informe o resultado à ANEEL, no prazo de 60 dias, findo em dezembro de 2016. O valor envolvido nessa questão é de R\$ 2,1 bilhões.

O contrato na cláusula 8.1.2.1.9.2 "b" e cláusula 10.8 trata da possibilidade de caso o valor praticado provisoriamente for superior ao definido final, a Cigás deverá devolver para a Amazonas Energia o valor pago a maior devidamente acrescido dos encargos moratórios.

A Companhia amparada com parecer jurídico nº 204/2016 emitido pelos seus consultores jurídicos externos, entende que em contrapartida ao direito de ressarcimento junto ao fundo CCC de R\$ 2.364.318 haverá o direito de reembolso junto à Petrobras em igual valor reconhecido na rubrica de fornecedores (nota 20).

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

b) Provisão ANEEL - CCC

Em 7 de fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Homologatória nº 2.202 que aprovou o orçamento para o ano de 2017 da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e, assim

fazendo, suspendeu o repasse de valores que foram previstos nas repactuações estabelecidas pelas Portarias Interministeriais MME/MF números 652/2014 e 372/2015 (denominados "1º e 2º CCD") entre as distribuidoras Amazonas D, Ceron, Eletroacre e Boa Vista (denominadas "distribuidoras") e a Petrobras Distribuidora S.A., tendo como garantias os recebíveis da CCC, e garantia fidejussória de sua controladora, a Eletrobras.

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

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

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

Parte desses créditos servem de lastro para o pagamento das dívidas com fornecedores de combustível que foram repactuadas pelas distribuidoras, em 2014 e 2015, observando o fluxo de pagamento das Portarias Interministeriais MME/MF acima mencionadas.

Em 2014, foram celebradas as repactuações entre as distribuidoras e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), estabelecidas pela Portaria Interministerial MME/MF número 652/2014. As repactuações entre as distribuidoras e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), autorizada pela Portaria Interministerial MME/MF número 372/2014, até 31 de dezembro de 2016, ainda não haviam sido assinadas.

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

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

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

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

as distribuidoras e o Fundo Setorial até 31 de dezembro de 2016 entre as distribuidoras e a CDE/CCC, que são, portanto, aqueles englobados pela Portaria Interministerial MME/MF números 652/2014.

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

Dessa forma, o orçamento de 2017 da Conta CDE/CCC definido na Resolução Homologatória nº 2.204 permaneceu com a redução dos recursos destinados a Conta CDE/CCC referente ao ano de 2017, porém houve a previsão da liberação dos recursos equivalentes às prestações mensais a serem pagas entre as competências janeiro e dezembro de 2017, relacionadas ao 1º e 2º CCD.

A Companhia acredita que os recursos que foram objetos de glosa pela ANEEL permanecerão nessa situação até que a fiscalização do reprocessamento da conta CCC, no período estimado entre julho de 2009 a junho de 2016, seja concluída pela ANEEL.

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

- 1) parcelas vencidas dos recursos previstos na Portaria MME/MF 652/2014 vencidas até a data de 31 de dezembro de 2016;
- 2) parcelas de 2017 previstas na Portaria MME/MF 372/2015 que ainda não havia sido repactuado com o Fundo CDE/CCC;
- 3) montante referente ao orçamento corrente de 2017 que a Companhia estima não receber pelo fato da ANEEL ter realizado corte no orçamento;
- 4) recursos relacionados às operações de compra e venda de energia com a Termonorte II repactuados entre as controladas Eletronorte e ED Rondônia.

O montante da provisão foi calculado com base nos custos de captação que seriam incorridos pela Companhia caso a mesma necessite captar no mercado os recursos acima relacionados que não serão objeto de reembolso pelo Fundo CCC no ano de 2017. A taxa de juros utilizada como premissa nessa estimativa foi CDI (13,63%) + 5,54% a.a.

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

c) Reembolso CDE

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

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

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

Em 13 de janeiro de 2017, através do despacho nº 084/2017, a ANEEL determinou que a Eletrobras, na qualidade de gestora, devolva para a Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e Reserva Global de Reversão ("RGR") o montante histórico de R\$ 604.239 foi atualizado pelos índices de correção dispostos na Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012, desde a data em que estes pagamentos foram realizados até a data da efetiva devolução aos citados fundos setoriais. Sendo o valor atual de R\$700.581.

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

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

NOTA 12 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
CIRCULANTE		
Elementos prontos	455.737	402.453
	455.737	402.453
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	523.501	441.223
Concentrado de urânio	50.965	7.723
Em curso - combustível nuclear	100.803	129.479
	675.269	578.425
	1.131.006	980.878

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

a) Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição;

b) Elementos de combustível nuclear – estão disponíveis no núcleo do reator e no estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU, sendo apropriado ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica.

NOTA 13 - ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Controladas:				
Furnas	49.772	43.649	-	-
CGTEE	483.858	120.505	-	-
ED Alagoas	159.155	8.307	-	-
ED Roraima	80.089	-	-	-
ED Piauí	295.402	-	-	-
ED Acre	69.462	12.787	-	-
Amazonas D	117.446	-	-	-
SPEs:				
Energia Sustentável do Brasil	-	-	535.200	141.400
Chuí Holding S.A. - Eólicas do Sul	-	-	431.913	431.913
Livramento Holding S.A. - Eólicas do Sul	-	-	220.027	173.860
Companhia Energética Sinop	-	-	-	73.500
TDG Transmissora Delmiro Gouveia	-	-	101.000	101.000
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia	-	-	87.394	84.847
Geradora Eólica Itaguaçu da Bahia SPE S.A.	-	-	67.130	-
Santa Vitória do Palmar Holding S.A. - Eólicas do Sul	-	-	37.946	36.492
Itaguaçu da Bahia Energias Renováveis S.A.	-	-	-	34.300
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A.	-	-	16.144	14.155
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	43.099	66.892
Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	-	35.213	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	9.442	25.005
	<u>1.255.184</u>	<u>185.248</u>	<u>1.584.508</u>	<u>1.183.364</u>
Outros investimentos	-	4.245	33.408	32.168
	<u>1.255.184</u>	<u>189.493</u>	<u>1.617.916</u>	<u>1.215.532</u>

NOTA 14 – RISCO HIDROLÓGICO

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

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

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

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios e as demais condições para a repactuação.

Observados os critérios e condições definidas na norma, a SFF (Secretaria de Fiscalização Financeira da ANEEL) entende que as empresas interessadas na repactuação possuem condições plenas de quantificarem os montantes de energia elegíveis, tanto para o ACR quanto para o ACL. Destaca-se que não só as informações dos montantes são de conhecimento da empresa, mas como a decisão pela repactuação é de seus administradores,

e ao Órgão Regulador caberia apenas homologar os valores. Uma vez que as informações fornecidas pelas empresas aderentes à repactuação estejam consistentes às premissas estabelecidas na legislação, não haveria discricionariedade por parte do regulador quanto à homologação da repactuação. O GSF foi recalculado, resultando em um montante que será compensando com os prêmios de risco calculados pelas controladas que optaram por aderir à repactuação – Eletronorte, Eletrosul, Furnas e Amazonas GT.

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
UHE Tucuruí	195.840	312.414
UHE Serra da Mesa	154.449	189.367
UHE Mascarenhas de Moraes	63.186	79.076
UHE Itumbiara	42.680	67.487
UHE Simplício	42.289	54.371
UHE Batalha	20.175	13.813
UHE Balbina	13.262	24.928
UHE Mauá	13.839	14.968
UHE Manso	10.743	25.939
UHE Passo São João	5.471	5.918
UHE São Domingos	5.277	5.709
	<u>567.212</u>	<u>793.991</u>
 Total do Ativo Circulante	 109.535	 195.830
Total do Ativo Não Circulante	457.677	598.161
TOTAL	<u>567.212</u>	<u>793.991</u>

NOTA 15 – INVESTIMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Furnas	19.165.618	10.171.122	-	-
Chesf	12.529.022	8.811.169	-	-
Eletrosul	5.394.615	4.385.308	-	-
Eletronorte	15.351.617	11.912.412	-	-
Eletrpar	157.900	120.338	-	-
	52.598.772	35.400.349	-	-
b) Coligadas				
CEEE-GT	676.332	448.274	676.332	448.274
EMAE	282.091	296.828	292.355	307.195
CTEEP	2.543.906	924.185	2.592.701	942.732
CEMAR	729.888	653.419	729.888	653.419
Lajeado Energia	218.262	219.173	218.262	219.173
CEB Lajeado	72.989	80.353	72.989	80.353
Paulista Lajeado	26.143	23.507	26.143	23.507
Energisa MT	394.774	385.318	394.774	385.318
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	216.294	208.795
	4.944.385	3.031.057	5.219.738	3.268.766
c) Controlada em conjunto				
Inambari	56	115	101	115
Mangue Seco II	17.934	16.889	17.934	16.889
CHC *	-	98.514	-	98.513
Norte Energia (Belo Monte)	1.600.637	1.039.632	5.358.861	3.469.789
Rouar	97.157	111.775	97.157	111.775
Madeira Energia S.A. (MESA)	-	-	2.503.260	2.896.068
ESBR Participações S.A.	-	-	3.331.923	2.807.626
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	1.090.107	912.098
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	975.886	887.528
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	650.961	621.873
Enerpeixe S.A.	-	-	375.174	561.282
Teles Pires Participações	-	-	799.926	662.564
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	-	-	493.555	415.501
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	1.069.359	391.058
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	360.072	318.972
Mata de Santa Genebra	-	-	230.685	30.336
Goiás Transmissão S.A.	-	-	170.313	190.245
Companhia Energética Sinop S.A.	-	-	430.751	179.052
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	202.898	176.941
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	201.033	175.572
Transnorte Energia S.A.	-	-	148.748	148.373
Chapada Piauí II Holding S.A.	-	-	117.701	142.187
MGE Transmissão S.A.	-	-	111.344	136.755
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	-	-	277.474	270.252
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	-	-	153.390	128.418
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	-	-	127.229	121.774
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	127.338	120.873
Chapada Piauí I Holding S.A.	-	-	104.060	109.497
Empresa de Energia São Manoel	-	-	418.460	103.314
Paranaíba	-	-	147.656	100.726
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	94.614	97.374
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	106.480	97.154
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	128.765	82.555
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	-	-	140.280	134.739
Outros	162.957	195.241	1.287.595	1.280.582
	1.878.741	1.462.166	21.851.090	17.998.370
SUBTOTAL	59.421.898	39.893.572	27.070.828	21.267.136
Provisão para perdas em investimentos	(56)	(98.628)	(1.897.217)	(489.866)
TOTAL	59.421.842	39.794.944	25.173.611	20.777.270

(*)Em 22 de julho de 2016, a Companhia vendeu a totalidade de suas ações da Centrais Hidroelectricas de Centroamerica ("CHC"), correspondente a 50% do capital social da investida.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Investimentos mantidos a valor justo				
AES Tietê	437.197	437.532	437.197	437.532
Coelce	251.938	196.429	251.938	196.429
Energisa S.A.	148.661	124.104	148.661	124.104
Cesp	129.096	87.023	129.096	87.023
Celpe	48.895	42.379	48.895	42.379
Celesc	65.920	41.513	65.920	41.513
CELPE	21.688	28.859	21.688	28.859
COPEL	29.207	24.492	29.207	24.492
CGEEP	15.895	17.662	15.895	17.662
CEB	8.305	6.130	8.305	6.130
AES Eletropaulo	-	-	23.660	17.603
Energias do Brasil	-	-	26.229	17.888
CPFL Energia	-	-	45.431	25.861
Outros	12.133	12.020	105.801	109.785
	<u>1.168.935</u>	<u>1.018.143</u>	<u>1.357.923</u>	<u>1.177.260</u>

15.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
INAMBARI	56	115	101	115
CHC	-	98.513	-	98.513
ESBR Participações S.A.	-	-	-	15.500
Madeira Energia S.A.	-	-	93.932	97.010
Teles Pires Participações	-	-	325.388	230.823
Empresa de Energia São Manoel	-	-	71.916	47.905
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	362.939	-
Companhia Energética Sinop	-	-	324.250	-
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	-	-
Norte Brasil Transmissora S.A.	-	-	323.202	-
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	334.580	-
Outros	-	-	60.909	-
	<u>56</u>	<u>98.628</u>	<u>1.897.217</u>	<u>489.866</u>

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
CTEEP	1.034.733	962.995
CEEE-GT	34.695	34.695
	<u>1.069.428</u>	<u>997.690</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.

15.4 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Alienação *	Saldo em 31/12/2016
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA									
Fumas	10.171.122	-	(134.156)	-	-	-	9.128.652	-	19.165.618
Chesf	8.811.169	-	(250.684)	-	-	-	3.968.537	-	12.529.022
Eletrosul	4.385.308	-	(55.287)	-	-	(45.686)	1.110.280	-	5.394.615
Elettronorte	11.912.412	-	3.512	-	-	(70.122)	3.505.815	-	15.351.617
Eletropar	120.338	-	17.950	-	-	(10.451)	30.063	-	157.900
Mangue Seco II	16.889	-	-	-	-	(191)	1.236	-	17.934
CHC *	98.513	-	(8.713)	-	-	-	(1.969)	(87.831)	-
Norte Energia (Belo Monte)	1.039.632	-	-	600.000	-	-	(38.995)	-	1.600.637
Inambari	115	-	-	-	-	-	(59)	-	56
CEEE-GT	448.274	-	(73.004)	-	-	-	301.062	-	676.332
EMAE	296.828	-	(29.977)	-	-	3.438	11.802	-	282.091
CTEEP	924.185	-	-	56.854	(22.413)	(87.541)	1.672.821	-	2.543.906
CEMAR	653.419	-	-	-	-	(57.661)	134.130	-	729.888
Lajeado Energia	219.173	(1)	-	-	-	(59.291)	58.381	-	218.262
CEB Lajeado	80.353	-	(2)	-	-	(21.501)	14.139	-	72.989
Paulista Lajeado	23.507	-	-	-	-	(1.739)	4.375	-	26.143
Rouar	111.775	-	(18.751)	-	-	-	4.133	-	97.157
Energisa MT	385.318	-	(1.146)	-	(17.536)	(4.555)	32.694	-	394.774
Outros	195.241	-	(32.285)	-	-	-	-	-	162.956
TOTAL DE INVESTIMENTOS	39.893.571	(1)	(582.543)	656.854	(39.950)	(355.300)	19.937.096	(87.831)	59.421.897

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Alienação *	Saldo em 31/12/2016
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO									
Mangue Seco II	16.889	-	-	-	-	(191)	1.236	-	17.934
CHC *	98.513	-	(8.713)	-	-	-	(1.969)	(87.831)	-
Norte Energia (Belo Monte)	3.469.789	1.399.201	-	600.000	-	-	(110.129)	-	5.358.861
Inambari	115	-	-	-	-	-	(14)	-	101
CEEE-GT	448.274	-	(73.004)	-	-	-	301.062	-	676.332
EMAE	307.195	-	(31.068)	-	-	3.211	13.017	-	292.355
CTEEP	942.732	1.116	-	56.854	(22.888)	(89.171)	1.704.057	-	2.592.701
CEMAR	653.419	-	-	-	-	(57.661)	134.130	-	729.888
Lajeado Energia	219.173	(1)	-	-	-	(59.291)	58.381	-	218.262
CEB Lajeado	80.353	-	(2)	-	-	(21.501)	14.139	-	72.989
Paulista Lajeado	23.507	-	-	-	-	(1.739)	4.375	-	26.143
Rouar	111.775	-	(18.751)	-	-	-	4.133	-	97.157
Energisa MT	385.318	-	(1.146)	-	(17.536)	(4.555)	32.694	-	394.774
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.896.068	152.100	-	-	(304.200)	-	(240.708)	-	2.503.260
ESBR Participações S.A.	2.807.626	-	-	-	-	-	524.297	-	3.331.923
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	912.098	-	-	-	-	(31.069)	209.078	-	1.090.107
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	887.528	-	-	-	-	-	88.358	-	975.886
Manaus Transmissora de Energia S.A.	621.873	-	-	-	-	(3.885)	32.973	-	650.961
Enerpeixe S.A.	561.282	-	-	-	(140.000)	(96.630)	50.522	-	375.174
Teles Pires Participações	662.564	196.982	-	-	-	-	(59.620)	-	799.926
Chapcoense Geração S.A. (Chapcoense)	415.501	-	-	-	-	(24.625)	102.679	-	493.555
Belo Monte Transmissora de Energia	391.058	667.869	-	-	-	-	10.432	-	1.069.359
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	318.972	735	-	-	-	(4.111)	44.476	-	360.072
Mata de Santa Genebra	30.336	207.084	-	-	-	-	(6.735)	-	230.685
Energética Águas da Pedra S.A.	208.795	-	-	-	-	(47.313)	54.812	-	216.294
Goiás Transmissão S.A.	190.245	-	-	-	-	-	(19.932)	-	170.313
Empresa de Energia São Manoel	103.314	418.987	-	-	-	-	(103.841)	-	418.460
Companhia Energética Sinop S.A.	179.052	127.489	-	127.488	-	-	(3.278)	-	430.751
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	176.941	-	-	-	-	(50.837)	76.794	-	202.898
Integração Transmissora de Energia S.A.	175.572	-	-	-	-	(6.263)	31.724	-	201.033
Transnorte Energia S.A.	148.373	-	-	-	-	-	375	-	148.748
Chapada Piauí II Holding S.A.	142.187	-	-	-	-	-	(24.486)	-	117.701
MGE Transmissão S.A.	136.755	-	-	-	-	-	(25.411)	-	111.344
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	270.252	-	-	-	-	-	7.222	-	277.474
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	128.418	-	-	-	-	(4.703)	29.675	-	153.390
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	121.774	-	-	-	-	(2.107)	7.562	-	127.229
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	120.873	-	-	-	-	(4.225)	10.690	-	127.338
Chapada Piauí I Holding S.A.	109.497	-	-	14.040	-	-	(19.477)	-	104.060
Paranaíba	100.726	24.441	-	12.250	-	-	10.239	-	147.656
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	97.374	-	-	4.551	-	-	(7.311)	-	94.614
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	97.154	-	-	-	-	-	9.326	-	106.480
Triângulo Mineiro Transmissora	82.555	29.253	-	-	-	-	16.957	-	128.765
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	134.739	-	-	-	-	-	5.541	-	140.280
Outros	1.280.582	20.689	19.903	24.386	(55.474)	(49.731)	47.240	-	1.287.595
TOTAL DE INVESTIMENTOS	21.267.136	3.245.945	(112.781)	839.569	(540.098)	(556.397)	3.015.285	(87.831)	27.070.828

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2014	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Outros	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2015
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA									
FURNAS	10.327.900	-	(86.799)	-	-	-	-	(69.979)	10.171.122
CHESF	9.483.869	-	(198.786)	-	-	-	-	(473.914)	8.811.169
ELETROSUL	5.262.369	-	(3.080)	63.976	(77)	(25.592)	-	(912.287)	4.385.308
ELETRONORTE	13.158.185	-	13.391	12.984	(68)	(1.373.222)	-	101.142	11.912.412
ELETRONUCLEAR	4.792.158	-	-	-	-	-	(358)	(4.791.800)	-
ELETROPAR	117.951	-	(969)	-	-	(1.046)	-	4.401	120.338
ED ACRE	53.100	-	-	-	-	-	-	(53.100)	-
ED RONDONIA	104.066	-	-	-	-	-	-	(104.066)	-
CELG D	108.872	-	-	-	-	-	-	(108.872)	-
EÓLICA MANGUE SECO	16.726	-	-	-	-	-	-	163	16.889
CHC	79.081	-	33.187	-	-	-	-	(13.753)	98.514
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	802.964	-	-	245.249	-	-	-	(8.581)	1.039.632
INAMBARI	164	-	1	-	-	-	-	(50)	115
CEEE-GT	449.336	-	(16.795)	-	-	-	1.560	14.173	448.274
EMAE	265.552	-	9.362	-	-	(1.416)	-	23.330	296.828
CTEEP	927.814	-	-	-	-	(118.442)	-	114.813	924.185
CEMAR	554.817	-	-	-	-	(23.176)	-	121.778	653.419
REDE LAJEADO	206.282	-	39	-	-	(24.162)	-	37.014	219.173
CEB LAJEADO	71.723	-	11	-	-	(8.966)	-	17.586	80.353
CEEE-D	7.476	-	2.956	-	-	-	-	(10.432)	-
PAULISTA LAJEADO	18.119	-	-	-	-	925	-	4.463	23.507
ROUAR	70.044	-	34.202	-	-	-	-	7.529	111.775
ENERGISA MT	376.031	-	587	-	-	(4.218)	-	12.918	385.318
Outros	132.810	-	62.431	-	-	-	-	-	195.241
TOTAL DE INVESTIMENTOS	47.387.409	-	(150.262)	322.209	(144)	(1.579.316)	1.202	(6.087.523)	39.893.572

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2014	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Outros	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2015
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO									
EÓLICA MANGUE SECO	16.726	-	-	-	-	-	-	163	16.889
CHC	79.081	-	33.187	-	-	-	-	(13.753)	98.514
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	2.676.578	245.249	-	245.249	326.671	-	-	(23.958)	3.469.789
INAMBARI	164	-	1	-	-	-	-	(50)	115
CEEE-GT	449.336	-	(16.795)	-	-	-	1.560	14.173	448.274
EMAE	275.214	-	9.271	-	-	(1.416)	-	24.126	307.195
CTEEP	946.187	-	(949)	-	-	(120.648)	-	118.142	942.732
CEMAR	554.817	-	-	-	-	(23.176)	-	121.778	653.419
REDE LAJEADO	206.282	-	39	-	-	(24.162)	-	37.014	219.173
CEB LAJEADO	71.723	-	11	-	-	(8.966)	-	17.586	80.353
CEEE-D	7.476	-	2.956	-	-	-	-	(10.432)	-
PAULISTA LAJEADO	18.119	-	-	-	-	925	-	4.463	23.507
ROUAR	70.044	-	34.202	-	-	-	-	7.529	111.775
ENERGISA MT	376.031	-	587	-	-	(4.218)	-	12.918	385.318
ESBR Participações S.A.	2.907.364	180.000	-	-	-	-	-	(279.738)	2.807.626
Empresa de Energia São Manoel	(594)	105.667	-	-	-	-	-	(1.759)	103.314
Madeira Energia S.A.	2.724.068	164.970	-	-	-	-	-	7.030	2.896.068
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	842.103	-	-	-	-	-	-	45.425	887.528
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	822.342	-	-	-	-	(27.991)	-	117.747	912.098
Enerpeixe S.A.	555.860	-	-	-	-	(62.685)	-	68.107	561.282
Belo Monte Transmissora de Energia	12.081	194.040	-	-	194.040	-	-	(9.103)	391.058
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	67.383	29.400	-	-	-	-	-	3.943	100.726
Transnorte Energia S.A.	51.656	-	-	-	106.330	-	-	(9.613)	148.373
Manaus Transmissora de Energia S.A.	547.784	17.420	-	-	26.800	(50)	-	29.919	621.873
Teles Pires Participações	496.425	252.278	-	-	-	-	-	(86.139)	662.564
Chapcoense Geração S.A.	364.522	-	-	-	-	(22.288)	-	73.267	415.501
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	275.960	16.000	-	-	-	2.660	-	(24.368)	270.252
Energética Águas da Pedra S.A.	184.632	2.450	-	-	2.450	(3.455)	-	22.718	208.795
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	181.526	116.865	-	-	-	(5.780)	-	26.361	318.972
Companhia Energética SINOP S.A.	177.772	-	-	-	-	-	-	1.280	179.052
Integração Transmissora de Energia S.A.	169.450	-	-	-	-	(19.575)	-	25.697	175.572
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	163.434	-	-	-	-	(31.968)	-	45.475	176.941
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	157.627	-	-	-	-	1.163	-	(108.567)	50.223
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	139.719	-	-	-	-	-	-	(4.980)	134.739
GOIÁS TRANSMISSÃO S.A.	138.436	-	-	-	-	(14.757)	-	66.566	190.245
MGE TRANSMISSÃO S.A.	118.953	-	-	1.960	-	(4.634)	-	20.476	136.755
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	115.568	-	-	-	-	(4.067)	-	9.372	120.873
Retiro Baixo Energia S.A.	111.906	-	-	2.695	-	-	-	7.173	121.774
Transenergia Renovável S.A.	96.813	-	-	-	-	(7.172)	-	38.777	128.418
VAMCRUZ PARTICIPAÇÕES S.A.	-	392	72.995	-	-	(523)	-	504	73.368
BAGUARI ENERGIA S.A.	85.815	-	-	-	-	(9.320)	-	6.226	82.721
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	85.368	-	-	-	-	(1.531)	-	13.317	97.154
Transenergia São Paulo S.A.	83.116	-	-	1.960	-	-	-	6.065	91.141
Outros	1.275.443	257.946	62.431	60.391	106.470	(40.229)	(151.824)	(125.551)	1.445.077
TOTAL DE INVESTIMENTOS	18.700.310	1.582.677	197.936	312.255	762.761	(433.864)	(150.264)	295.326	21.267.136

(*)Em 22 de julho de 2016, a Companhia vendeu a totalidade de suas ações da Centrais Hidroelétricas de Centroamérica ("CHC"), correspondente a 50% do capital social da investida.

15.5 Informações do valor de mercado das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			31/12/2016	31/12/2015
CTEEP	Equivalência Patrimonial	36,05%	3.744.704	2.589.826
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	1.363.366	989.887
AES Tietê	Valor de mercado	7,94%	437.197	437.532
ENERGISA MT	Equivalência Patrimonial	22,01%	397.129	335.109
COELCE	Valor de mercado	7,06%	251.938	196.429
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,31%	148.661	116.497
CESP	Valor de mercado	2,05%	129.096	87.023
CEEE- GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	259.193	76.904
CEEE- D	Equivalência Patrimonial	32,59%	93.076	65.302
EMAE	Equivalência Patrimonial	40,44%	123.692	60.404
CELPA	Valor de mercado	0,99%	48.895	42.379
CELESC	Valor de mercado	10,75%	65.920	41.513
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	23.660	32.098
CPFL Energia	Valor de mercado	0,18%	45.431	25.861
CELPE	Valor de mercado	1,56%	21.688	28.859
COPEL	Valor de mercado	0,56%	29.207	24.492
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	26.229	20.357
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	15.895	17.662
CEB	Valor de mercado	2,10%	8.305	6.130
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	207	92

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

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

I - Ativo e Passivo

31/12/2016												
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO					PASSIVO					
		Circulante		Não Circulante			Circulante		Não Circulante			
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Total Ativo	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Patrimônio líquido	
Norte Energia S.A.	49,98%	205.796	577.981	36.345.981	409.376	37.539.134	630.932	989.348	24.984.318	435.958	10.498.578	37.539.134
Madeira Energia S.A. (MESA)	39,00%	57.974	1.461.991	22.440.401	1.116.717	25.077.083	602.359	2.528.667	14.466	15.512.974	6.418.617	25.077.083
ESBR Participações S.A.	40,00%	74.219	560.964	22.175.679	886.818	23.697.680	340.189	906.710	10.904.779	3.216.193	8.329.809	23.697.680
Teles Pires Participações	49,44%	27.907	143.105	5.145.968	441.642	5.758.622	357.288	196.203	3.175.138	412.000	1.617.993	5.758.622
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	49,00%	188.838	536.105	4.948.367	75.684	5.748.994	199.759	188.943	1.660.706	1.394.465	2.305.121	5.748.994
Belo Monte Transmissora	49,00%	216.126	11.936	4.012.330	-	4.240.392	1.730.241	297.513	-	82.518	2.130.120	4.240.392
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	52.759	302.936	3.704.987	-	4.060.682	81.504	162.467	1.133.913	691.192	1.991.606	4.060.682
Chapacoense Geração S.A. (Chapacoense)	40,00%	280.082	297.214	2.895.327	185.466	3.658.089	137.753	253.650	1.292.239	732.750	1.241.697	3.658.089
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	38.909	171.939	42.199	2.607.266	2.860.313	73.426	168.352	741.918	556.510	1.320.107	2.860.313
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	38.221	510	2.383.308	259.447	2.681.486	3.928	64.665	1.014.509	342.992	1.255.392	2.681.486
Serra do Falcão Energia S.A.	49,47%	31.248	44.680	1.950.905	149.492	2.176.325	46.135	181.816	366.117	1.534.414	47.843	2.176.325
Enerpeixe S.A.	40,00%	81.402	54.031	1.571.686	55.652	1.762.771	2.299	212.062	348.332	262.143	937.935	1.762.771
Companhia Energética SINOP S.A.	49,00%	119.037	5.742	1.377.142	5.449	1.507.370	-	66.050	540.128	21.153	880.039	1.507.370
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	23.631	95.674	1.190.415	26.622	1.336.342	33.209	69.845	282.910	215.537	734.841	1.336.342
Chapada Piauí I Holding S.A.	49,00%	27.445	18.502	883.960	392.127	1.322.034	34.224	159.296	462.236	470.946	195.332	1.322.034
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	15.640	20.228	788.559	492.512	1.316.939	22.354	19.646	559.680	949.622	165.637	1.316.939
Parnaíba	24,50%	6.107	20.870	1.228.931	42.042	1.297.950	45.624	8.235	564.667	76.745	602.679	1.297.950
Santa Vitória do Palmar	49,00%	8.830	15.903	1.071.713	31.878	1.128.324	23.903	47.291	719.797	159.335	177.998	1.128.324
TSLE	51,00%	6.208	52.774	2.389	915.427	976.798	37.231	54.633	417.621	192.255	275.058	976.798
Mata de Santa Genebra	49,90%	13.567	11.326	859.203	36.111	920.207	481.894	25.772	30.246	382.295	920.207	920.207
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	49.380	52.713	733.188	30.765	866.046	34.944	79.854	311.061	13.046	427.141	866.046
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	15.357	207.636	527.763	14.959	765.715	20.327	63.515	122.497	145.298	414.078	765.715
TSBE	80,00%	23.295	28.669	57	644.361	696.382	25.153	8.796	308.860	6.730	346.843	696.382
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	10.190	5.900	632.207	9.794	658.091	16.787	42.929	196.031	54.767	347.577	658.091
Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	35.157	121.899	460.389	11.739	629.184	31.514	19.563	90.735	88.147	399.225	629.184
Chuí	49,00%	29.813	13.843	552.147	15.780	611.583	24.094	28.560	324.800	448.533	(214.404)	611.583
Vamcruz I Participações S.A.	0,00%	59.333	21.630	502.591	-	583.554	18.784	11.065	241.956	123.069	188.680	583.554
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	0,00%	12.695	7.599	511.454	-	531.748	16.069	60.117	224.145	53.972	177.445	531.748
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	615	904	496.575	4.853	502.947	17.942	9.651	138.349	79.219	257.786	502.947
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	49,00%	15.542	7.127	469.052	4	491.725	12.089	27.037	106.416	33.443	313.040	491.725
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	49,00%	19.222	10.998	363.575	13.073	406.868	13.418	11.328	107.348	11.097	263.680	406.868
CTEEP	36,05%	4.524	1.675.820	67.300	13.319.355	15.066.999	71.679	526.292	432.472	3.739.433	10.297.123	15.066.999
Lajeado Energia	47,07%	184.658	102.337	1.643.236	108.816	2.039.047	11.228	312.652	76.219	370.633	1.268.315	2.039.047

31/12/2015											
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO					PASSIVO				
		Circulante		Não Circulante			Circulante		Não Circulante		
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Total Ativo	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Patrimônio líquido
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	332.604	4.199	920.165	-	1.256.968	453.882	46.277	-	8.733	748.076
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	16.467	24.149	279.599	-	320.215	11.280	13.838	-	51.941	243.156
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	176.308	180.185	3.075.967	162.724	3.595.184	136.322	311.290	1.404.553	704.268	1.038.751
Companhia Energética Sinop	49,00%	53.385	3.445	844.733	2.491	904.054	328.022	56.012	-	19.609	500.411
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	61.765	39.300	753.115	17.353	871.533	34.917	54.031	339.843	12.178	430.564
Enerpeixe S.A.	40,00%	82.946	76.736	1.596.186	50.194	1.806.062	-	172.744	-	230.114	1.403.204
ESBR Participações	40,00%	-	908.570	21.685.558	1.655.056	24.249.184	-	1.422.013	11.299.857	4.508.251	7.019.063
Interligação Elétrica da Madeira S.A.	49,00%	41.833	646.081	4.149.365	-	4.837.279	197.250	151.399	2.215.079	546.746	1.726.805
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	-	33.485	1.114.685	16.723	1.164.893	-	-	339.848	174.081	650.964
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	36.235	112.742	496.085	-	645.062	31.182	9.001	120.166	93.573	391.140
Madeira Energia S.A.	39,00%	299.963	1.308.256	22.180.387	1.182.376	24.970.982	450.779	1.700.678	14.061.238	1.507.190	7.251.097
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	32.198	188.813	2.376.236	9.351	2.606.598	69.707	272.606	786.943	310.270	1.167.072
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	51.937	265.098	3.425.883	-	3.742.918	78.941	263.100	1.171.337	426.938	1.802.602
Norte Energia S.A.	49,98%	489.804	442.450	29.964.727	271.620	31.168.601	-	719.033	23.280.595	229.708	6.939.265
Santa Vitória do Palmar	49,00%	-	31.227	1.004.762	22.957	1.058.946	-	182.126	749.633	24.692	102.495
Serra do Facão Energia S.A.	49,47%	31	52.441	2.044.386	99.362	2.196.220	41.126	163.051	401.137	1.499.884	91.022
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	-	60.313	699.181	3.866	763.360	-	-	162.093	240.162	361.105
Teles Pires Participações	49,40%	130.877	98.058	4.886.124	236.137	5.351.196	191.893	293.229	3.392.921	80.097	1.393.056
TSBE	80,00%	-	46.675	659.575	-	706.250	-	30.639	337.796	-	337.815
TSLE	51,00%	-	49.433	914.407	-	963.840	-	91.522	495.271	112.850	264.197
Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	-	51.418	809.359	132	860.909	-	-	523.242	160.933	176.734
Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	-	85.298	864.913	-	950.211	-	-	512.068	189.113	249.030
Chuí Holding S.A.	49,00%	-	65.150	609.778	12.747	687.675	-	57.429	373.979	413.628	(157.361)
Companhia Energética do Maranhão (CEMAR)	33,55%	310.893	1.963.260	2.573.627	271.559	5.119.339	253.910	711.799	1.997.641	207.715	1.948.274
Lajeado Energia	40,07%	161.062	92.153	48	1.445.794	1.699.057	6.483	243.394	448.216	2.616	998.348
CTEEP	35,37%	3.120	580.539	45.812	6.217.757	6.847.228	213.312	155.268	665.649	476.794	5.336.205
CEEE-GT	32,59%	38.171	454.210	555.108	1.871.335	2.918.824	29.247	298.881	282.253	826.489	1.481.954
Energisa MT	27,52%	192.754	1.198.769	1.909.436	1.365.792	4.666.751	170.545	918.080	1.297.616	930.884	1.349.626
CEEE-D	32,59%	73.961	801.912	2.165.618	274.473	3.315.964	4.954	1.346.254	474.965	1.973.387	(483.596)

II - Resultado

31/12/2016						
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Norte Energia S.A.	654.543	25.268	(175.959)	18.640	(76.967)	(88.813)
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.802.554	146.200	(1.551.719)	(23.636)	(617.200)	(674.767)
ESBR Participações S.A.	2.386.172	73.078	(1.134.269)	(722.295)	1.310.746	(663.663)
Teles Pires Participações	713.680	36.607	(321.778)	87.812	(121.799)	(181.471)
Interligação Elétrica da Madeira S.A.	830.043	28.693	(233.143)	(173.345)	404.887	(5.065)
Belo Monte Transmissora	-	233.318	(136.430)	(70.868)	17.748	(144)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	461.368	10.771	(131.351)	(143.807)	161.966	(1.157)
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	799.516	43.111	(246.887)	(122.060)	242.143	(86.449)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	266.126	-	-	(52.455)	83.876	(853)
Empresa de Energia São Manoel	-	19.705	(20.069)	160.159	(310.897)	-
Serra do Facão Energia S.A.	282.673	4.402	(210.833)	28.620	(43.176)	(100.578)
Enerpeixe S.A.	309.696	6.446	(47.824)	(4.223)	126.307	(50.171)
Companhia Energética SINOP S.A.	-	-	-	2.958	(5.735)	(6.387)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	230.909	5.310	(29.010)	(60.567)	90.768	(53)
Chapada Piauí I Holding S.A.	112.103	2.089	(98.497)	(4.129)	(39.749)	(30.785)
Chapada Piauí II Holding S.A.	98.876	2.646	(94.495)	(3.695)	(49.971)	(28.621)
Paranaíba	141.956	3.456	(57.397)	(21.544)	41.792	(19.456)
Santa Vitória do Palmar	101.857	4.216	(68.349)	(4.139)	75.503	(51.020)
TSLE	103.330	3.222	(68.980)	(18.041)	10.861	(52)
Mata de Santa Genebra	69.788	13.358	(86.721)	3.365	(6.403)	(35)
Energética Águas da Pedra S.A.	220.698	-	-	(20.038)	107.265	(25.950)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	160.739	3.001	(29.561)	43.921	156.718	(47)
TSBE	56.552	4.314	(36.988)	(2.809)	9.028	(11)
Goias Transmissão S.A.	(35.469)	2.754	(19.761)	164	(40.679)	(254)
Integração Transmissora de Energia S.A.	100.314	4.504	(13.971)	(7.035)	61.070	(25)
Chuí	56.486	6.006	(39.276)	(3.279)	(57.043)	(34.658)
Vamcruz I Participações S.A.	65.723	2.988	(23.057)	(2.788)	6.070	(19.058)
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	62.690	(13)	(38.262)	(1.961)	(14.919)	(20.839)
Triângulo Mineiro Transmissora	31.551	79.398	(10.050)	(26.781)	34.605	-
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	65.994	2.086	(11.966)	(2.931)	60.560	(31)
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	63.181	1.922	(14.802)	(2.680)	17.200	(10.460)
CTEEP	7.789.240	76.684	(186.613)	(2.333.912)	4.949.334	(9.061)
Lajeado Energia	589.060	23.940	(140.539)	(63.690)	177.292	(72.837)

31/12/2015						
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Belo Monte Transmissora de Energia	881.398	55.344	(53.783)	(8.599)	(18.260)	(52)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	36.641	1.623	(2.473)	(9.035)	20.099	-
Chapecoense Geração S.A.	738.792	32.149	(143.821)	(119.721)	183.166	(34.867)
Companhia Energética Sinop	-	3.362	15.052	2.491	10.119	(179)
Energética Águas da Pedra S.A.	188.908	5.194	(30.325)	(7.187)	37.489	(20.430)
Enerpeixe S.A.	435.627	8.389	(46.278)	(8.150)	170.269	(49.385)
ESBR Participações S.A.	2.412.946	13.446	(686.016)	348.386	(699.349)	(433.313)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	279.257	3.105	(25.245)	(27.667)	53.798	(26)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	610.279	25.100	(249.207)	(102.072)	240.216	(103)
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	92.484	3.701	(13.744)	(13.408)	51.267	-
Madeira Energia S.A.	2.604.869	161.751	(1.128.693)	614.983	18.026	(480.611)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	174.519	5.064	(79.158)	(29.656)	52.446	-
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	340.080	4.357	(138.058)	(63.807)	113.850	-
Norte Energia S.A.	120.653	93.444	(86.679)	23.886	(40.819)	(6.195)
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	94.618	2.061	(88.409)	(3.499)	(227.750)	(46.109)
Serra do Facão Energia S.A.	280.164	3.318	(272.574)	62.402	(135.032)	(43.587)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	159.741	3.805	(28.589)	(23.234)	92.806	(111)
Teles Pires Participações	354.316	14.978	(184.328)	57.671	(188.695)	(57.283)
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	73.863	4.407	(35.495)	(3.442)	(31.964)	(10)
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	150.922	2.077	(63.619)	495	(19.026)	-
Chapada do Piauí I Holding S.A.	44.733	265	(44.205)	(1.455)	(19.511)	(12.104)
Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	-	(4.590)	-	(4.813)	-
Chuí Holding S.A.	73.031	271	(23.104)	(2.348)	(233.111)	(18.222)
Companhia Energética do Maranhão (CEMAR)	2.738.793	388.912	(368.729)	(79.311)	363.803	(127.052)
Lajeado Energia	489.975	23.351	(67.944)	(26.879)	92.373	(28.767)
CTEEP	1.089.287	121.244	(125.566)	(85.270)	504.430	(7.776)
CEEE-GT	671.279	247.884	(195.384)	66.419	84.947	(26.445)
Energisa MT	3.483.404	255.036	(378.233)	(24.433)	45.246	(118.601)
CEEE-D	3.376.936	460.746	(532.921)	40.766	(514.244)	(58.633)

15.6.1 - Empresas de Distribuição:

(a) Celg Distribuição – CELG-D - Em 26 de setembro de 2014, a Companhia adquiriu 51% das ações ordinárias representativas do capital social da CELG D, tornando-se controladora da CELG D (vide Nota 43). A CELG D, é uma sociedade anônima de capital fechado, é concessionária de serviço público de energia elétrica no seguimento de distribuição e foi constituída em 23 de março de 2007. A Eletrobras detém 51% do capital e a CELGPARG 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 2.826.562 consumidores, abrangendo uma área de 336.871 km²*, regulada pelo Contrato de Concessão nº 63, de 25 de agosto de 2000, celebrado entre a ANEEL, CELG D e o então acionista controlador.

A Celg-D teve sua concessão prorrogada conforme assinatura, em 29 de dezembro de 2015, do quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 63/2000 – ANEEL, vide Nota 2.1.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou a referida controlada como ativo mantido para venda, uma vez que a Companhia estava comprometida com a alienação do controle acionário da referida controlada, que se concretizou no leilão de Desestatização ocorrido em 30 de novembro de 2016. Em 14 de fevereiro de 2017, foi assinado, o contrato de compra e venda de Ações da CELG D entre Eletrobras, Companhia Celg de Participações – CELGPARG e ENEL BRASIL S/A, conforme cronograma estabelecido. Para maiores detalhes vide Nota 43.

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

15.6.2 – Empresas de Geração e Transmissão:

(a) Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - tem como objetivo principal a transmissão e a geração de energia elétrica diretamente ou através da participação em Sociedades de Propósito Específicos. A Companhia realiza estudos, projetos, construção, operação e manutenção das instalações dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas.

(b) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) - concessionária de serviço público de energia elétrica que tem por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica. O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual superior a 97% da produção total. As operações da CHESF na atividade de geração de energia contam com 13 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.613 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 119 subestações e 20.313,3 Km* de linhas de alta tensão.

Em 31 de dezembro de 2015, os trâmites necessários para efetiva retirada da CTEEP na composição acionária da SPE Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. foram concluídos junto ao órgão regulador – ANEEL. Dessa forma a Controlada Chesf passou a deter 100% de participação acionária na Extremoz.

No final de 2015, a Chesf adquiriu o controle sobre a SPE Tamanduá Mirim 2 Energia S.A., pertencente ao Complexo Eólico Pindaí III, mediante a diluição, de forma definitiva, da participação acionária do Sócio Sequoia Capital Ltda. no referido empreendimento. Sendo assim, a Controlada Chesf passou a deter o controle com 83,01% de participação acionária nesse empreendimento.

(c) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) - concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada pela Companhia, com atuação predominante nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.860,05 MW* e 8 usinas termelétricas, com capacidade de 521,82 MW*, perfazendo uma capacidade instalada de 9.381,87 MW*. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 11.617,12 Km* de linhas de transmissão, 56 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 190,20 Km* de linhas de transmissão, 1 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 11.807,32 Km* de linhas de transmissão e 57 subestações.

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

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

15.6.3 - Demais Empresas

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

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

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

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

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

Em 31 de dezembro de 2016, a CTEEP apurou e reconheceu contabilmente os efeitos da atualização do ativo financeiro das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente - RBSE atualizado, com impacto R\$ 7.318.500 no ativo financeiro, R\$ 6.503.600 na receita operacional líquida (R\$ 814.900 referente PIS e COFINS diferidos), R\$ 2.211.200 nas provisões para imposto de renda e contribuição social diferidos e R\$ 4.292.400 no lucro líquido (impactos referentes à totalidade dos efeitos, na Companhia os referidos impactos são refletidos na proporção de sua participação societária).

e) Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA) - sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da Equatorial Energia S.A. (Equatorial), que atua na distribuição e geração de energia elétrica no Estado do Pará, atendendo consumidores em 143 municípios, conforme Contrato de Concessão 182/1998, assinado em 28 de julho de 1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028. Além do contrato de distribuição, a CELPA possui Contrato de Concessão de Geração 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, renovável por igual período. A investida apresentava em 31 de dezembro de 2016 um capital circulante líquido de R\$ 950.562 (capital circulante líquido de R\$ 350.275 em 31 de dezembro de 2015), o resultado determinou um patrimônio líquido de R\$ 2.118.012 (R\$ 1.844.970 em 31 de dezembro de 2015) e lucros acumulados de R\$ 351.556 (prejuízo de R\$ 392.340 em 31 de dezembro de 2015).

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

f) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (EMAE) - a concessionária de um complexo hidroenergético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, da UHE Rasgão e a UHE Porto Góes, ambas no Rio Tietê. No Vale do Paraíba, município de Pindamonhangaba, está instalada a UHE Isabel, atualmente fora de operação. A investida apresentava em 31 de dezembro de 2016 um capital circulante líquido de R\$ 127.875 (R\$ 112.812 em 31 de dezembro de 2015).

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

h) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), no rio Xingu, localizada no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia. Essa investida vem despendendo quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A investida necessitará de recursos financeiros dos seus acionistas e de terceiros em montante significativo, para a conclusão de sua Usina Hidrelétrica. Em 31 de dezembro de 2016, a investida apresentava um capital circulante líquido negativo de R\$ 836.503 (R\$ 359.526 em 31 de dezembro de 2015).

i) Madeira Energia S.A. – sociedade anônima de capital fechado, constituída em 27 de agosto de 2007, e que tem por objetivo a construção e exploração da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, localizada no Rio Madeira, município de Porto Velho, Estado de Rondônia, e do seu Sistema de Transmissão Associado. A Companhia detém 39% do capital social votante da Madeira Energia S.A. (MESA). A investida incorreu em gastos 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 de suas operações.

Em 31 de dezembro de 2016, a investida MESA, da qual Furnas tem participação de 39% do capital social votante, apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 1.611.061 (R\$ 543.238 em 31 de dezembro de 2015). Para equalização da situação do capital circulante negativo, a investida conta com os aportes de recursos de seus acionistas.

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

Tal recebível teve sua origem por ocasião da assinatura do 2º termo aditivo ao Contrato de Concessão com a ANEEL, embasado pela apresentação de um cronograma de entrada em operação comercial pelo CCSA, antecipando, pela segunda vez, o início de entrada em operação das unidades geradoras do empreendimento, sendo firmado então, no Contrato para Implantação da UHE Santo Antônio e em “Termos e Condições”, o referido compromisso. No entanto, este cronograma não foi 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 Diretoria Executiva da MESA efetuou, durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, análises adicionais, e mudou sua estimativa quanto ao valor de realização do ativo (o acima citado direito de ressarcimento junto ao CCSA). Assim, sob o valor total do dispêndio reembolsável de R\$ 1.563.637, foi reconhecida uma provisão para perda cujo valor em 31 de dezembro de 2016 foi de R\$ 678.551, o que reflete o valor líquido esperado de recebimento de R\$ 885.086 em dezembro de 2016 (R\$ 830.890 em 31 de dezembro de 2015).

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

Por meio de outro procedimento de arbitragem sigiloso iniciado em 2014 em face da MESA e junto à Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM nº 048/2014), os sócios SAAG Investimentos S.A. (SAAG) e Cemig Geração e Transmissão S.A. questionaram, substancialmente, parte do aumento de capital aprovado na MESA destinado ao pagamento de pleitos do Consórcio Construtor Santo Antônio (“CCSA”), no valor de aproximadamente R\$ 780 milhões com fundamento na falta de apuração dos valores supostamente devidos pelo CCSA e de aprovação prévia pelo Conselho de Administração, como exigem o Estatuto e o Acordo de Acionistas da MESA, bem como na existência de créditos desta contra o CCSA, passíveis de compensação, em montante superior aos pleitos.

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

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

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

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

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

j) ESBR Participações S.A. (ESBRP) - sociedade anônima de capital fechado, tem por objeto social exclusivo a participação no capital social da Sociedade de Propósito Específico (SPE) denominada Energia Sustentável do Brasil S.A. ("ESBR"), detentora da concessão de uso do bem público para exploração da Usina Hidrelétrica Jirau, em fase de construção no Rio Madeira, no Estado de Rondônia. A Companhia detém 40% do capital ESBRP. Em 31 de dezembro de 2016, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 611.716 (R\$ 513.443 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 801.902 (R\$ 2.112.648 em 31 de dezembro de 2015) e patrimônio líquido de R\$ 8.329.809 (R\$ 7.019.063 em 31 de dezembro de 2015).

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

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

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

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

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

m) Teles Pires Participações S.A. - tem por objeto o investimento na Companhia Hidrelétrica Teles para a implantação da Usina Hidrelétrica Teles Pires. A Companhia detém 49,44% do capital da Teles Pires Participações S.A.. Em 31 de dezembro de 2016, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 382.479 (R\$ 256.187 em 31 de dezembro de 2015) e patrimônio líquido de R\$ 1.167.993 (R\$ 1.393.056 em 31 de dezembro de 2015).

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

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

o) Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. – sociedade de propósito específico com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração a Linha de Transmissão CC Xingu/Estreito e instalações associadas que atravessam municípios dos Estados de Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais. A Companhia detém 49% da Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. Em 31 de dezembro de 2016, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 1.799.692 (R\$ 163.356 em 31 de dezembro de 2015) e patrimônio líquido de R\$ 2.130.120 (R\$ 748.076 em 31 de dezembro de 2015).

p) Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto a distribuição de energia elétrica em 72 municípios do Rio Grande do Sul, atendendo aproximadamente 4 milhões de unidades consumidoras. A investida apresenta em 31 de dezembro de 2016 capital circulante líquido negativo de R\$ 1.040.749 (R\$ 475.335 em 31 de dezembro de 2015), o resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 1.236.010 (R\$ 483.596 em 31 de dezembro de 2015) e prejuízos acumulados de R\$ 2.416.289 (R\$ 1.889.110 em 31 de dezembro de 2015). Sendo assim, em 31 de dezembro de 2016, o investimento nesta investida encontra-se zerado.

q) Amazonas GT. – tem como atividades principais a geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Amazonas. A investida apresenta, em 31 de dezembro de 2016, um capital circulante líquido negativo de R\$ 307.876 (R\$ 517.988 em 31 de dezembro de 2015), passivo a descoberto de R\$ 158.036 (patrimônio líquido de R\$ 192.667 em 31 de dezembro de 2015), e prejuízo acumulado de R\$ 593.456 (R\$ 243.206 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia. Em 1º de julho de 2015, a investida foi constituída como controlada da Amazonas D, decorrente do processo de desverticalização da Amazonas Energia (vide Nota 1).

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

15.6.3 – Sociedades sob Gestão

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

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

de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CEA, os quais serão, posteriormente, substituídos por profissionais contratados no mercado.

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

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

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

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

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

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

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

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

15.6.4 – 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 a participação da companhia e suas controladas em sociedades de propósito específico e coligadas são as seguintes:

Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas

Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	Trasmissão	Chesf	49,00%	Alusa	51,00%	Em Operação	Brasil
Manaus Construtora Ltda.	Construção - Transmissão	Chesf	19,50%	Abengoa	50,50%	Em Operação	Brasil
		Eletronorte	30,00%				
Energia Sustentável do Brasil - ESBR	Geração - UHE Jirau	Chesf	20,00%	GDF Suez Energy Latin America Ltda.	40,00%	Em Operação	Brasil
		Eletrosul	20,00%	Mizha Participações S.A	20,00%		
Intesa - Integração Transmissora de Energia	Trasmissão	Chesf	12,00%	Brasil Energia	51,00%	Em Operação	Brasil
		Eletronorte	37,00%				
Interligação Elétrica do Madeira S.A	Trasmissão	Chesf	24,50%	CTEEP	51,00%	Em Operação	Brasil
		Furnas	24,50%				
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A	Trasmissão	Chesf	49,00%	ATP Engenharia Ltda	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Norte Energia S.A	Geração - UHE Belo Monte	Chesf	15,00%	Petros	10,00%	Pré-Operacional	Brasil
		Eletronorte	19,98%	Outros	39,77%		
		Eletrobras	15,00%				
Empresa Transmissora do Alto Uruguai - ETAU	Trasmissão	Eletrosul	27,42%	TAESA	52,60%	Em Operação	Brasil
				DME Energetica	10,00%		
Enerpeixe S.A.	Geração - UHE Peixe Angical	Furnas	40,00%	CEEE-GT	10,00%	Em Operação	Brasil
				EDP	60,00%		
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	Em Operação	Brasil
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE-GT	49,00%	Em Operação	Brasil
				Bimetal	26,99%		
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Alubar	10,76%	Em Operação	Brasil
				Linear	13,25%		
Amapari Energia S.A	Geração - UTE Serra do Navio	Eletronorte	49,00%	MPX Energia S.A	51,00%	Em Operação	Brasil
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	Trasmissão	Eletronorte	49,71%	Taesá	38,70%	Em Operação	Brasil

Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Companhia Transudeste de Transmissão	Trasmissão	Furnas	25,00%	Alusa	41,00%	Em Operação	Brasil
				Cemig	24,00%		
				EATE	10,00%		
Companhia Transirapé de Transmissão	Trasmissão	Furnas	24,50%	Alusa	41,00%	Em Operação	Brasil
				Cemig	24,00%		
				EATE	10,00%		
Chapecoense	Geração - UHE Foz do Chapecó	Furnas	40,00%	CPFL	51,00%	Em Operação	Uruguai
				CEEE-GT	9,00%		
				Alcoa Alumínio	34,97%		
Serra do Facão Energia	Geração - UHE Serra do Facão	Furnas	49,47%	DME Energética	10,08%	Em Operação	Brasil
				Camargo Corrêa	5,48%		
				Orteng	25,50%		
Retiro Baixo	Geração - Retiro Baixo	Furnas	49,00%	Arcadis Logos	25,50%	Em Operação	Brasil
Baguari Energia	Geração - UHE Baguari	Furnas	30,61%	Cemig	69,39%	Em Operação	Brasil
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	Trasmissão	Furnas	49,00%	Cemig	51,00%	Em Operação	Brasil
Transenergia Renovável S.A.	Trasmissão	Furnas	49,00%	GEBRAS Participações Ltda.	51,00%	Em Operação	Brasil
Vamcruz I Participações S.A.	Geração Parque Eólico	Chesf	49,00%	Outros	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Complexo Sento Sé I	Geração - EOL Pedra Branca, EOL São Pedro do Lago, EOL Sete Gameleiras	Chesf	49,00%	Brennand Energia	51,00%	Em Operação	Brasil
Interligação Elétrica Garanhuns S.A	Trasmissão	Chesf	49,00%	CTEEP	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Chuí Holding	Geração - Parque Eólico	Eletrosul	49,00%	Rio Bravo	51,00%	Em Operação	Brasil
Livramento	Geração - Cerro Chato	Eletrosul	59,00%	Rio Bravo	41,00%	Em Operação	Brasil
Santa Vitória do Palmar	Geração - Verace I ao X	Eletrosul	49,00%	Rio Bravo	51,00%	Em Operação	Brasil
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	Trasmissão	Eletrosul	80,00%	Copel	20,00%	Em Operação	Brasil
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A	Trasmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE-GT	49,00%	Em Operação	Brasil
Marumbi Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletrosul	20,00%	Copel	80,00%	Em Operação	Brasil
Costa Oeste Transmissora de Energia	Trasmissão	Eletrosul	49,00%	Copel	51,00%	Em Operação	Brasil
Teles Pires Participações S.A	Geração - UHE Teles Pires	Eletrosul	24,72%	Neoenergia	50,60%	Em Operação	Brasil
		Furnas	24,70%				
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Alupar	46,00%	Em Operação	Brasil
				Mavi	5,00%		
Construtora Integração	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	Em Operação	Brasil
Transnorte Energia S.A.	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Alupar	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Brasvento Eolo Geradora Energia	Geração - EOL Rei dos Ventos	Eletronorte	24,50%	J.Malucelli	51,00%	Em Operação	Brasil
		Furnas	24,50%				

Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Brasventos Miassaba 3 Geradora	Geração - EOL Miassaba 3	Eletronorte Furnas	24,50% 24,50%	J.Malucelli	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Rei dos Ventos 3 Geradora	Geração - EOL Rei dos Ventos 3	Eletronorte Furnas	24,50% 24,50%	J.Malucelli	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Luziânia – Niquelândia Transmissora S.A.	Trasmissão	Furnas	49,00%	State Grid Corporation of China	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Caldas Novas Transmissão	Trasmissão	Furnas	49,90%	Desenvix	22,50%	Em Operação	Brasil
				Santa Rita	12,50%		
				CEL	12,52%		
Goiás Transmissão S.A	Trasmissão	Furnas	49,00%	Bogotá	51,00%	Em Operação	Brasil
				Odebrecht Energia	18,60%		
				SAAG Investimentos S.A	12,40%		
Madeira Energia S.A	Geração - UHE Santo Antônio	Furnas	39,00%	Cemig	10,00%	Em Operação	Brasil
				Fundo de Investimento em Participações Amazônia Energia	20,00%		
MGE - Transmissão	Trasmissão	Furnas	49,00%	Gebbras Participações Ltda	51,00%	Em Operação	Brasil
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	Trasmissão	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	Em Operação	Brasil
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Trasmissão	Furnas	24,50%	Copel	24,50%	Em Operação	Brasil
				State Grid	51,00%		
Central Eólica Famosa I	Geração - Parque Eólico Famosa I	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Central Eólica Pau Brasil	Geração - Parque Eólico Pau Brasil	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Central Eólica Rosada	Geração - Parque EOL Rosada	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Central Eólica de São Paulo	Geração - Parque EOL Rosada	Furnas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Vale do São Bartolomeu	Trasmissão	Furnas	39,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
				CELG GT	10,00%		
Punaú I	Geração - EOL Punaú I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Punaú I	0,01%		
Carnaúba I	Geração - EOL Carnaúba I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Carnaúba I	0,01%		

Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Carnaúba II	Geração - EOL Carnaúba II	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Carnaúba II	0,01%		
Carnaúba III	Geração - EOL Carnaúba III	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Carnaúba III	0,01%		
Carnaúba V	Geração - EOL Carnaúba V	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Carnaúba V	0,01%		
Cervantes I	Geração - EOL Cervantes I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Cervantes I	0,01%		
Cervantes II	Geração - EOL Cervantes II	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Cervantes II	0,01%		
Bom Jesus	Geração - EOL Bom Jesus	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Cachoeira	Geração - EOL Cachoeira	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Pitimbu	Geração - EOL Pitimbu	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
São Caetano I	Geração - EOL São Caetano I	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
São Caetano	Geração - EOL São Caetano	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
São Galvão	Geração - EOL São Galvão	Furnas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
Companhia Energética Sinop S.A	Geração - UHE Sinop	Eletronorte	24,50%	Participações Caixa M	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
		Chesf	24,50%				
Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	24,50%	State Grid Brazil Holding (SGBH)	51,00%	Pré-Operacional	Brasil
		Furnas	24,50%				
Tijoa Participações e Investimentos	Geração - UHE Três Irmãos	Furnas	49,90%	Fundo de Investimento em Participações Constantinopla	50,10%	Pré-Operacional	Brasil

Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
São Manoel	Geração - UHE São Manoel	Furnas	33,33%	CWEI (Brasil) Participações EDP Brasil	33,30% 33,40%	Pré-Operacional	Brasil
Itaguaçu da Bahia	Geração - EOL Itaguaçu da Bahia	Furnas	49,00%	Salus FIP Casa dos Ventos Energia Renovável	49,00% 2,00%	Pré-Operacional	Brasil
Complexo Sento Sé II	Geração - EOL Baraúnas I; Morro Branco I e Mussambê	Chesf	49,00%	Brennand Energia S.A. Brennand Energia Eólica	50,90% 0,10%	Em Operação	Brasil
Complexo Sento Sé III	Geração - EOL Baraúnas II e Banda de Couro	Chesf	49,00%	Brennand Energia S.A. Brennand Energia Eólica	50,90% 0,10%	Em Operação	Brasil
Complexo Chapada do Piauí I	Geração - EOL Ventos de Santa Joana IX ao XIII; XV e XVI	Chesf	49,00%	ContourGlobal do Brasil Holding Salus - Fundo de Investimento em Participações Ventos Santa Joana Energias	36,00% 14,90% 0,10%	Em Operação	Brasil
Complexo Chapada do Piauí II	Geração - EOL Ventos de Santa Joana I, III ao V, VI e Ventos Santo Augusto IV	Chesf	49,00%	ContourGlobal do Brasil Holding Salus - Fundo de Investimento em Participações Ventos Santa Joana Energias	46,00% 4,90% 0,10%	Em Operação	Brasil
Complexo Serra das Vacas	Geração - EOL Serra das Vacas I - IV	Chesf	49,00%	PEC Energia	51,00%	Em Operação	Brasil
Transenergia São Paulo	Trasmissão	Furnas	49,00%	J.Malucelli	51,00%	Em Operação	Brasil
Lago Azul Transmissora	Trasmissão	Furnas	49,90%	Celg GT	50,10%	Em Operação	Brasil
Mata de Sta. Genebra Transmissora	Trasmissão	Furnas	49,90%	Copel	50,10%	Em Operação	Brasil
Energia Olímpica	Trasmissão	Furnas	49,90%	Light S.A	50,10%	Pré-Operacional	Brasil
Manaus Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte Chesf	30,00% 19,50%	Abengoa	50,50%	Em Operação	Brasil
Inambari Geração de Energia (Igesa)	UHE Inambari	Furnas Eletrobras	19,61% 29,40%	OAS Alusa	51,00% 41,00%	Em Operação	Brasil/Peru
Companhia Transleste de Transmissão	Trasmissão	Furnas	24,00%	Cemig EATE	25,00% 10,00%	Em Operação	Brasil

Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas							
Nome	Objeto	Empresa	Part. %	Demais Acionistas	Part. %	Situação do empreendimento	Sede
Energética Águas da Pedra S.A	Geração - UHE Dardanelos	Chesf Eletronorte	24,5% 24,5%	Neoenergia	51,00%	Em operação	Brasil
Rouar S.A	Geração - Parque EOL em Colônia	Eletrobras	50,0%	UTE	50,00%	Em operação	Uruguai
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA	Distribuição	Eletrobras	1,50%	Governo do Estado do Amapá	98,50%	Em operação	Brasil
CEB - LAJEADO	Geração - UHE CEB Lajeado	Eletrobras	40,07%	CEB	59,93%	Em operação	Brasil
Lajeado Energia	Geração e Comercialização	Eletrobras	40,07%	EDP - Energias do Brasil S.A	55,86%	Em operação	Brasil
Paulista Lajeado	Geração e Comercialização	Eletrobras	40,07%	Governo do Estado do Tocantins	4,07%	Em operação	Brasil
AES Tiete	Geração	Eletrobras	7,94%	Cia. Jaguarí de Geração de Energia AES Corp	59,93% 24,28%	Em operação	Brasil
Companhia Energética de Brasília - CEB	Geração - Transmissão - Distribuição	Eletrobras	2,10%	BNDSPart	28,33%	Em operação	Brasil
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-D	Distribuição	Eletrobras	32,59%	Outros	39,45%	Em operação	Brasil
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-GT	Geração - Transmissão	Eletrobras	32,59%	Distrito Federal - DF	80,20%	Em operação	Brasil
Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC	Distribuição	Eletrobras	10,75%	Outros	17,70%	Em operação	Brasil
Centrais Elétricas do Pará - CELPA	Distribuição	Eletrobras	0,99%	CEE Participações	65,92%	Em operação	Brasil
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	Distribuição	Eletrobras	1,56%	Outros	1,49%	Em operação	Brasil
Companhia Energética do Maranhão São Luís - CEMAR	Distribuição	Eletrobras	33,55%	CEE Participações	65,92%	Em operação	Brasil
Energisa MT	Distribuição	Eletrobras	22,01%	Outros	1,49%	Em operação	Brasil
Companhia Energetica de São Paulo - CESP	Geração - Comercialização	Eletrobras	2,05%	Estado de Santa Catarina	20,20%	Em operação	Brasil
Duke Energy Geração	Geração	Eletrobras	0,47%	Angra Volt FIA	14,46%	Em operação	Brasil
Companhia Energética do Ceará - COELCE	Distribuição	Eletrobras	7,06%	Poland Fia	7,53%	Em operação	Brasil
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	Geração - Transmissão	Eletrobras	0,56%	Outros	47,06%	Em operação	Brasil
CTEEP	Transmissão	Eletrobras	35,39%	Equatorial Energia S.A.	96,18%	Em operação	Brasil
EMAE	Geração	Eletrobras	39,02%	Outros	2,83%	Em operação	Brasil
Energisa Holding	Geração - Transmissão - Distribuição	Eletrobras	2,31%	Neoenergia	89,65%	Em operação	Brasil
				Outros	8,79%	Em operação	Brasil
				Equatorial Energia	65,11%	Em operação	Brasil
				Outros	1,34%	Em operação	Brasil
				Rede Energia S.A	57,67%	Em operação	Brasil
				Energisa	8,90%	Em operação	Brasil
				Outros	11,42%	Em operação	Brasil
				Fazenda do Estado de São Paulo	36,98%	Em operação	Brasil
				Outros	60,97%	Em operação	Brasil
				Duke Energy Internat. Brasil Ltda	94,28%	Em operação	Brasil
				Outros	5,25%	Em operação	Brasil
				Enel Brasil	58,87%	Em operação	Brasil
				Energis Américas	15,18%	Em operação	Brasil
				Outros	18,89%	Em operação	Brasil
				Estado do Paraná	31,07%	Em operação	Brasil
				BNDESPAR	23,96%	Em operação	Brasil
				Outros	44,41%	Em operação	Brasil
				ISA Capital do Brasil	35,91%	Em operação	Brasil
				Outros	28,70%	Em operação	Brasil
				Fazenda do Estado de São Paulo	38,99%	Em operação	Brasil
				Outros	21,99%	Em operação	Brasil
				Gipar S/A	30,95%	Em operação	Brasil
				GIF IV Fundo de Investimentos em Participações	14,54%	Em operação	Brasil
				Outros	52,20%	Em operação	Brasil

(*) Não examinado pelos auditores independentes

15.7 – Ações em garantia

Tendo em vista que a Companhia possui diversas ações no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (Vide Nota 30), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 9,56% em 31 de dezembro de 2016 (8,60% em 31 de dezembro de 2015) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo:

CONTROLADORA			
31/12/2016			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	2.543.906	99,89%	2.541.091
EMAE	282.091	100%	282.091
CESP	129.096	99,76%	128.783
AES TIETE	437.197	99,97%	437.052
COELCE	251.938	94,51%	238.111
CGEEP	15.895	100%	15.895
ENERGISA MT	394.774	100%	394.774
CELPA	48.895	100%	48.895
CELPE	21.688	100%	21.688
CEEE - GT	676.332	100%	676.332
ENERGISA S.A.	148.661	95,76%	142.354
CELESC	65.920	99,98%	65.905
CEMAR	729.888	99,16%	723.779
CEB Lajeado	72.989	99,97%	72.965
SUBTOTAL	5.819.270		5.789.715

NOTA 16 – IMOBILIZADO

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

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

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

CONSOLIDADO
31/12/2016

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

CONSOLIDADO
31/12/2015

	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	46.003.180	(21.740.065)	(633.602)	(8.684.088)	14.945.425
Administração	2.444.828	(1.445.137)	(25.518)	-	974.173
Distribuição	1.398.468	(441.647)	-	-	956.821
	<u>49.846.476</u>	<u>(23.626.849)</u>	<u>(659.120)</u>	<u>(8.684.088)</u>	<u>16.876.419</u>
Em curso					
Geração	11.870.318	-	-	-	11.870.318
Administração	799.908	-	-	-	799.908
	<u>12.670.226</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>12.670.226</u>
	<u>62.516.702</u>	<u>(23.626.849)</u>	<u>(659.120)</u>	<u>(8.684.088)</u>	<u>29.546.645</u>

Movimentação do Imobilizado
CONSOLIDADO

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

	CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2014	Adições	Transferência	Baixas	Reclassificação do Ativo Financeiro (Desverticalização)	Reclassificação do Intangível (Desverticalização)	Saldo em 31/12/2015
Geração / Comercialização							
Em serviço	43.466.067	886	776.531	(304.835)	1.349.221	715.310	46.003.180
Depreciação acumulada	(19.292.806)	(1.226.683)	(10.486)	57.138	(914.576)	(352.652)	(21.740.065)
Em curso	7.742.886	3.908.372	(804.186)	(54.567)	1.022.207	55.606	11.870.318
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment) (a)	(3.087.676)	(5.729.304)	-	167.261	-	(34.369)	(8.684.088)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(455.808)	-	(86.113)	4.084	(87.157)	(8.608)	(633.602)
	28.372.663	(3.046.729)	(124.254)	(130.919)	1.369.695	375.287	26.815.743
Distribuição							
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(383.950)	(57.697)	-	-	-	-	(441.647)
	1.014.518	(57.697)	-	-	-	-	956.821
Administração							
Em serviço	2.396.288	24.358	34.701	(10.519)	-	-	2.444.828
Depreciação acumulada	(1.302.020)	(132.790)	(22.854)	12.527	-	-	(1.445.137)
Em curso	713.710	206.275	(84.236)	(35.841)	-	-	799.908
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(26.927)	-	-	1.409	-	-	(25.518)
	1.781.051	97.843	(72.389)	(32.424)	-	-	1.774.081
TOTAL	31.168.232	(3.006.583)	(196.643)	(163.343)	1.369.695	375.287	29.546.645

Nessas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016, a Eletrobras registrou como baixa de custos capitalizados no ativo imobilizado o total de R\$ 211.123 representando valores estimados que as subsidiárias da Eletrobras pagaram indevidamente. Deste montante, o valor de R\$ 143.957 já estava registrado na rubrica de *impairment*, ocasionando a reversão parcial de provisão de *impairment* registrada. (vide Nota 4 - XI)

Taxa média de depreciação e depreciação acumulada:

Geração	CONSOLIDADO			
	31/12/2016		31/12/2015	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,53%	15.920.174	2,30%	15.191.209
Nuclear	3,93%	4.439.098	3,33%	4.048.041
Térmica	4,03%	2.542.610	3,80%	2.418.294
Eólica	6,89%	161.681	6,88%	81.935
Comercialização	3,15%	1.101	3,15%	586
		23.064.664		21.740.065
Distribuição	3,00%	499.344	3,00%	441.647
		499.344		441.647
Administração	6,00%	1.514.448	6,73%	1.445.137
		1.514.448		1.445.137
Total		25.078.456		23.626.849

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida	42.743.612	10.807.585
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	3.630.829	8.365.177
	46.374.441	19.172.762
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	4.935.236	4.119.004
Valores a receber Parcela A e outros itens financeiros III	(9.254)	86.102
	4.925.982	4.205.106
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	2.585.720	2.554.211
	53.886.143	25.932.079
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	1.200.916	3.449.566
Total do ativo financeiro	55.087.059	29.381.645
Ativo Financeiro – Circulante	2.337.513	965.212
Ativo Financeiro – Não Circulante	52.749.546	28.416.433
Total do ativo financeiro	55.087.059	29.381.645

17.1 – Ativo (Passivo) Financeiro de Itaipu

	CONTROLADORA	
	31/12/2016	31/12/2015
Contas a Receber	2.320.333	4.797.458
Direito de Ressarcimento	973.007	1.513.373
Fornecedores de Energia - Itaipu	(2.773.682)	(2.368.925)
Obrigações de ressarcimento	(1.731.675)	(3.570.899)
Total ativo (passivo) circulante	(1.212.017)	371.007
Contas a Receber	1.348.926	1.043.873
Direito de Ressarcimento	3.161.043	5.975.584
Obrigações de ressarcimento	(2.097.036)	(3.940.898)
Total ativo não circulante	2.412.933	3.078.559
Total ativo	1.200.916	3.449.566

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

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

a) Fator de ajuste

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

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

Dessa forma, passou a ser incluído na tarifa de repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional, a partir de 2008, o diferencial decorrente da retirada do fator anual de reajuste, cujos valores são definidos anualmente através de portaria interministerial dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Na tarifa de repasse em vigor em 2015, encontra-se incluído o montante equivalente a US\$ 323.220, o qual será recebido pela Companhia através de cobranças as distribuidoras, homologado pela portaria MME/MF 511/2015.

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentado no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 3.161.043 em 31 de dezembro de 2016, equivalentes a US\$ 969.913 (R\$ 5.975.584 em 31 de dezembro de 2015, equivalentes a US\$ 1.530.318), dos quais R\$ 2.705.947 (R\$ 4.897.986 em dezembro de 2015), equivalente a US\$ 830.274, serão repassados ao Tesouro Nacional até 2023, como decorrência da operação de cessão de crédito realizada entre a Companhia e o Tesouro Nacional, em 1999.

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

b) Comercialização de energia elétrica

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

Desta forma, foi comercializado no período findo em 31 de dezembro 2016 o equivalente a 130.380 GWh* (131.218 GWh* em 2015), sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22,60 /kW* e a tarifa de repasse (venda), US\$ 25,78 /kW* (US\$ 22.60/kW* - suprimento; US\$ 38.07/kM* - tarifa de repasse em 2015).

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 2016, a atividade foi deficitária em R\$ 1.445.351 (superavitária em R\$ 5.048.840 para o mesmo período em 2015), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

(*) Não examinado pelos auditores independentes

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

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 53.895.397, sendo R\$ 3.574.114 registrado no ativo circulante e R\$ 50.321.283 registrado no ativo não circulante, em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 25.845.977 em 31 de dezembro de 2015) refere-se ao ativo financeiro a realizar, detido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

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

Em 31 de dezembro de 2016, o montante de R\$ 36.570.883 corresponde a estimativa dos valores atualizados relativos aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 registrado na rubrica de Ativo Financeiro Receita Anual Permitida, sendo R\$ 2.950.042 classificado no circulante e R\$ 33.620.841 no não circulante (vide Nota 2.1).

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

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

(*) Não examinado pelos auditores independentes

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

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

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

Os montantes registrados no circulante (ativo e passivo) referem-se aos valores já homologados pela ANEEL quando do reajuste tarifário concluído em 2015, e os montantes registrados no não circulante representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário em 2016.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
Parcela "A"		
CVA		
CCC	1.219	1.219
CDE	13.538	208.466
Rede Básica	130	7.537
Custo de Aquisição de Energia Elétrica	46.103	169.591
Transporte Itaipu	(369)	-
PROINFA	30.663	(2.907)
ESS e EER	30.273	(55.683)
Neutralidade dos Encargos Setoriais	6.808	(658)
Sobrecontratação	(48.684)	(169.615)
Outros Componentes Financeiros	(88.935)	(71.848)
Total dos valores de parcela A e outros itens financeiros	(9.254)	86.102
Ativo circulante	436.596	578.654
Ativo não circulante	22.131	38.252
Passivo circulante	(461.180)	(514.424)
Passivo não circulante	(6.801)	(16.380)
Total	(9.254)	86.102

17.3.2- Outros itens financeiros

- Ajuste financeiro CUSD - em cumprimento ao disposto no artigo 7º da Portaria Interministerial nº 25/2002;
- Neutralidade dos Encargos Setoriais - refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo anterior;
- Exposição a Diferenças de Preços entre Submercados - refere-se a rateio dos riscos financeiros decorrente de diferenças de preços entre submercados, conforme artigo 28 do Decreto nº 5.163/2004.

- Repasse de Sobrecontratação de Energia/Exposição ao Mercado de Curto Prazo - conforme a REN nº 255/2007, com redação alterada pelas REN nº 305/2008 e nº 609/2014, e de acordo com os critérios definidos no Despacho nº 4.225/2013;
- Diferencial Eletronuclear - corresponde à diferença entre a tarifa praticada e a de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009.
- Outros - corresponde à soma de demais valores reconhecidos pela ANEEL como Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR), repasse de compensação DIC/FIC e outras.

17.4 – Reajuste Tarifário

Os contratos de concessão firmados entre as distribuidoras de energia elétrica e a União, por intermédio da ANEEL, estabelecem que anualmente deve ocorrer uma atualização do valor da energia paga pelo consumidor. Essa atualização, em função da metodologia estabelecida pela ANEEL, pode ser positiva ou negativa e ocorre anualmente, na data de aniversário da distribuidora.

Segundo o contrato de concessão, a receita da concessionária é dividida em duas parcelas: A e B. Na parcela A, responsável por cerca de 70% do valor da tarifa, são relacionados os custos considerados não gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, custos que independem de controle direto da Empresa, tais como a energia comprada para revenda aos consumidores e os encargos e tributos legalmente fixados.

Na parcela B, que representa cerca de 30% do valor da tarifa, são computados os custos chamados de gerenciáveis. São aqueles que a concessionária tem controle direto e plena capacidade de administrá-los, tais como custos de pessoal, custos de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, custos de depreciação e a remuneração dos investimentos realizados pela Empresa para o atendimento do serviço.

17.5 – Bandeiras Tarifárias

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

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

A Resolução Homologatória nº 1.826 de 25 de novembro de 2014, publicada pela ANEEL e que precifica as tarifas da Companhia já estabeleceu a precificação na estrutura tarifária. A aplicação dessas bandeiras tornou-se obrigatória a partir de janeiro de 2015.

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

As bandeiras foram adotadas considerando os seguintes critérios: A bandeira verde será acionada toda vez que a energia custar abaixo de R\$ 200/MWh*, que significa condições favoráveis de geração de energia e não haverá acréscimo na tarifa. A bandeira amarela toda vez que o custo de operação do sistema ficar entre R\$ 200/MWh* e R\$ 350/MWh*: condições de geração menos favoráveis, e haverá acréscimo na tarifa de R\$ 2,00 para cada 100kW/h* consumidores. Já a bandeira vermelha será acionada quando o custo de operação for superior a R\$ 350/MWh*: condições mais custosas de geração com a tarifa acrescida em R\$ 3,50 para cada 100kW/h* consumidos.

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

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

(*) Não examinado pelos auditores independentes

NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO				
	SALDO EM 31/12/2015	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	SALDO EM 31/12/2016
Vinculados à Concessão - Geração	146.173	(3.645)	592	8.757	151.877
Em serviço	90.720	(47.022)	592	67.147	111.437
Ativo Intangível	188.433	11.604	-	63.682	263.719
Amortização acumulada	(97.287)	(18.178)	-	3.465	(112.000)
Obrigações especiais	(298)	-	592	-	294
Impairment	(128)	(40.448)	-	-	(40.576)
Em curso	55.453	43.377	-	(58.390)	40.440
Ativo Intangível	69.602	43.377	(64)	(44.342)	68.573
Obrigações especiais	(8.959)	-	64	-	(8.895)
Impairment	(5.190)	-	-	(14.048)	(19.238)
Vinculados à Concessão - Distribuição	248.518	(439.561)	64.240	233.052	106.249
Em serviço	136.482	(454.961)	61.477	269.334	12.332
Ativo Intangível	1.859.648	19.951	(23.186)	316.641	2.173.054
Amortização acumulada	(1.660.646)	(232.167)	4.846	(1.492)	(1.889.459)
Obrigações especiais	(62.520)	(5.689)	79.817	(45.815)	(34.207)
Impairment	-	(237.056)	-	-	(237.056)
Em curso	112.036	15.400	2.763	(36.282)	93.917
Ativo Intangível	131.709	18.122	2.124	(39.057)	112.898
Obrigações especiais	(19.673)	(2.722)	639	2.775	(18.981)
Vinculados à Concessão - Transmissão	88.392	(3.010)	-	(1.545)	83.837
Em serviço	87.091	(3.010)	-	(1.545)	82.536
Ativo Intangível	91.151	500	-	(4.107)	87.544
Amortização acumulada	(4.060)	(3.510)	-	2.562	(5.008)
Em curso	1.301	-	-	-	1.301
Ativo Intangível	1.301	-	-	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	452.068	6.132	1.852	(40.276)	419.776
Administração					
Em serviço	831.315	22.682	-	(3.489)	850.508
Amortização acumulada	(478.484)	(52.861)	-	(9.514)	(540.859)
Impairment	(40.743)	-	1.852	-	(38.891)
Em curso	160.150	36.311	-	(27.273)	169.188
Outros	(20.170)	-	-	-	(20.170)
Total	935.151	(440.084)	66.684	199.988	761.739

	CONSOLIDADO					SALDO EM 31/12/2015
	SALDO EM 31/12/2014	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	RECLASSIFICAÇÃO PARA IMOBILIZADO (DESVERTICALIZAÇÃO)	
Vinculados à Concessão - Geração	500.285	37.336	(8.826)	(7.335)	(375.287)	146.173
Em serviço	424.526	(5.897)	(8.826)	7.022	(326.105)	90.720
Ativo Intangível	902.720	9.507	(15.506)	7.022	(715.310)	188.433
Amortização acumulada	(434.599)	(15.340)	-	-	352.652	(97.287)
Obrigações especiais	(15.033)	-	6.744	-	7.991	(298)
Impairment	(28.562)	(64)	(64)	-	28.562	(128)
Em curso	75.759	43.233	-	(14.357)	(49.182)	55.453
Ativo Intangível	96.261	43.304	-	(14.357)	(55.606)	69.602
Obrigações especiais	(14.695)	(71)	-	-	5.807	(8.959)
Impairment	(5.807)	-	-	-	617	(5.190)
Vinculados à Concessão - Distribuição	357.791	(93.029)	(7.459)	(8.785)	-	248.518
Em serviço	210.979	(122.113)	(8.683)	56.299	-	136.482
Ativo Intangível	1.764.919	150.278	(144.414)	88.865	-	1.859.648
Amortização acumulada	(1.469.338)	(246.100)	54.792	-	-	(1.660.646)
Obrigações especiais	(83.592)	(26.291)	80.939	(33.576)	-	(62.520)
Impairment	(1.010)	-	-	1.010	-	-
Em curso	146.812	29.084	1.224	(65.084)	-	112.036
Ativo Intangível	165.156	32.425	452	(66.324)	-	131.709
Obrigações especiais	(19.354)	(3.341)	772	2.250	-	(19.673)
Impairment	1.010	-	-	(1.010)	-	-
Vinculados à Concessão - Transmissão	4.558	83.735	-	99	-	88.392
Em serviço	3.233	83.734	-	124	-	87.091
Ativo Intangível	3.565	87.462	-	124	-	91.151
Amortização acumulada	(332)	(3.728)	-	-	-	(4.060)
Em curso	1.325	1	-	(25)	-	1.301
Ativo Intangível	1.325	1	-	(25)	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	502.737	5.036	(16.692)	(39.013)	-	452.068
Administração						
Em serviço	765.557	1.605	(2.698)	66.851	-	831.315
Amortização acumulada	(420.336)	(56.295)	146	(1.999)	-	(478.484)
Impairment	(42.595)	-	1.852	-	-	(40.743)
Em curso	141.483	59.726	(6.278)	(34.781)	-	160.150
Outros	58.628	-	(9.714)	(69.084)	-	(20.170)
Total	1.365.371	33.078	(32.977)	(55.034)	(375.287)	935.151

Ativo intangível é substancialmente amortizado durante o prazo de concessão.

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

NOTA 19 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

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

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

Foram consideradas as seguintes premissas:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxa de desconto (após os impostos) específica para cada segmento: 6,33% para geração (exceto nuclear), 6,02% para transmissão e 6,01% para distribuição (7,50% para geração, 7,00% para transmissão e 7,01% para distribuição em 2015) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos.

Durante o primeiro semestre de 2016, a Companhia alterou a expectativa de sua conclusão do empreendimento Angra 3, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para dezembro de 2022. Em dezembro de 2015, esta previsão era de dezembro de 2020. Nesse mesmo período, o orçamento total do empreendimento foi atualizado para a base junho de 2016, de modo a refletir o impacto das fortes oscilações nos índices inflacionários e cambiais, além da reprogramação de atividades devido o novo cronograma da obra.

A metodologia aplicada no teste de "impairment" do empreendimento considera como ativo recuperável os custos já realizados até a data destas Demonstrações Financeiras, comparando com um fluxo de caixa descontado estendido até o término da vida útil econômica da Usina que corresponde a 40 anos, partindo da nova data de entrada em operação, dezembro de 2022, considerando como vida útil econômica o prazo de licença de operação compatível com a Usina Angra como de projeto semelhante.

A taxa de desconto foi calculada pela metodologia WACC (Weighted Average Cost of Capital ou Custo Médio Ponderado de Capital), considerando os parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado.

A Companhia, levando em consideração este novo cenário, revisou as premissas do empreendimento Angra 3 e realizou um novo teste de recuperabilidade deste empreendimento em junho de 2016.

As principais premissas utilizadas no teste de recuperabilidade desse empreendimento estão descritas abaixo:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e reajustes tarifários contratuais de inflação;
- Em função das características peculiares de financiamento, a taxa de desconto foi calculada considerando a estrutura de capital específica do projeto, o que resultou na taxa de desconto para a base junho de 2016 e dezembro de 2016, de 5,47 %. Nesses cálculos foram considerados além dos parâmetros tradicionais, o beta calculado pela ANEEL, alavancando a estrutura de capital do projeto. A opção do beta utilizado pela ANEEL consiste no fato de que nenhuma empresa de geração de energia elétrica com capital aberto no Brasil possui ativos de geração de energia nuclear, ao contrário da amostra de empresas utilizada no cálculo do beta pela ANEEL, que considera empresas americanas com o mínimo de duas plantas nucleares de geração de energia.

- A tarifa contratual do empreendimento de Angra 3 é de R\$ 148,65/MWh. Para o teste de *impairment*, na data base de 30 de junho de 2016, a tarifa utilizada foi ajustada pelos índices estabelecidos contratualmente, resultando no valor de R\$ 234,18/MWh.

A base utilizada na ocasião para o cálculo dessa tarifa, não teve equivalência com o custo do serviço da usina, assim como, também, não foi compatível com a média praticada nos leilões de térmicas da ocasião, e, portanto, encontra-se em um patamar distinto e inferior ao seu seguimento e não proporcionando o equilíbrio econômico financeiro do empreendimento;

- As Usinas Angra 2 e Angra 3 são oriundas de projetos similares e, por isso, tem sido utilizado o parâmetro de custos de Angra 2 em Angra 3. Ocorre que, existirá um ganho de custo/produtividade na entrada de Angra 3 por não haver necessidade de duplicar todas as atividades geradoras de custo, pois áreas comuns estarão atendendo as duas usinas.

A sinergia apurada para o projeto, considerando estudos internos, baseados na utilização da mão de obra da Companhia, apontou para um patamar de cerca de 25,4%, sendo esse percentual utilizado para estimativa do custo operacional PMSO, da Usina Angra 3, no teste de *impairment*.

Apesar das alterações cronológicas do projeto, a Companhia vem assegurando a preservação e integridade dos serviços já executados, além disso, adotará providências para a implementação de ações a um nível de desempenho com o intuito de tentar recuperar os possíveis impactos no cronograma da obra da Usina Angra 3.

A análise elaborada pela Companhia apurou um Valor Presente Líquido (VPL) negativo para o empreendimento de Angra 3 de R\$ 10.155.202. Tal resultado determinou um registro negativo total no resultado de 2016 de R\$ 4.091.748, tendo como contrapartidas o registro de uma baixa adicional por *impairment* no ativo imobilizado de Angra 3 no valor de R\$ 2.414.479 e uma provisão passiva adicional por contrato oneroso no valor de R\$ 1.677.269 (vide Nota 33). Desse montante, o valor de R\$ 141.313 corresponde aos valores estimados que foram pagos indevidamente para a aquisição de ativos identificados na investigação realizada pela Companhia. (vide Nota 4.11)

Durante o período posterior a data base de 30 de junho 2016 utilizada para cálculo do *impairment* de Angra 3, a Administração verificou que os eventos ocorridos não apresentam alterações representativas nas premissas utilizadas no teste de *impairment* da Usina Angra 3 em junho de 2016. As principais premissas aprovadas pela Administração estão mantidas, tais como previsão da data de entrada em operação e orçamento total do projeto.

Não houve alterações substanciais no câmbio vinculado parcialmente ao orçamento do empreendimento e a taxa de desconto estabelecida pela Eletrobras, específica para Angra 3, de 5,44 %, não traz efeitos no teste de *impairment* realizados em junho de 2016.

Desse modo, a Companhia atualizou o cálculo para data base de 31 de dezembro de 2016 considerando a atualização das premissas utilizadas em 30 de junho de 2016, resultando em um incremento no valor de R\$ 471.460, totalizando um montante de R\$ 2.885.939 reconhecido no exercício de 2016.

A Companhia continua monitorando as estimativas e os riscos associados na determinação do valor recuperável desse empreendimento e, na medida que novas negociações, novos

estudos ou novas informações se concretizem e requeiram modificações no plano de negócio dos empreendimentos, as mesmas serão atualizadas para refletir tais alterações.

O valor acumulado referente à provisão de valor recuperável da Usina Nuclear Angra 3, em 31 de dezembro de 2016, corresponde a R\$ 8.949.393 (R\$ 6.063.454 em 31 de dezembro de 2015).

Em 31 de dezembro de 2016, o valor acumulado da provisão de valor recuperável referente a todos os empreendimentos da Companhia corresponde a R\$ 16.107.910 (R\$ 10.568.996) em 31 de dezembro de 2015).

A análise determinou a necessidade de constituição/ (reversão) de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2016:

Geração

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2015	Adições	Reversões	31/12/2016
UTN Angra 3	6.063.454	2.885.939	-	8.949.393
UHE Samuel	417.632	18.228	-	435.860
UHE Batalha	559.345	-	(151.642)	407.703
Candiota Fase B	119.939	236.126	-	356.065
Casa Nova I	163.496	161.373	-	324.869
UHE Simplício	382.864	-	(40.536)	342.328
UTE Camaçari	343.765	-	(39.854)	303.911
UHE Serra da Mesa	-	199.184	-	199.184
Eólica Hermenegildo III	75.598	69.721	-	145.319
Eólica Hermenegildo II	65.815	77.214	-	143.029
UHE Passo São João	118.132	12.160	-	130.292
Eólica Hermenegildo I	56.301	73.468	-	129.769
UTE Coaracy Nunes	77.551	-	-	77.551
PCH João Borges	44.038	8.492	-	52.530
UHE São Domingos	44.703	-	(451)	44.252
PCH Rio Chapéu	37.279	4.476	-	41.755
Eólica Chuí IX	22.631	14.397	-	37.028
UTE Santana	27.840	-	-	27.840
UTE Mauá III	102.191	-	(102.191)	-
Outros	81.717	130.247	(159.826)	52.138
Total	8.804.291	3.891.025	(494.500)	12.200.816

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2014	Adições	Reversões	31/12/2015
UTN Angra 3	1.090.343	4.973.111	-	6.063.454
Candiota II Fase B	35.412	84.527	-	119.939
Eólica Coxilha Seca	-	81.142	-	81.142
UHE Samuel	340.888	76.744	-	417.632
Eólica Hermenegildo III	-	75.598	-	75.598
Eólica Hermenegildo II	-	65.815	-	65.815
UHE Simplício	442.920	-	(60.056)	382.864
Eólica Hermenegildo I	-	56.301	-	56.301
UTE Mauá III	-	102.191	-	102.191
UTE Aparecida	-	50.508	-	50.508
UTE Camaçari	365.709	-	(21.944)	343.765
UTE Batalha	553.622	5.723	-	559.345
UHE Passo São João	151.311	-	(33.179)	118.132
Casa Nova	111.515	51.981	-	163.496
Outros	230.853	-	(26.742)	204.111
Total	3.322.573	5.623.641	(141.921)	8.804.293

Transmissão

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2015	Adições	Reversões	31/12/2016
CC 061-2001	174.389	1.902.617	-	2.077.006
LT Jauru Porto Velho	126.025	185.520	-	311.545
CC 018-2012 Mossoró Ceará Mirim	100.497	-	-	100.497
CC 005-2012 Jardim NSra Socorro	89.830	-	-	89.830
CC 006-2009 Suape II e III	88.101	-	-	88.101
CC 014-2008 Eunápolis TFreitas	64.773	17.222	-	81.995
CC 020-2010 Igaporã BJJapa	69.268	-	-	69.268
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	35.574	29.426	-	65.000
CC 017-2009 Natal III Sta Rita	59.517	-	-	59.517
LT Funil-Itapebi	54.597	-	(1.056)	53.541
LT Camaçari IV - Sapeaçu	39.552	10.554	-	50.106
CC 010-2011 Paraíso Lagoa Nova	44.800	-	-	44.800
SE Coletora Porto Velho	34.123	9.850	-	43.973
LT Recife II - Suape II	28.325	14.828	-	43.153
CC 010-2007 Ibicoara Brumado	40.611	-	-	40.611
CC 017-2012 Mirueira Jaboatão	31.184	-	-	31.184
CC 018-2009 Eunáp TFreitas C2	30.232	-	-	30.232
SE Caxias / Ijuí / N. Petrópolis / Lajeado	32.259	-	(4.706)	27.553
CC 019-2012 Igaporã Pindaí	21.506	-	-	21.506
LT Presidente Médice - Santa Cruz	27.339	-	(6.728)	20.611
CC 015-2012 Camaçari IV Pirajá	18.060	-	-	18.060
LT Campos Novos - Nova Santa Rita	30.822	-	(13.975)	16.847
Outros	65.098	322.187	(102.183)	285.102
	1.306.482	2.492.204	(128.648)	3.670.038

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2014	Adições	Reversões	31/12/2015
CC 061-2001	-	174.389	-	174.389
Estação Retificadora / Inversora	43.909	-	(43.909)	-
CC 005-2012 Jardim NSra Socorro	46.788	43.042	-	89.830
CC 018-2012 Mossoró Ceará Mirim	61.681	38.816	-	100.497
CC 019-2012 Igaporã Pindaí	59.678	-	(38.172)	21.506
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	73.317	-	(37.743)	35.574
Linha Verde Transmissora de Energia S/A	100.494	-	(35.788)	64.706
SE Coletora Porto Velho	-	34.123	-	34.123
CC 010-2011 Paraíso Lagoa Nova	12.246	32.554	-	44.800
CC 020-2010 Igaporã B/Lapa	37.669	31.599	-	69.268
CC 018-2009 Eunáp T/Freitas C2	7.784	22.448	-	30.232
CC 015-2012 Camaçari IV Pirajá	-	18.060	-	18.060
CC 006-2009 Suape II e III	105.933	-	(17.832)	88.101
CC 017-2012 Mirueira Jaboatão	20.290	10.894	-	31.184
CC 014-2008 Eunápolis T/Freitas	53.962	10.811	-	64.773
CC 017-2009 Natal III Sta Rita	48.837	10.680	-	59.517
LT Campos Novos - Nova Santa Rita	22.089	8.733	-	30.822
SE Miranda II	-	7.079	-	7.079
Outros	275.043	66.978	-	342.021
Total	969.720	510.206	(173.444)	1.306.482

Distribuição

Concessão	31/12/2015	Adições	Reversões	31/12/2016
Amazonas D	-	63.610	-	63.610
Cepisa	290.247	-	(199.362)	90.885
Eletroacre	90.808	-	(90.808)	-
Ceron	59.885	35.245	(59.883)	35.247
Ceal	-	32.446	-	32.446
Boa Vista	17.281	-	(2.413)	14.868
Total	458.221	131.301	(352.466)	237.056

Concessão	31/12/2014	Adições	Reversões	31/12/2015
Amazonas D	119.041	-	(119.041)	-
Cepisa	232.442	98.383	(40.578)	290.247
Eletroacre	60.026	54.924	(24.142)	90.808
Ceron	84.503	23.914	(48.532)	59.885
Boa Vista	-	17.281	-	17.281
Total	496.012	194.502	(232.293)	458.221

O saldo de *impairment* no balanço patrimonial, por segmento operacional, está demonstrado a seguir:

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

	31/12/2015		
	Geração	Transmissão	Distribuição
Imobilizado	8.787.001	-	-
Intangível	17.292	-	-
Ativo Financeiro	-	1.306.482	458.221
Total	8.804.293	1.306.482	458.221
			10.568.996

NOTA 20 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	107.582	58.252	7.987.651	8.369.303
Energia Comprada para Revenda	333.394	357.874	1.482.755	1.514.499
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	188.895	244.705
	440.976	416.126	9.659.301	10.128.507
NÃO CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	8.200.930	7.782.562
Energia Comprada para Revenda	-	-	1.581.890	1.666.859
	-	-	9.782.820	9.449.421
	440.976	416.126	19.442.121	19.577.928

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

O contrato entre a Petrobrás e a Cigás, com interveniência-anuência da Amazonas D, cujo objeto é a venda, por parte da Petrobras, e a compra, por parte da Cigás, para fins de geração termoeletrica pela Amazonas D ou para outro concessionário de geração de energia elétrica ou Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, dispõe, em cláusula específica, que os créditos que a Cigás possui contra a Amazonas D vencidos há mais de quarenta e cinco dias e que sejam objeto de repasse a Petrobras serão cedidos automaticamente a esta, independentemente de qualquer notificação. Desta forma, do montante de R\$ 3.484.755, R\$ 2.063.073 já se encontram cedidos à Petrobras.

Além dos saldos descritos acima, no passivo de fornecedores de bens, materiais e serviços, encontram-se registrados dois instrumentos particulares de Confissão de Dívida e respectivos parcelamentos firmados com a Petrobras Distribuidora S/A. pela controlada Amazonas D, relativo ao fornecimento de produtos derivados de petróleo, assinados em 31/12/2014, nos respectivos montantes i) 1º CCD no montante de R\$ 3.257.366, cujo saldo devedor atualizado corresponde a R\$ 3.849.402; e ii) 2º CCD no montante de R\$ 2.925.921, cujo saldo devedor atualizado corresponde a R\$ 3.463.584. Os instrumentos serão amortizados em 120 (cento e vinte) parcelas mensais e sucessivas, pela variação pro rata dia, considerado desde a data da assinatura do contrato até a data do seu respectivo vencimento, sendo que o vencimento da primeira parcela ocorreu em 20/02/2015 e a última parcela será em 30/01/2025. Além dos referidos instrumentos firmados, o montante de R\$ 1.018.441 corresponde ao 3º CCD que ainda está em fase de aprovação, cujo saldo devedor atualizado corresponde a R\$ 1.205.588.

Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia reconheceu um direito de reembolso junto à Petrobras no valor de R\$ 2.364.318 referente a diferença do preço da parcela do transporte do gás. Maiores detalhes na Nota 11 a.1.

NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	60.504	54.832
Adiantamentos de clientes - PROINFA	560.277	593.404	560.277	593.404
	<u>560.277</u>	<u>593.404</u>	<u>620.781</u>	<u>648.236</u>
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	592.215	659.082
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>592.215</u>	<u>659.082</u>
TOTAL	<u>560.277</u>	<u>593.404</u>	<u>1.212.996</u>	<u>1.307.318</u>

21.1 – ALBRAS

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

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

CLIENTE	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:

Saldo em 31/12/2015	Amortizações Efetuadas	Ganhos	Saldo em 31/12/2016	Circulante	Não Circulante
713.914	(66.867)	5.672	652.719	60.504	592.215

21.2 – PROINFA

O PROINFA, instituído pela Lei 10.438/2002, e suas alterações, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira com a utilização de fontes renováveis de

energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.

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

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

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

(*) Não examinado pelos auditores independentes

NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

22.1 - Reserva Global de Reversão (RGR)

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

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

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

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR e utilizados na concessão de financiamentos às empresas do setor elétrico brasileiro, com juros de 5% ao ano. Em 2016, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 6.647.839 (R\$ 6.439.374 em 31 de dezembro de 2015), incluídos na rubrica Financiamentos e Empréstimos no passivo.

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

22.2 - Composição dos empréstimos e financiamentos:

31/12/2016								
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	1.037	60.639	30.321	4,40%	1.382	85.242	374.763
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,31%	4.607	469.378	360.566	2,31%	4.607	469.378	360.566
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,73%	15	4.349	199.347	2,73%	15	4.349	199.347
Eximbank	2,00%	433	61.287	30.633	2,00%	433	61.287	30.633
BNP Paribas	1,17%	362	114.476	457.904	1,17%	362	114.476	457.904
Outras		5.118	128.294	641.807		5.119	128.296	641.808
		11.573	838.423	1.720.577		11.918	863.028	2.065.021
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	109.546	-	3.259.100	6,87%	109.546	-	3.259.100
Vencimento 27/10/2021	5,75%	67.672	-	5.703.425	5,75%	67.672	-	5.703.425
		177.218	-	8.962.525		177.218	-	8.962.525
Outros								
MORGAN	-	-	-	-	-	-	-	10.846
LLOYDS	-	-	-	-	-	-	-	1.299
		-	-	-		-	-	12.145
		188.790	838.423	10.683.102		189.136	863.028	11.039.691
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão	-	-	-	6.647.839	-	-	-	6.647.839
Banco do Brasil	9,254	649.157	375.000		69.704	900.478	2.138.476	
Caixa Econômica Federal	5.784	405.723	3.209.908		112.956	1.088.475	9.230.810	
BNDES	550.353	750.000	2.006.192		595.993	1.160.612	8.890.627	
Banco da Amazônia	-	-	-	-	16.289	226.500	404.998	
Notas Promissórias	-	-	-	-	35.310	250.000	-	
Santander	-	-	-	-	-	177.311	354.622	
State Grid	-	-	-	-	-	-	318.471	
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	22.119	125.636	761.347	
		565.392	1.804.880	12.238.939		852.371	3.929.012	28.747.190
		754.182	2.643.303	22.922.041		1.041.507	4.792.040	39.786.881

31/12/2015								
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	1.943	72.653	108.979	4,40%	2.197	102.130	551.140
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,73%	6.462	562.372	994.374	2,73%	6.462	562.372	994.374
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,73%	19	-	251.800	2,73%	19	-	251.801
Eximbank	2,00%	839	71.186	106.769	2,00%	839	71.187	106.769
BNP Paribas	1,57%	396	136.192	685.780	1,57%	396	136.192	685.780
Outras		4.243	126.161	742.451		4.243	126.161	757.302
		13.902	968.564	2.890.153		14.156	998.042	3.347.166
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	114.839	-	3.904.800	6,87%	114.839	-	3.904.800
Vencimento 27/10/2021	5,75%	70.944	-	6.833.400	5,75%	70.944	-	6.833.400
		185.783	-	10.738.200		185.783	-	10.738.200
		199.685	968.564	13.628.353		199.939	998.042	14.085.366
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão	-	-	-	6.439.374	-	-	-	6.439.373
Banco do Brasil	9.925	140.935	3.859.065		76.226	402.598	5.861.368	
Caixa Econômica Federal	6.203	88.085	2.411.915		97.404	196.538	6.759.638	
BNDES	534.348	625.000	1.125.000		564.986	1.230.372	7.332.179	
Notas Promissórias	-	-	-	-	9.135	200.000	-	
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	-	249.208	1.695.888	
		550.476	854.020	13.835.354		747.751	2.278.716	28.088.446
		750.161	1.822.584	27.463.707		947.690	3.276.758	42.173.812

Controladora

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

do Brasil e R\$ 1.730.769 pela Caixa Econômica Federal. A primeira e a segunda parcela do desembolso terão carência de pagamento dos valores de principal até 24 de agosto de 2016 e 25 de novembro de 2016, respectivamente. A terceira parcela de desembolso, sacada em 30 de janeiro 2015, no valor de R\$ 2.000.000, sendo R\$ 1.230.769 desembolsada pelo Banco do Brasil e R\$ 769.231 pela Caixa Econômica Federal, teve carência de pagamento dos valores de principal até 25 de fevereiro de 2016.

Controlada Eletrosul

Em 7 de março de 2016, a controlada Eletrosul realizou a 2ª emissão de notas promissórias comerciais, em série única, composta por 500 notas promissórias comerciais, no valor nominal unitário de R\$ 500 mil, perfazendo o valor total de R\$ 250.000, com vencimento em 2 de março de 2017, remuneradas a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias do DI + spread de 3,5% a.a. Em 25 de janeiro de 2017, a Companhia efetuou a liquidação de 500 notas promissórias relativas a segunda emissão no valor total de R\$ 289.751 mil (principal + remuneração).

Controlada Eletronuclear

Em 28 de junho de 2013, foi assinado um contrato nº 0410.351-27/2013 entre a Controlada Eletronuclear e a Caixa Econômica Federal (CEF) no montante de R\$ 3.800.000, para financiamento de parte dos empreendimentos de Angra 3. O prazo do contrato é de 25 anos, a partir da data de assinatura, com a taxa de juros de 6,5% a.a. Em 21 de março de 2016, foi efetuado o segundo pedido de desembolso à CEF, no valor de R\$ 478.000.

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

Controlada Furnas

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

Controlada Eletronorte

A Administração da controlada Eletronorte aprovou, em 12 de janeiro de 2017, um empréstimo no valor de R\$ 500.000 junto à Caixa Econômica Federal por meio de Cédula de Crédito Bancário – CCB, com aval da Eletrobras, com intuito de reforço financeiro ao fluxo de

caixa da controlada (vide nota explicativa 48). A linha de crédito será disponibilizada na medida em que se fizer necessária a captação.

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

As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras, estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2016 é de 9,65% a.a. (9,40% a.a. em 2015), e possuem o seguinte perfil:

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	31/12/2016		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2015	
	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%
Moeda estrangeira								
USD não indexado	9.231.738	35%	11.108.635	37%	9.242.584	20%	11.121.630	24%
USD com LIBOR	2.182.512	8%	3.257.353	11%	2.551.902	6%	3.729.245	8%
EURO	203.712	1%	251.820	1%	203.712	0%	251.820	1%
IENE	92.353	0%	178.794	1%	92.353	-	178.794	-
Outros	-	-	-	-	1.304	-	1.858	-
Subtotal	11.710.315	44%	14.796.602	49%	12.091.855	27%	15.283.347	33%
Moeda nacional								
CDI	6.286.018	24%	6.516.128	22%	12.701.548	28%	11.410.983	25%
IPCA	-	-	-	-	531.933	-	532.754	1%
TJLP	-	-	-	-	10.063.827	22%	6.594.316	14%
SELIC	1.675.353	6%	2.284.348	8%	1.675.353	4%	2.636.254	6%
Outros	-	-	-	-	1.359.417	3%	3.287.732	7%
Subtotal	7.961.371	30%	8.800.476	29%	26.332.078	58%	24.462.039	53%
Não Indexado	6.647.840	25%	6.439.374	21%	7.196.495	16%	6.652.874	14%
Total	26.319.526	100%	30.036.452	100%	45.620.428	100%	46.398.260	100%

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

	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022	Total
Controladora	3.573.594	5.816.443	2.251.328	7.656.691	1.071.166	2.552.818	22.922.041
Consolidado	6.439.604	7.745.876	3.697.570	8.849.279	7.481.779	5.572.772	39.786.881

22.4 – Operação de arrendamento mercantil financeiro:

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

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
Menos de um ano	212.698	209.226
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902
Mais de cinco anos	714.854	924.081
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	(594.950)	(718.054)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	1.169.504	1.252.155
 Menos de um ano	 136.662	 132.972
Mais de um ano e menos de cinco anos	558.094	431.363
Mais de cinco anos	474.748	687.820
Valor presente dos pagamentos	1.169.504	1.252.155

22.5 – 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 31/12/2016	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.275.156	22.752	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.218.880	12.189	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	348.251	3.483	15/01/2042
		Garantia de Fiel Cumprimento de Contrato		15,00%	39.225	39.225	392	30/04/2019
Eletrobras	Norte Energia		SPE					
Eletrobras	Rouar	CAF	SPE	50,00%	31.833	31.833	318	30/09/2017
Eletrobras	Mangue Seco 2	BNB	SPE	49,00%	40.951	36.132	361	14/10/2031
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	874.307	8.743	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	244.931	2.449	15/01/2035
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	890.130	8.901	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	239.625	2.396	15/01/2035
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	223.419	100.313	1.003	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	126.221	54.213	542	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	170.029	27.544	275	15/10/2018
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	Corporativo	100,00%	182.417	138.514	1.385	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	182.417	138.534	1.385	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	127.838	1.278	15/07/2026
		BNDES/Banco do Brasil		100,00%	50.000	11.741	117	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia		Corporativo					
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BDRE	Corporativo	100,00%	50.000	11.711	117	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	23.551	236	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	24.590	246	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	173.333	1.733	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	41.898	31.327	313	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	9.413	7.670	77	15/08/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	12.000	7.941	79	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	10.565	106	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	195.696	1.957	15/11/2023
Eletrosul	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	336.361	3.364	15/02/2036
		BNDES/Banco do Brasil		24,50%	294.000	333.196	3.332	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires		SPE					
		Emissão de Debêntures		24,50%	160.680	170.199	1.702	30/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	49,00%	91.943	22.206	222	15/06/2030
Eletrosul	Chuí Holding	BNDES	SPE	49,00%	186.082	179.100	1.791	15/12/2031
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de	BNDES	SPE	80,00%	209.974	180.788	1.808	15/07/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de	Emissão de	SPE	80,00%	62.040	88.054	881	15/09/2026
Eletrosul	Costa Oeste Transmissora de Energia	BNDES	SPE	49,00%	17.846	14.962	150	01/11/2022
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	197.950	215.684	2.157	16/06/2031
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BRDE	SPE	49,00%	98.000	108.290	1.083	16/06/2031
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	44.100	55.678	557	15/06/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea do Brasil	BNDES	SPE	51,00%	252.108	231.974	2.320	15/02/2029
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KFW	Corporativo	100,00%	29.854	45.709	457	30/12/2038
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KFW	Corporativo	100,00%	136.064	157.988	1.580	30/12/2042
Eletrosul	Complexo Eólico Livramento - Entorno II	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	212.844	2.128	07/08/2017
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul 2	BTG Pactual	Corporativo	100,00%	250.000	285.310	2.853	02/03/2017
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.566	109.042	1.090	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.764	49.474	495	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.590	109.080	1.091	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.775	47.854	479	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S/A	BNDES	SPE	99,99%	93.367	92.933	929	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S/A	BRDE	SPE	99,99%	40.703	40.771	408	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Chuí IX S/A	BNDES	SPE	99,99%	31.561	31.414	314	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Chuí IX S/A	BRDE	SPE	99,99%	13.758	13.781	138	15/06/2032
Eletronorte	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	7.859	79	15/11/2024
Eletronorte	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	20.069	201	15/11/2024
Eletronorte	Ribeiro Gonçalves/Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	57.300	573	03/06/2031
Eletronorte	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	19.860	199	10/01/2029
Eletronorte	Subestação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	6.567	66	15/03/2028
Eletronorte	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	21.539	215	15/08/2028
Eletronorte	Ampliação da Subestação Lechuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	24.878	249	15/10/2028
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	49,00%	514.500	458.514	4.585	15/12/2029
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	Emissão de	SPE	49,00%	98.000	139.868	1.399	15/09/2026
Eletronorte	Linha Verde Transmissora	BASA	Corporativo	100,00%	185.000	201.441	2.014	10/11/2032
Eletronorte	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.300	95.822	958	15/12/2026
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	505.477	390.994	3.910	15/11/2028
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	201.375	2.014	15/10/2031
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	214.959	2.150	10/07/2031

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/12/2016	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletronorte	Rio Branco Transmissora	BNDES	Corporativo	100,00%	138.000	109.763	1.098	15/03/2027
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	36.975	370	01/02/2029
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	29.411	294	15/05/2026
Eletronorte	Rei dos Ventos 1 Eolo	BNDES	SPE	24,50%	30.851	26.829	268	15/10/2029
Eletronorte	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	26.936	269	15/10/2029
Eletronorte	Rei dos Ventos 3	BNDES	SPE	24,50%	32.533	28.276	283	15/10/2029
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	Itau BBA	SPE	24,50%	49.735	49.854	499	26/04/2017
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	Santander	SPE	24,50%	49.000	49.119	491	26/04/2017
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	318.795	3.188	28/07/2029
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	ABC	SPE	24,50%	18.375	19.264	193	31/05/2017
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	Bank of China	SPE	24,50%	6.125	6.310	63	30/04/2017
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	PINE	SPE	24,50%	6.125	6.392	64	31/05/2017
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	China Construction Bank	SPE	24,50%	93.100	96.894	969	31/03/2017
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	ICBC	SPE	24,50%	9.800	9.849	98	30/06/2017
Eletronorte	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	3.030.508	30.305	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.623.548	16.235	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	463.871	4.639	15/01/2042
Eletronorte	Implantação do PAR e PMIS	BNDES	Corporativo	100,00%	361.575	322.784	3.228	15/12/2023
Eletronorte	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	283.411	245.676	2.457	15/08/2028
Eletronorte	Reforço à Estrutura de Capital de Giro	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	391.658	3.917	30/04/2019
Eletronorte	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	175.203	1.752	15/06/2038
Eletronuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.146.256	3.480.338	34.803	15/06/2036
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	874.307	8.743	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	244.931	2.449	15/01/2035
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	890.130	8.901	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	239.625	2.396	15/01/2035
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.195	62.284	623	15/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.275.156	22.752	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.218.880	12.189	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	348.251	3.483	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	77.112	771	10/07/2032
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	376.324	3.763	15/02/2030
Chesf	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	122.200	1.222	18/03/2025
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	256.404	2.564	28/09/2018
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 2	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	253.531	2.535	27/02/2019
Chesf	IE Garanhuns S/A	BNDES	SPE	49,00%	175.146	154.009	1.540	15/12/2028
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 3	BNDES	Corporativo	100,00%	727.560	393.417	3.934	15/06/2029
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 4	BNDES	Corporativo	100,00%	475.454	238.320	2.383	15/06/2029
Chesf	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	175.203	1.752	15/06/2038
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 5	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	202.616	2.026	06/09/2021
Fumas	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	150.921	1.509	15/12/2025
Fumas	UHE Simplicio	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	647.658	6.477	15/07/2026
Fumas	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	100,00%	60.153	36.357	364	15/07/2026
Fumas	DIVERSOS	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	758.618	7.586	31/10/2018
Fumas	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	220.535	2.205	07/02/2018
Fumas	Projetos de Inovação	FINPE	Corporativo	100,00%	268.503	161.366	1.614	15/11/2023
Fumas	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	379.973	3.800	06/12/2023
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.594.159	1.999.596	19.996	15/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.574.659	2.064.091	20.641	15/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	238.746	2.387	15/12/2030
Fumas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	163.800	218.533	2.185	24/01/2023
Fumas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	273.000	242.225	2.422	01/03/2024
Fumas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	435.508	376.498	3.765	15/09/2027
Fumas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	217.754	190.533	1.905	15/09/2027
Fumas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	4.009	2.861	29	15/09/2027
Fumas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	8.929	89	15/04/2023
Fumas	Rei dos Ventos 1 Eolo	BNDES	SPE	24,50%	30.851	26.829	268	15/10/2029
Fumas	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	26.936	269	15/10/2029
Fumas	Rei dos Ventos 3	BNDES	SPE	24,50%	32.533	28.276	283	15/10/2029
Fumas	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	77.112	771	10/07/2032
Fumas	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	376.324	3.763	15/02/2030
Fumas	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	122.200	1.222	18/03/2025
Fumas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	336.361	3.364	15/02/2036
Fumas	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	333.196	3.332	15/02/2036
Fumas	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	160.680	197.578	1.976	31/05/2032

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento*	Saldo Devedor em 31/12/2016	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	2.418	1.759	18	15/05/2023
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	5.536	4.655	47	15/03/2028
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	318.471	3.185	28/07/2029
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	ABC	SPE	24,50%	18.375	19.264	193	31/05/2017
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	Bank of China	SPE	24,50%	6.125	6.310	63	30/04/2017
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	PINE	SPE	24,50%	6.125	6.313	63	31/05/2017
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	China Construction Bank	SPE	24,50%	93.100	96.894	969	31/03/2017
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	ICBC	SPE	24,50%	9.800	9.849	98	30/06/2017
Furnas	Mata de Santa Genebra	Emissão de Debêntures	SPE	49,90%	234.031	244.019	2.440	30/06/2017
Furnas	Plano de Investimentos 2012-2014	BNDES	Corporativo	100,00%	441.296	224.125	2.241	15/06/2029
Furnas	Empresa de Energia São Manoel	BNDES	SPE	33,33%	437.996	345.656	3.457	12/12/2038
Furnas	Empresa de Energia São Manoel	Emissão de Debêntures	SPE	33,33%	93.332	98.119	981	15/12/2018
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	2.405.979	2.831.333	28.313	30/01/2025
Eletroacre	Eletroacre	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	91.774	82.979	830	30/01/2025
Boa Vista	Boa Vista	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	19.320	16.101	161	31/12/2024
Cepisa	Projeto Corporativo	CEF	Corporativo	100,00%	94.906	50.749	507	30/08/2026
Ceal	Projeto Corporativo Ceal	Banco IBM S/A	Corporativo	100,00%	10.736	6.742	67	31/12/2019
Total					47.014.782	44.813.837	448.138	

A Companhia registrou na rubrica provisões operacionais no passivo não circulante o valor justo referente aos montantes garantidos pela Companhia sobre recursos já liberados pelos bancos financiadores. A provisão é efetuada com base no valor justo da garantia da Eletrobras, conforme demonstrado abaixo:

Valor Provisionado:

Garantia devida em 31/12/2014	387.960
Movimentação no período	30.266
Garantia devida em 31/12/2015	418.226
Movimentação no período	29.912
Garantia devida em 31/12/2016	448.138

- 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 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%).
- 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 MW*. A Companhia é interveniente anuente em financiamentos junto ao BNDES e ao Banco da Amazônia, limitada a interveniência à participação de Furnas (39%).

- d) 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%).
- e) Norte Brasil Transmissora de Energia – SPE, com participação da Eletronorte (49%) tem como objetivo a implantação, operação e manutenção da LT Porto Velho/Araraquara, com extensão de 2.375 km*.
- f) Manaus Transmissora de Energia – SPE, que tem participação da Eletronorte (30%) e Chesf (19,5%) tem como objetivo implementar e operar 4 subestações e uma linha de transmissão de 585 km* (LT Oriximiná/Itacoatiara/Cariri). A Companhia presta garantias em dois financiamentos neste empreendimento (BASA e BNDES).
- g) 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.
- h) 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.
- i) Angra III – A Companhia é garantidora no financiamento da Eletronuclear junto ao BNDES, para a construção do empreendimento corporativo da UTN Angra III.
- j) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte). A Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia.
- k) Teles Pires – sociedade de propósito específico, com participação da Eletrosul (24,5%), Furnas (24,5%), Neoenergia (50,1%) e Odebrecht Energia (0,9%). Possui potência instalada de 1.820 megawatts, energia suficiente para abastecer uma população de 5 milhões de habitantes.
- l) Amazonas D - é uma sociedade de capital fechado, controlada da Companhia. Atuando como responsável pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica a 22 municípios do Estado do Amazonas.

(*) Não examinado pelos auditores independentes

NOTA 23 – DEBÊNTURES

CONSOLIDADO							
Controlada	Emissora	Data de Emissão	Principais características	Tx de juros	Vencimento	Saldo em 31/12/2016	Saldo em 31/12/2015
Eletronorte	Emitidas pela ETE (incorporada pela Eletronorte em março de 2014)	06/2011	Subscrição particular de primeira Emissão da Controlada escrituradas em favor do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia - FDA, e mantidas sob custódia do agente operador do contrato, o Banco da Amazônia S.A., com garantia real e fidejussória por fiança, em quatro séries, todas elas conversíveis em ações da SPE, com ou sem direito a voto.	TJLP + 1,65% a.a.	10/07/2031	201.375	219.803
Eletrosul	SPE Chuí IX - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfica, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	-	25.807
Eletrosul	SPE Chuí IX - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfica, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	-	11.355
Eletrosul	SPE Hermenegildo I - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfica, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	-	81.751
Eletrosul	SPE Hermenegildo I - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfica, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	-	33.073
Eletrosul	SPE Hermenegildo II - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfica, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	-	81.751
Eletrosul	SPE Hermenegildo II - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfica, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	-	17.673
Eletrosul	SPE Hermenegildo III - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfica, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	-	69.039
Eletrosul	SPE Hermenegildo III - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfica, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	-	22.222
						201.375	562.474
Total do Passivo Circulante						12.442	357.226
Total do Passivo Não Circulante						188.933	205.248

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 2016, a R\$ 509.133 (R\$ 523.635 em 31 de dezembro de 2015), dos quais R\$ 460.940 no não circulante (R\$ 46 6.005 em 31 de dezembro de 2015).

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	
	31/12/2016	31/12/2015
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	48.193	57.630
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	460.940	466.005
TOTAL	509.133	523.635

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 termoeletrica, especialmente na Região Norte do país.

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

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
Ativo Circulante	195.966	195.966
Ativo Não Circulante	6.919	13.331
Total	202.885	209.297
Passivo Circulante	-	-
Passivo Não Circulante	482.179	452.948
Total	482.179	452.948

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

Em 23 de junho de 2016, a Medida Provisória nº 735 estabelece que, a partir de 1º de janeiro de 2017, as atividades relacionadas à gestão e administração dos fundos setoriais RGR, CDE e CCC serão transferidos para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Em 17 de novembro de 2016, esta medida provisória foi convertida na Lei 13.360 estabelecendo

que até 30 de abril de 2017 as atividades relacionadas à gestão e administração destes fundos serão transferidos para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

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

26.1- Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Passivo circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF)	37.239	30.364	288.537	239.721
PASEP e COFINS	-	250.273	314.435	577.998
ICMS	-	-	214.385	211.659
PAES / REFIS	-	-	175.462	185.441
IR/ CS parcelamento	-	-	37.679	-
INSS/FGTS	1.451	-	134.907	139.792
ISS	-	-	41.585	40.844
Outros	2.864	-	129.099	161.123
Total	41.554	280.637	1.336.089	1.556.578

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Passivo não circulante:				
PASEP e COFINS	-	-	204.284	75.323
PASEP e COFINS Diferidos	2.222	181.991	40.319	181.991
PAES / REFIS	-	-	589.200	595.691
IR/ CS parcelamento	-	-	135.016	-
INSS/FGTS	-	-	32.847	31.884
Outros	-	-	58.214	15.420
Total	2.222	181.991	1.059.880	900.309

26.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	357.503	150.749	447.236	431.712
Contribuição Social corrente	129.102	45.251	159.612	149.632
	486.605	196.000	606.848	581.344
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	320.560	733.289	8.305.606	1.003.796

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

	CONTROLADORA			
	31/12/2016		31/12/2015	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	3.452.678	3.452.678	(13.792.291)	(13.792.291)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(863.170)	(310.741)	3.448.073	1.241.306
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	25.378	9.136	15.511	5.584
Equivalência patrimonial	5.116.152	1.841.815	(1.469.836)	(529.141)
Passivo a descoberto em controladas	(3.038.777)	(1.093.960)	-	-
Compensação Prejuízo Fiscal	153.693	55.329	53.870	19.393
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(1.314.469)	(473.209)	(2.436.744)	(877.228)
Doações	(25.516)	(9.186)	(41.301)	(14.868)
Demais adições e exclusões	(72.686)	(26.568)	(47.011)	(16.924)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(19.395)	(7.384)	(477.438)	(171.878)
Alíquota efetiva	0,56%	0,21%	3,46%	1,25%

	CONSOLIDADO			
	31/12/2016		31/12/2015	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	12.024.095	12.024.095	(14.243.546)	(14.243.546)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(3.006.024)	(1.082.169)	3.560.887	1.281.919
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de dividendos	25.838	9.301	15.563	20.350
Equivalência patrimonial	778.512	280.264	132.862	47.830
Compensação Prejuízo Fiscal	172.498	62.099	207.389	61.529
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(3.544.505)	(1.285.661)	(4.208.992)	(1.463.822)
Incentivos Fiscais	185.217	-	18.088	-
Doações	(35.439)	(12.758)	-	-
Demais adições e exclusões	(798.670)	(259.323)	(308.812)	(74.903)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(6.222.573)	(2.288.247)	(583.015)	(127.097)
Alíquota efetiva	51,75%	19,03%	4,09%	0,89%

26.4- Incentivos Fiscais - SUDENE

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

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

26.5- Parcelamento Especial - PAES

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

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

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

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

26.7- PASEP e COFINS Diferidos sobre Variação Cambial Ativa

Em 1º de abril de 2015 foi publicado o Decreto nº 8.426 que restabeleceu para 0,65% e 4%, respectivamente, as alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre as receitas financeiras auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas ao regime de incidência não cumulativa, com vigência a partir de 1º de julho de 2015.

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

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

Neste contexto, devido ao diferimento na tributação da variação cambial para o momento da liquidação da operação, a Controladora mantém no passivo não circulante PIS/PASEP e COFINS diferidos, em 31 de dezembro de 2016, os montantes de R\$ 311 (R\$ 25.440 em 31 de dezembro de 2015) e R\$ 1.911 (R\$ 156.551 em 31 de dezembro de 2015), respectivamente.

NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	56.083	154.753
Quota CDE	53.733	38.979
Quota PROINFA	14.152	45.819
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	72.456	56.932
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	29.819	5.223
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	126.071	356.920
Programa de Eficiência Energética - PEE	258.590	24.397
Outros	36.297	12.377
	<u>647.201</u>	<u>695.400</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	21.093	8.184
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	528.865	404.623
Programa de Eficiência Energética - PEE	65.295	49.388
	<u>615.253</u>	<u>462.195</u>
TOTAL	<u>1.262.454</u>	<u>1.157.595</u>

27.1 - Reserva global de Reversão - RGR

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das Empresas Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, mediante uma quota denominada Reversão e Encampação de Serviços de Energia Elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço das concessionárias.

As concessionárias recolhem suas quotas anuais ao Fundo, não controlado pela Companhia, em conta bancária vinculada, administrada pela Companhia, que movimenta a conta nos limites previstos na Lei 5.655/1971 e alterações posteriores, também não refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia, posto tratar-se de entidade autônoma em relação à Companhia.

Conforme art. 20 da Lei nº 12.431, de 2011, a vigência deste encargo, cuja extinção estava prevista para o final do exercício de 2010, foi prorrogada até 2035. Com a edição da Lei 12.783/2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, foram desobrigadas ao recolhimento das quotas anuais da RGR:

- a) As concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;
- b) As concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e
- c) As concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013.

27.2 - Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é destinada a promover o desenvolvimento energético dos estados, a projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, ao

programa subvenção aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada.

Criada em 26 de abril de 2002, a CDE é gerida pela Companhia, cumprindo programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia, não afetando o resultado da Companhia.

A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional.

A partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

27.3 – PROINFA

Programa do Governo Federal para o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira e incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, é gerenciado pela companhia e busca soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia.

O PROINFA prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW* de capacidade instalada. As usinas do programa respondem pela geração de aproximadamente 12.000 GWh/ano - quantidade capaz de abastecer cerca de 6,9 milhões de residências e equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW* contratados estão divididos em 1.191,24 MW* provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 1.422,92 MW* de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW* de 27 usinas a base de biomassa. Essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Companhia. As operações no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia (sendo esta a responsável pelo pagamento).

(*) Não examinado pelos auditores independentes

27.4 - Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos

A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos para fins de geração de energia elétrica foi instituída pela Constituição Federal de 1988 e trata-se de um percentual que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos. A ANEEL gerencia a arrecadação e a distribuição dos recursos entre os beneficiários: Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União.

Conforme estabelecido na Lei 8.001, de 13 de março de 1990, com modificações dadas pelas Leis 9.433/1997, 9.984/2000 e 9.993/2000, são destinados 45% dos recursos aos Municípios atingidos pelos reservatórios das UHEs, enquanto que os Estados têm direito a outros 45%. A União fica com 10% do total. Geradoras caracterizadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), são dispensadas do pagamento da compensação financeira.

As concessionárias pagam 6,75% do valor da energia produzida a título de Compensação Financeira.

27.5 - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica foi criada, pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto 2.410, de 28 de novembro de 1997, com a

finalidade de constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

A TFSEE equivale a 0,5% do valor econômico agregado pelo concessionário, permissionário ou autorizado, inclusive no caso de produção independente e autoprodução, na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

A TFSEE é devida desde 1º de janeiro de 1997, sendo fixada anualmente pela ANEEL e paga em doze cotas mensais.

27.6 – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

As concessionárias de energia elétrica estão obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida ajustada, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

Os recursos do P&D têm a finalidade de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

Atendendo determinação dos citados dispositivos legais, em contrapartida aos lançamentos registrados no passivo, as concessionárias contabilizam no resultado, em pesquisa e desenvolvimento, como dedução da receita operacional.

NOTA 28 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Circulante				
Dividendos não reclamados	24.339	40.518	25.312	41.333
Dividendos retidos exercícios anteriores	-	1.960	1.837	42.735
Dividendos mínimos obrigatórios do exercício	433.963	-	435.742	8
	<u>458.302</u>	<u>42.478</u>	<u>462.891</u>	<u>84.076</u>

28.1 – Dividendos Retidos de Exercícios Anteriores

O Conselho de Administração da Companhia deliberou, em janeiro de 2010, pelo pagamento do saldo da Reserva Especial de Dividendos não Distribuídos, em quatro parcelas anuais, a partir do exercício de 2010, inclusive.

28.2 – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante em 31 de dezembro de 2016, contém a parcela de R\$ 24.339 (R\$ 40.518 em 31 de dezembro de 2015) na controladora e R\$ 25.312 (R\$ 41.333 em 31 de dezembro de 2015) no consolidado, referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2013, 2014 e 2015. A remuneração relativa ao exercício de 2011 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

28.3 – Dividendos mínimos obrigatórios do exercício

O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio (vide Nota 36).

NOTA 29 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

29.1 Benefício pós-emprego

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

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

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

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 2016.

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

Obrigações de benefício pós emprego - valores reconhecidos no balanço patrimonial	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Planos de benefícios previdenciários	408.039	265.590	2.214.342	1.693.130
Planos de saúde e seguro de vida	15.628	9.933	253.212	272.296
Outras obrigações de benefícios pós-emprego	-	-	8.093	8.259
Total das obrigações de benefício pós emprego	423.667	275.523	2.475.647	1.973.685
Circulante	29.632	22.557	107.571	114.861
Não circulante	394.035	252.966	2.368.076	1.858.824

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	
	2016	2015	2016	2015
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	1.988.849	1.650.165	21.682.893	17.867.309
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.586.720)	(1.474.504)	(22.025.946)	(18.905.009)
Passivo/(Ativo) líquido	402.129	175.661	(343.054)	(1.037.700)
Efeito de restrição sobre o ativo	-	-	2.077.026	1.890.266
Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano	74.649	90.229	1.397.984	842.672
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	-	-	15.479	58.543
Outros benefícios previdenciários	5.911	89.929	171.289	99.214
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	408.039	265.590	2.214.342	1.693.130
Custo de serviço corrente líquido	(1.300)	(965)	(71.682)	(53.494)
Custo de juros líquidos	21.824	44.388	103.593	125.220
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	20.524	43.423	31.911	71.727

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

	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	15.628	9.933	253.212	272.296
Valor justo dos ativos do plano (-)	-	-	-	-
Passivo/(Ativo) líquido	15.628	9.933	253.212	272.296
Valor de passivo/(ativo) de outros benefícios pós-emprego	15.628	9.933	253.212	272.296
Custo de serviço corrente	1.265	1.383	13.711	14.147
Custo de juros líquidos	1.535	1.487	35.601	43.639
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	2.345	2.870	49.312	57.786

b) Divulgação de Benefícios Definidos Previdenciários

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais

	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.650.165	1.856.603	17.867.309	18.494.073
Controlada mantida para venda (*)	-	-	-	(68.269)
Custo de serviço corrente	3.546	3.628	75.475	86.483
Juros sobre a obrigação atuarial	207.224	216.116	2.262.079	2.167.943
Benefícios pagos no ano (-)	(201.599)	(182.569)	(1.576.185)	(1.455.594)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	329.513	(243.614)	3.054.215	(1.357.326)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	213.883	25.321
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	206.566	(130.252)	2.723.761	(1.309.909)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	122.947	(113.363)	116.571	(72.738)
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	1.988.849	1.650.165	21.682.893	17.867.309

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor justo dos ativos dos planos:

Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação e composição do valor justo dos ativos	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Valor justo dos ativos no início do ano	1.474.504	1.483.624	18.905.009	19.300.597
Controlada mantida para venda (*)	-	-	-	(63.327)
Benefícios pagos durante o exercício (-)	(201.599)	(182.569)	(1.576.185)	(1.455.594)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	4.846	4.594	147.157	139.977
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	45.349	15.451	281.376	211.355
Rendimento esperado dos ativos no ano	185.400	171.729	2.423.501	2.291.003
Ganho/(Perda) sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	78.220	(18.324)	1.845.088	(1.519.001)
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.586.720	1.474.504	22.025.946	18.905.009
Rendimento efetivo dos ativos no ano	263.620	153.404	4.268.589	772.002

* Aquisição/ classificação como ativo mantido para venda de controlada (Vide Nota 43)

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

	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	262.758	81.783	3.482.507	2.321.962
	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício líquidos dos impostos diferidos - Programa Previdenciário	(180.974)	248.760	(1.160.545)	(376.887)

c) Divulgação de Outros Benefícios Pós-Emprego

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Outros benefícios pós-emprego - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Valor das obrigações atuariais no início do ano	9.933	12.182	272.296	364.821
Custo de serviço corrente	1.265	1.383	13.187	14.147
Juros sobre a obrigação atuarial	1.535	1.487	34.855	43.639
Benefícios pagos no ano	-	-	(30.013)	(11.249)
Custos de exercícios anteriores	1.618	-	-	-
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	1.277	(5.119)	(37.113)	(139.062)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	(3.190)	(29.682)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	813	(560)	27.039	(49.624)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	464	(4.559)	(62.580)	(59.756)
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	15.628	9.933	253.212	272.296

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

	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	(19.218)	(23.731)	9.213	46.326
	Controladora		Consolidado	
	2016	2015	2016	2015
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	(2.895)	5.119	37.113	139.062

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		
	2016	2015
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	10,95% a 11,17%	13,16% a 13,27%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	5,70% a 5,91%	7,26% a 7,36%
Projeção de aumento médio dos salários	4,97% a 9,02%	5,50% a 9,57%
Projeção de aumento médio dos benefícios	4,97%	5,50%
Taxa anual real de evolução custos médicos	0% a 4,43%	0% a 6,18%
Taxa média de inflação anual	4,97%	5,50%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (ii)	10,95% a 11,17%	13,16% a 13,27%

Hipóteses Demográficas		
	2016	2015
Taxa de rotatividade	0%; GAMA - Exp. Rotatividade; T1 Service Table Suav. 20%; 80% T1 Service Table	0%; 2,80%; 80% T1 Service Table
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 BASIC; AT-83 BASIC F; AT-2000 (D10%/D5%/D30%); AT-2000 (suavizada 10%);	AT-2000; AT-2000 BASIC; AT-83 BASIC F; AT-2000 (D10%); AT-2000 (suavizada 10%); AT-83 BASIC M
Tábua de mortalidade de inválidos	AT- 83; AT-83 (suav. 10%); AT-49 DES 2 anos; MI-85; AT-49 M; AT- 49 M&F; AT-49 (M&F) AGR 100%; RP - 2000 Disable; AT - 83M (desagravada em 5%); RP 2000 Disable M&F; RRB - 1983	AT- 83; AT-83 (D10%); AT-49 DES 2 anos; MI-85; AT-49 M; AT- 49 M&F; AT-49 (M&F) AGR 100%; RP - 2000 Disable; AT - 83M (desagravada em 5%); RP 2000 Disable M&F; RRB - 1983
Tábua de invalidez	Light Fraca, Média e Forte; Alvaro Vindas	Light Fraca, Média e Forte; Muller; Alvaro Vindas; TASA-1927 (Suavizada 30%)
% de casados na data de aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre homens e mulheres	4 anos	4 anos

(i) Taxa de juros de longo prazo

(ii) Representa as taxas máximas e mínimas de retorno de ativos dos planos

A definição dessa taxa considerou à prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios, no chamado conceito de *Duration*.

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do plano BD em 31 de dezembro de 2016 foi de R\$ 263.620 (R\$ 153.404 em 2015) na Controladora e R\$ 4.268.589 (R\$ 772.002 em 2015) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2016, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 18.562 (R\$ 16.983 em 2015) e R\$ 214.783 (R\$ 213.626 em 2015) no Consolidado.

Em 31 de dezembro de 2016, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 45.349 (R\$ 15.451 em 2015) e R\$ 259.196 (R\$ 211.355 em 2015) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$ 93.253 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 325.635 no Consolidado.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido da Controladora é de 7,49 anos e a média do Consolidado ponderada pelas obrigações é de 9,42 anos.

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

Controladora

Em 31 de dezembro de 2016	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	182.843	180.705	521.555	2.564.404	3.449.507

Consolidado

Em 31 de dezembro de 2016	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	1.578.766	1.578.991	4.713.361	32.743.493	40.614.611

f) As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são: taxa de desconto, custo médico 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\$39.922 (aumento de R\$41.441).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$48.682 (redução de R\$49.476).
- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 52 (redução de R\$51).

Consolidado

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 516.154 (aumento de R\$538.965).
- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 4.278 (aumento de R\$4.509).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$422.940 (redução de R\$433.452).

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	
	2016	2015	2016	2015
Valores Disponíveis Imediatos	83	8	10.361	1.508
Realizáveis	142.347	123.083	913.902	888.620
Crédito de Depósitos Privados	213.464	198.122	364.800	393.107
Investimentos em Renda Fixa	814.464	716.942	16.409.421	13.723.072
Investimentos em Renda Variável	162.490	134.653	2.545.552	2.126.328
Investimento em Fundos	190.278	194.643	1.231.716	1.159.361
Investimentos Imobiliários	131.019	134.367	823.129	841.652
Investimentos Estruturados	-	-	451.874	385.741
Empréstimos e Financiamentos	81.383	77.585	563.357	526.007
Outros	2.210	2.099	76.172	89.360
(-) Recursos a receber do patrocinador	(81.291)	(42.995)	(421.767)	(408.644)
(-) Exigíveis Operacionais	(5.906)	(7.671)	(111.563)	(97.585)
(-) Exigíveis Contingenciais	(9.891)	(7.085)	(503.233)	(437.104)
(-) Fundos de Investimentos	(5.172)	(4.316)	(117.356)	(91.827)
(-) Fundos Administrativos	(48.758)	(44.931)	(192.172)	(167.243)
(-) Fundos Previdenciais	-	-	(18.249)	(27.344)
Total dos ativos	1.586.720	1.474.504	22.025.946	18.905.009

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 dos investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

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 e da ocorrência de obrigação presente em função de evento passado, auxiliada por de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como perda provável, além de atender a condição de obrigação presente vinculada a evento passado e serem passíveis de razoável mensuração 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, 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, conforme julgamento realizado pela administração da Companhia e de suas controladas, amparadas em seus consultores jurídicos, como suficientes para cobrir eventuais perdas em processos judiciais.

Na data de encerramento destas demonstrações financeiras, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza, consideradas pela Administração da Companhia como sendo de risco de desembolso futuro provável:

a) Contingências prováveis:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
CIRCULANTE				
Trabalhistas	950	492	39.373	21.100
Tributárias	-	-	4.415	-
Cíveis	755.861	542.853	1.039.687	569.625
	<u>756.811</u>	<u>543.345</u>	<u>1.083.475</u>	<u>590.725</u>
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	457.097	165.712	1.369.292	984.066
Tributárias	-	-	586.429	644.466
Cíveis	13.216.976	8.736.188	17.690.233	11.927.597
	<u>13.674.073</u>	<u>8.901.900</u>	<u>19.645.954</u>	<u>13.556.129</u>
	<u>14.430.884</u>	<u>9.445.245</u>	<u>20.729.429</u>	<u>14.146.854</u>

Estas provisões tiveram, neste período, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2015	<u>9.445.245</u>	<u>14.146.854</u>
Constituição de provisões	3.967.421	6.598.015
Reversão de provisões	(1.547.600)	(2.721.344)
Atualização Monetária	3.075.306	3.505.998
Baixas	-	(60.733)
Pagamentos	(509.490)	(739.363)
Saldo em 31/12/2016	<u>14.430.884</u>	<u>20.729.429</u>

a.1) Ações judiciais cíveis

Controladora

i. Reclamação de Correção Monetária sobre o Empréstimo Compulsório

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

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

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

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

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

No terceiro trimestre de 2015, o STJ proferiu decisões definindo parâmetros para a metodologia de cálculo das execuções referentes ao empréstimo compulsório, acatando algumas alegações da Eletrobras, mas não a sua integralidade, o que ensejou ajustes na metodologia de cálculo da Eletrobras e na classificação de risco dessas ações.

A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na Controladora, no valor de R\$ 13.901.602 em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 9.279.041 em 31 de dezembro de 2015) referente a esses processos.

ii. Amazonas GT e Eletrobras

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

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

Em específico a esses contratos de fornecimento de energia no qual a Eletrobras se figura como fiadora, a Companhia mantém a provisão de R\$ 531.198 (R\$ 484.254 em 31 de dezembro de 2015) lastreada no ativo de mesmo montante junto à controlada Amazonas GT.

iii. Amazonas D e Eletrobras

Processo que discute eventuais atrasos no pagamento pela Amazonas D ao Produttore Independente de Energia (PIE) Companhia Energética Manauara S/A. Assim, como a Eletrobras foi incluída no polo passivo, por ter se obrigado como fiadora e devedora principal desse contrato de fornecimento de energia, em 31 de dezembro de 2016 a Companhia apresenta o montante de R\$ 12.635 (R\$ 144.487 em 31 de dezembro de 2015) provisionados em seu contingenciamento.

Consolidado

1) CGTEE

Postula o Banco KFW a cobrança das obrigações oriundas dos empréstimos em desfavor da CGTEE, a qual figura como avalista do referido empréstimo, considerando as amortizações vencidas (contabilizadas as multas contratuais), juros de empréstimos vencidos, juros de mora sobre amortizações vencidas e indenizações por danos. A CGTEE não reconhece os avais, havendo, inclusive, ação em tramite com provas da falsidade dos avais. A CGTEE recebeu o Ofício nº 2677/2013/CGCI-DRCI-SNJ-MJ, de 12/04/2013, do Ministério da Justiça, que encaminha a Carta Rogatória de notificação de ação de cobrança do KFW junto ao Tribunal Regional de Frankfurt. A garantia de 4 (quatro) contratos da Usina Termelétrica Winimport S/A. Já foram realizadas 3 audiências na Alemanha. Foi comunicada a sentença condenatória de 20/05/2016 da Eletrobras CGTEE em favor de KFW no valor estimado de EUR 69.708. A apelação foi interposta em 23/06/2016. As razões da apelação foram apresentados em 27/09/2016. A etapa seguinte será a manifestação do KFW acerca do recurso. A probabilidade de perda para esse processo é provável e o valor referente ao mesmo é de R\$ 235.668, provisionado em 31 de dezembro de 2016.

2) Chesf

i. Declaração de Nulidade

A Chesf é autora de uma ação na qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A. (rés neste processo, e aqui doravante assim referidas), e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350.000 (valores da época, convertidos em reais), em dobro. As mesmas rés, além de contestarem o feito, ajuizaram, em paralelo, reconvenção pleiteando a condenação da Chesf a pagamentos vencidos decorrentes do mesmo aditivo contratual não tempestivamente liquidados pela Companhia (glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996).

Após longa tramitação processual nas instâncias ordinárias, incluindo controvérsia em torno do ramo judiciário competente para seu processamento e julgamento (a Chesf e a União, sua assistente no processo, entendem pela competência da Justiça Federal; o Tribunal Regional Federal da 5ª Região, à luz da Lei nº 8.197/1991, entendeu ser a competência da Justiça Estadual, entendimento este ratificado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco/TJPE – o Superior Tribunal de Justiça/STJ, instado a se pronunciar na matéria, não conheceu do correspondente recurso especial por razões exclusivamente processuais), a ação da Chesf foi

julgada improcedente e a reconvenção das rés julgada procedente, ambas as decisões proferidas pelo TJPE.

A Chesf e a União, no curso do processo – por questões incidentais – e especialmente ao seu final nas instâncias ordinárias, apresentaram recursos especiais e extraordinários. Em torno do processo principal, o Supremo Tribunal Federal/STF não conheceu do recurso extraordinário, por inexistir matéria diretamente constitucional na controvérsia. E o STJ, em agosto/2010, negou provimento ao recurso especial da Chesf (RESP 726.446), ensejando a apresentação pela Companhia de embargos de declaração cujo julgamento foi iniciado em dezembro/2012 e concluído em dezembro/2013, sendo a eles por igual negado provimento e objeto de segundos Embargos de Declaração, que, de igual modo foram negados. Ato contínuo, foram apresentados embargos de divergência em recurso especial. Em fevereiro de 2016, os embargos de divergência de competência da Corte Especial do STJ foram rejeitados liminarmente pelo Relator, Ministro Luiz Felipe Salomão. A Chesf interpôs agravo regimental dessa decisão, rejeitado pela Corte Especial e pendente de publicação.

Em 02/12/2016 a Chesf protocolizou petição de Tutela Provisória Incidental nos autos do RESP nº 1.530.912/PE, a qual teve seu pedido deferido, atribuindo efeito suspensivo para sustar a eficácia do acórdão prolatado pelo TJPE, até julgamento definitivo do recurso especial.

Paralelamente, e desde a conclusão da tramitação do feito perante as instâncias ordinárias, as rés vem 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.

Assim, em novembro/1998 apresentaram pedido de execução provisória, mediante antecipação judicial da tutela pretendida, mas tal iniciativa foi suspensa por ordem do STJ.

Após, as mesmas rés formularam processo de liquidação da decisão provisória que detinham em seu favor, o qual, afinal – e não sem antes, no seu curso, haver sido declinado, por incompetência, à Justiça Federal, decisão esta revertida pelo TJPE a pedido das rés –, foi extinto sem julgamento de mérito por decisão da primeira instância que, recorrida, foi revertida pelo TJPE, que deu provimento, em larga medida, à pretensão das rés (AI 205.097-7), homologando, com exclusões, o segundo laudo pericial final de arbitramento de valores apresentado no feito em primeira instância. Ainda neste mesmo caso, e após a sucessiva apreciação de diversos embargos de declaração articulados por todas as partes do processo, o mesmo TJPE acolheu pretensão da Chesf no sentido de excluir daquela anterior homologação de valores o indevido cômputo cumulado de juros moratórios contratuais e legais, reduzindo assim muito substancialmente o montante reconhecido em favor das rés.

Concluída a apreciação da matéria liquidatória nas instâncias ordinárias do Poder Judiciário do Estado de Pernambuco, todas as partes do processo apresentaram recursos às instâncias judiciárias superiores – no caso da Chesf, tanto recurso especial ao STJ (apontando diversas irregularidades processuais e manifestas reduções ainda legalmente necessárias no montante liquidatório inicialmente homologado pelo TJPE) quanto recurso extraordinário ao STF (apontando questões processuais relacionadas às garantias fundamentais constitucionais).

Cabe ainda registrar, neste mesmo feito – processo de liquidação –, que independentemente dos antes referidos recursos especiais e extraordinários ora pendentes de apreciação, encontra-se em curso perante o STJ o RESP 1.366.295, onde, já após a vigência da Lei nº 9.469/1997, controverte-se novamente a competência para processamento e julgamento

daquela causa (a Chesf e a União, sua assistente no processo, entendem pela competência da Justiça Federal; as rés entendem pela competência do Poder Judiciário do Estado de Pernambuco): neste recurso houve decisão denegatória da Segunda Turma do STJ, seguida de embargos declaratórios da CHESF. Em março de 2016 houve apreciação dos referidos embargos declaratórios com idêntico resultado sendo publicada tal decisão em 12/09/2016.

Em agosto de 2013 as rés, após a conclusão da tramitação deste feito liquidatório perante as instâncias ordinárias – e sem prejuízo das pendências dos recursos às instâncias judiciais superiores antes referidos –, tomaram iniciativa perante a 12ª Vara Cível de Recife – PE no sentido de promover a execução provisória dos valores, que referenciados a abril/2015 totalizam um montante de R\$ 1.035 milhões. Houve determinação de penhora on line, via Bacenjud, com várias iniciativas de incidência sobre ativos da CHESF. Até o dia 31/12/2015 os bloqueios somavam a importância de R\$ 360 milhões. O consórcio peticionou requerendo que fosse penhorado 25% do faturamento da Chesf, bem como fosse liberado o valor até então bloqueado sem a apresentação de caução idônea, sendo tal pleito indeferido pelo MM. Juízo, decisão posteriormente confirmada pelo TJPE. Em 24/02/2016 nova decisão da 12ª Vara Cível da Comarca de Recife deferiu o pedido de penhora sobre títulos da dívida pública havidos pela Chesf, de forma a complementar, até o valor da condenação, o valor já bloqueado. Contra tal medida foi apresentado Agravo de Instrumento ao TJPE, pendente de julgamento. A Secretaria do Tesouro Nacional informou a impossibilidade de cumprimento de tal determinação e, por conseguinte, foram oficiados o Banco do Brasil e a Caixa Econômica Federal. Em 31/05/2016, foi bloqueado pela Caixa Econômica Federal o valor de R\$125 milhões, aplicados em fundos daquela instituição.

Apresentada Ação de Reclamação pela Chesf, em 31/05/2016, objetivando a suspensão da execução provisória e por via de consequência, as medidas de bloqueio, foi deferida liminar pelo Des. Substituto Roberto Maia em 06/06/2016 e revogada em 07/06/2016, restituindo a situação de bloqueio sem que houvesse, na prática, produzido seus efeitos. Novo pedido de reconsideração/agravo foi apresentado pela Chesf em 15/06/2016, recebido como agravo em 16/06/2016 tendo sido determinada a citação das agravadas. Ante a juntada de novos documentos pela Chesf, o Relator Des. Eduardo Augusto Paurá Peres despachou para o Consórcio se manifestar sobre os documentos novos, dê-se vista aos reclamados, na forma do art. 437, §1º, do CPC1.

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, atualizou a provisão em seu passivo não circulante, no montante de aproximadamente R\$1.169.311 e outros adicionais de R\$ 117.700 em 31 de dezembro de 2016, relativamente ao valor da condenação em honorários de sucumbência em favor dos patronos das partes adversas à Chesf (estes fixados à razão de 10% sobre o valor da condenação principal e mais R\$100.000,00), tudo o acima referido tomando especialmente por referência, de um lado, a decisão manifestada pelo TJPE em ação de liquidação (proposta pelo Consórcio Xingó – CBPO/CONSTRAN/Mendes Junior), atualmente em curso perante o STJ sob o nº RESP 1.530.912, distribuído naquela corte e ainda ali aguardando processamento e julgamento com atribuição de efeito suspensivo no recurso (há, no mesmo processo, também Recurso Extraordinário com destino ao Supremo Tribunal Federal), e, de outro lado, os valores em torno dos quais (inclusive conforme suscitado no ora Recurso Especial acima referido) há a convicção de descabimento/inaplicação ao caso. Inexiste previsão de tempo para o desfecho desta lide.

ii. Ação de Indenização

Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Aderson Moura de Souza e esposa (distribuído e autuado à época sob o número 0085/1993, atualmente 0000023-22.1993.805.0242). A sentença foi julgada procedente no primeiro grau para condenar a Chesf no valor de R\$ 50.000, (principal mais juros e correção monetária). Em 31/12/2008, a Chesf interpôs recurso para o Tribunal de Justiça da Bahia. Em 31/03/2009 o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente (sendo autuado sob o número 0003437-77.2011.4.01.3305). Em 30/06/2011 foi julgado parcialmente procedente recurso de apelação interposto pela Chesf perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, sendo negado provimento à apelação do autor. Em 30/09/2011 foi ajuizada Ação Rescisória (0054126-49.2011.4.01.0000) perante o Tribunal Regional Federal da Primeira Região, tendo sido deferida liminar em 31/12/2011 determinando a suspensão da execução do processo principal, o que se perdura até este momento. A Companhia possui em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R\$ 100.000. Em 31/12/2016, referida Ação Rescisória ainda encontra-se pendente de julgamento.

3) Eletronorte

i. Ação de desapropriação – UHE Balbina:

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 2016 é de R\$ 283.428 (2015 - R\$ 375.449).

ii. Ação indenizatória – Sul America Companhia Nacional de Seguros

Trata-se do ressarcimento de valores a Sul America Companhia Nacional de Seguros devido ao pagamento feito a Albrás Alumínio Brasileiro S.A. pelo sinistro sofrido decorrente da interrupção do fornecimento de energia elétrica. O valor do processo em 31 de dezembro de 2016 monta em R\$ 237.299 (R\$ 236.731 em 31 dezembro de 2015).

4) Amazonas D

iii. Atrasos de Pagamentos aos Produtores Independentes de Energia

A Companhia é parte em 14 processos movidos por Produtores Independentes de Energia (PIE), GERA - Geradora de Energia do Amazonas S/A. Breitener Jaraqui S/A, Companhia Energética Manauara S/A e Rio Amazonas Energia S.A., em que se discute os seguintes objetos: a) anulação de multa aplicada pela Companhia em virtude do atraso por parte do PIE na entrada em operação da usina; b) cobrança de diferenças de faturamento da parcela do preço da energia relativa ao fornecimento de combustível usado na operação da usina, trazendo questionamentos acerca da fórmula constante no anexo G; e c) cobrança de diferença de valores decorrentes da extinção da CPMF.

Decorrente de novas movimentações processuais, a Administração reavaliou o prognóstico dos processos em conjunto com assessores jurídicos, e com base na sua melhor estimativa

contábil, em 31 de dezembro de 2016 apresenta o montante atualizado de R\$ 965.517 provisionados em seu contingenciamento.

b) Contingências possíveis:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Trabalhistas	2.273.211	447.656	3.901.704	1.228.770
Tributárias	810.130	752.654	10.431.673	6.253.906
Cíveis	6.745.488	14.329.202	43.942.534	23.715.573
	<u>9.828.829</u>	<u>15.529.512</u>	<u>58.275.911</u>	<u>31.198.249</u>

b.1) Cíveis

Controladora

i. Empréstimo Compulsório

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

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

ii. Reclamações de ação - *Class Action*

Em 22 de julho de 2015 e 15 de agosto de 2015, duas reclamações de ação de classe de títulos putativos foram protocoladas contra a Eletrobras e alguns de nossos empregados no Tribunal Distrital dos Estados Unidos no Distrito Sul de Nova York (SDNY). Em 2 de outubro de 2015, essas ações foram consolidadas e o Tribunal nomeou como requerentes principais, Dominique Lavoie e a Cidade de Providence. Os requerentes protocolaram uma reclamação aditada consolidada em 8 de dezembro de 2015 alegadamente em nome de investidores que compraram nossos títulos de negociação norte-americanos entre 17 de agosto de 2010 a 24 de junho de 2015, e protocolaram uma segunda reclamação aditada em 26 de fevereiro de 2016.

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

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

Em dia 09 de março de 2017, foi realizada uma audiência sobre a defesa preliminar (*Hearing on Motion to Dismiss*) da Eletrobras na *Class Action*, franqueando-se tanto ao demandante quanto à Eletrobras oportunidade para apresentar argumentação oral perante a Corte, informando o escritório contratado, Davis Polk & Wardell LLP, que o juiz John G. Koeltl concentrou esforços no questionamento às partes sobre a existência de materialidade nas infrações imputadas à Companhia e administradores.

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

Em 27 de março foi divulgado o resultado da audiência de defesa preliminar (*motion to dismiss*), sendo que o Tribunal acatou parcialmente os argumentos da Eletrobras e parcialmente os argumentos dos reclamantes. O processo agora passará para a fase de certificação ("class certification") e "discovery", sem criar obrigação financeira para a Eletrobras.

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

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

iii. Ressarcimento pela Eletrobras - RGR

No que tange as ações com avaliação de risco como possível destacamos o processo administrativo movido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio do Despacho nº 63, de 13 de janeiro de 2014, que determinou o ressarcimento pela Eletrobras à conta da RGR dos montantes históricos de R\$ 1.924.188 e R\$ 113.577 referentes, respectivamente, às amortizações do saldo devedor de financiamentos não restituídos à RGR e a apropriação dos encargos financeiros do referido fundo durante o período de 1998 a 2011. O valor da causa atualizada é de R\$ 2.460.930. Devido ao Despacho ANEEL nº 2.585/16 de 27.09.2016, a decisão foi reformada, definindo que os valores devidos ao Fundo RGR deverão ser atualizados pelos juros de 5% a.a, conforme disposto na legislação que rege o Fundo Setorial.

Estes montantes estão registrados na rubrica de empréstimos e financiamentos a pagar, vide Nota 22.

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

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

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

Em 27 de setembro de 2016, a Diretoria da ANEEL determinou a devolução, pela Eletrobras, para a RGR, de tais recursos a partir de janeiro de 2017, em parcelas mensais.

iv. Tarifa de repasse de potência de Itaipu

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

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

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

v. Aquisição de energia de Belo Monte destinada ao ACL

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

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

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

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

Adicionalmente, caso a Eletrobras não logre êxito no procedimento arbitral em curso, a Companhia estima o reconhecimento de uma provisão para perda de até R\$ 2,212 bilhões na operação de compra e venda desta energia, considerando os valores em 31 de dezembro 2016. Para tal estimativa foi utilizada como base o custo de capital da Eletrobras, premissas de preço estabelecidas internamente e o percentual de participação no investimento societário da Eletrobras e suas controladas em Belo Monte.

Consolidado

1) Distribuidoras

Demanda judicial movida pela Associação Nacional de Consumidores (ANDECO)

Trata-se de uma Ação Cível Pública, em trâmite na 18ª Vara Cível de Brasília, movida pela ANDECO em desfavor da Eletrobras, Eletrobrás Amazonas, Eletrobras Acre, Eletrobras Alagoas, CELG, Eletrobras Piauí, Eletrobras Rondônia e Eletrobras Roraima, tendo atribuído à causa o valor de R\$ 27.196.824, resultante da soma do dobro dos supostos valores devidos pelas reclamadas, conforme quadro abaixo:

Empresa	Perdas	Dobra Legal
CELG Distribuição S.A.	3.373.930	6.747.860
Eletrobras Distribuição Acre S.A.	250.570	501.140
Eletrobras Amazonas Distribuição de Energia S.A.	4.813.561	9.627.122
Eletrobras Distribuição Alagoas S.A.	1.948.106	3.896.212
Eletrobras Distribuição Piauí S.A.	1.833.144	3.666.288
Eletrobras Distribuição Rondônia S.A.	1.261.910	2.523.820
Eletrobras Distribuição Roraima S.A.	117.191	234.382
Total	13.598.412	27.196.824

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

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

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

2) Amazonas D

i. Contrato de Fornecimento de Gás – CIGÁS – Limitação do Volume do Gás

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

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

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

Os montantes envolvidos na limitação do reembolso referente ao volume de gás nos exercícios de 2016 e 2015 são de 340 milhões e de 378 milhões reais respectivamente.

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

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

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

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

Mediante a referida ação judicial, foi proferida Decisão em Segunda Instância a qual garante a Companhia o integral reembolso dos custos de geração, afastando os efeitos da Resolução Homologatória ANEEL nº 427/2011. Com isso, vige atualmente decisão que concedeu a segurança pleiteada, no sentido de assegurar o reembolso integral dos custos referentes ao consumo de combustíveis sem qualquer limitação. Desta forma a Companhia permanece sendo reembolsada integralmente de seus custos de geração.

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

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

ii.2 Alterações na CCC

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

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

Sendo assim, e considerando que a Lei 13.299/2016 garante o reembolso integral do custo com combustíveis até 30 de abril de 2016, o valor estimado em litígio após abril de 2016 é de aproximadamente R\$ 96.694.

3) CEAL

Cuida-se de Ação Civil Coletiva de Consumo, em tramitação na 3ª Vara Cível da Comarca de Maceió/AL, proposta pelo Instituto Sal da Terra, objetivando a condenação da CEAL em danos morais individuais no valor equivalente a R\$ 10 (dez mil reais) para cada um dos 30.000 (trinta mil) consumidores afetados pelo envio de uma carta do SERASA informando que os mesmos teriam seus nomes negativados.

O fato que originou a ação judicial supracitada ocorreu em decorrência de ato praticado pelo SERASA, que gerou, sem a autorização ou solicitação da CEAL, as referidas cartas aos

consumidores que, em sua maioria, já haviam realizado o pagamento das faturas de energia elétrica.

A classificação foi realizada de forma bastante conservadora, haja vista existirem várias linhas de defesa postas na contestação da CEAL que induzem a uma futura improcedência da ação, sendo uma delas a ilegitimidade passiva da CEAL pelo fato de que não foi dela a iniciativa ou autorização para o envio das cartas informando a possível negativação dos nomes dos consumidores.

Em 10 de fevereiro de 2015, houve a realização de audiência judicial de conciliação entre o Instituto Sal da Terra e a CEAL, todavia, nessa audiência, as partes não chegaram a um acordo. Nessa mesma audiência, as partes requereram ao Magistrado a apreciação do pedido de denúncia à lide, bem como a apreciação das preliminares suscitadas na contestação da CEAL, no que o Magistrado determinou a vinda dos autos à conclusão para deliberar a respeito do que foi requerido na audiência pelas partes.

Os autos processuais encontram-se conclusos ao Magistrado desde o dia 10 de fevereiro de 2015, aguardando-se decisão judicial, haja vista a ação já ter sido contestada pela CEAL, bem como o Instituto Sal da Terra já ter apresentado sua réplica em relação à contestação. O valor total das indenizações individuais pretendidas é de R\$ 300.000.

4) Chesf

i. Contabilização e liquidação pela Aneel das transações do mercado

Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 2002.34.00.026509-0 – 15ª Vara Federal-DF) visando à contabilização e liquidação pela ANEEL das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL (Processo nº 2002.01.00.040870-5) interposto contra a Aneel, resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000, com pagamento estipulado para o dia 07/11/2008.

Para suspender a exigibilidade do débito, foram adotadas naquela oportunidade as seguintes providências jurídicas: 1) ajuizamento de Pedido de Suspensão de Liminar no STJ; 2) impetração de Mandado de Segurança perante o Tribunal de Justiça do Distrito Federal - TJDF; 3) protocolização de petição postulando o ingresso da Chesf no processo, na condição de litisconsorte passiva necessária. Foram acolhidos os procedimentos 2 e 3, com a consequente reforma da liminar e suspensão do débito em questão. A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação. Em 31/12/2011 o Tribunal Regional Federal da 1.ª Região havia julgado procedente o mandado de segurança interposto pela Chesf (medida 2), tendo a AES ingressado com Recurso Especial, que após negado provimento, interpôs recurso de apelação. A Ação foi julgada improcedente e os embargos de Declaração rejeitados, havendo assim, a apresentação de recurso de apelação pela autora. Em 31/12/2012, haviam sido oferecidos contrarrazões pela Chesf, estando pendente de apreciação a remessa para o TRF – 1.ª Região. Em 31/03/2013 – TRF 1.ª Região julgou procedente o MS interposto pela Chesf (medida 2). REsp da AES, julgado. Mantida a Segurança. Ação julgada improcedente. Embargos Declaração rejeitados. No dia 26/03/2014 o Recurso de Apelação interposto pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia foi julgado e provido pelo TRF 1ª Região. Contra o acórdão que deu provimento à Apelação a Chesf opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Em 31/12/2015 o acórdão que improviu os embargos de declaração se achava pendente de publicação. Tendo sido publicado o

acórdão em 14/01/2016, a Chesf e as demais rés interpuseram recurso de embargos infringentes, com o objetivo de fazer prevalecer o voto vencido.

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.

ii. Ação civil pública - Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco

Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal junto à subseção Judiciária de Paulo Afonso – BA (processo n.º 2490-83.2012.4.01.3306) 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 a 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. Foi proferida sentença que declarou a nulidade do acordo de 1991, entre a CHESF e o Polo Sindical, que alterou a forma de cálculo da VMT para o equivalente a 2,5 salários mínimos; bem como para determinou o pagamento das diferenças apuradas, desde 1991, entre a verba efetivamente paga e o valor de 2,5 salários mínimos, monetariamente corrigidos e acrescidos de juros moratórios para cada família que recebeu ou ainda recebe a VMT, pelo respectivo período que tenha recebido e que pertençam à competência territorial desta Subseção Judiciária, ressalvados os casos dos reassentados que celebraram os termos de acordos extrajudicial e a escritura pública de doação com a requerida, renunciando os benefícios da VMT, assim como afastou o direito dos interessados à percepção das parcelas atingidas pela prescrição quinquenal, a contar do ajuizamento da ação. Contra a sentença foram opostas apelações pela Chesf e pelo MPF, recursos esses que aguardam julgamento, sendo distribuídos por dependência em 30/11/2016 ao relator Desembargador Federal Neviton Guedes – Quinta Turma. Contudo, em 31/12/2016 continua concluso para relatório e voto.

iii. Instalações de Geração Compartilhada – ICGs

Processo n.º 33328-13.2015.4.01.3400 – 15.ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal. Trata-se de ação civil pública manejada pela Aneel com o intuito de cobrar da Chesf supostos prejuízos que os consumidores finais de energia elétrica teriam tido com os atrasos das obras referentes às chamadas Instalações de Geração Compartilhada – ICGs. Esse prejuízo remontaria a R\$ 1.471 milhões. A Chesf recebeu a citação, tendo apresentado contestação ao feito no dia 04/12/2015. Apresentada réplica pela ANEEL, o juiz indeferiu produção de provas requeridas pela Chesf. Em 31/10/2016 o referido processo encontra-se concluso para sentença.

5) Eletronorte

Cobrança pelo CNEC de correção monetária e juros por atraso de pagamento: ação Judicial de cobrança ajuizada pelo CNEC - Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores S.A., objetivando o recebimento de correção monetária e juros por atraso de pagamentos de faturas, em virtude da correção monetária desproporcional ao valor real da moeda, pela supressão e utilização de índices divorciados da realidade contratual. A Companhia sustenta que as partes realizaram composição de todas suas pendências firmando “Contrato de Reconhecimento, Consolidação e Pagamento de Débitos e outras avenças”, e, que o direito reclamado se encontra prescrito e quitado. Em 31 de dezembro de 2016 o valor do processo é de R\$ 1.093.210 (2015 – R\$ 1.090.591).

6) Eletrosul

A Eletrosul apresenta participação de 49% do valor das ações possíveis de perda do Consórcio Energético Cruzeiro do Sul – CECS, no montante de R\$ 450.469, cuja principal discussão de risco possível diz respeito à ação de indenização de autoria da Mineradora Tibagiana Ltda. A mineradora alega ser detentora de decreto de Lavra expedido pelo Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM e afirma que a concessão de Lavra obtida tornou legítima a posse e domínio de área na região do entorno do Rio Tibagi. A indenização pleiteada refere-se a supostos prejuízos nas atividades da mineradora em função das obras de construção da Usina. Em 31 de dezembro de 2016, o valor atribuído a essa causa é de R\$ 220.730.

b.2) Tributárias

Controladora

Trata-se de Recurso Especial de Divergência, interposto pela Procuradoria da Fazenda Nacional, com lastro no artigo 7º, II, do Regimento Interno da Câmara Superior de Recursos Fiscais, contra r. Acórdão nº 202-19.201, unânime, da Segunda Câmara do Segundo Conselho de Contribuintes.

No caso, foi lavrado Auto de Infração contra a Eletrobras, com a exigência de pagamento de COFINS, relativa aos fatos geradores ocorridos no período de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, especificamente sobre receitas financeiras auferidas, originárias de contratos de financiamentos, empréstimos e repasses financeiros, e variações cambiais, decorrentes de contratos pactuados entre a Eletrobras e Itaipu Binacional.

A Eletrobras defendeu-se da impugnação, alegando que excluiu da base de cálculo da COFINS as referidas receitas, com respaldo na Cláusula XII, alínea “b” do Tratado Brasil-Paraguai, objeto do Decreto Legislativo nº 23, de 30 de maio de 1973.

A despeito da impugnação apresentada, foi mantida a exigência fiscal pela Delegacia da Receita Federal em Brasília, tendo a Eletrobras apresentado recurso voluntário, que restou provido pela 2ª Câmara do 2º Conselho de Contribuintes.

A União (Fazenda Nacional), interpôs recurso especial de divergência, pleiteando a anulação do Acórdão, sendo que tal recurso se encontra pendente de julgamento.

Dessa forma, a última decisão proferida pelo Conselho de Contribuintes foi favorável à Eletrobras, e entendemos que a decisão está em plena consonância com a jurisprudência do STF. O valor da causa em 31 de dezembro de 2016 é de R\$ 475.085 (31 de dezembro de 2015 – R\$ 448.841).

Consolidado

1) Eletronuclear

A ação de execução fiscal movida pelo Estado do Rio de Janeiro em 2009, cujo objeto é crédito de ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, supostamente incidente sobre importação de mercadorias, cujo processo de número 0003767-29.2009.8.19.0001 e garantia, montam R\$ 86.396, atualizados em R\$ 100.573.

2) CEAL

Em 19 de abril de 2005, a Secretaria de Estado da Fazenda de Alagoas (SEFAZ/AL) lavrou contra a CEAL o Auto de Infração nº 99.33828-001.

O referido auto de infração impõe à CEAL a cobrança de ICMS incidente sobre perdas comerciais decorrentes da exploração da atividade econômica de distribuição de energia elétrica. Segundo o Fisco Estadual, a autuação deve-se ao fato de a CEAL ter fornecido energia elétrica sem a emissão da respectiva documentação fiscal no período compreendido entre janeiro de 2000 a janeiro de 2005.

A medida liminar que suspendeu a exigibilidade do crédito tributário encontra-se atualmente em vigor. Os autos processuais encontram-se conclusos ao Magistrado desde o dia 19 de maio de 2014, aguardando-se decisão judicial, haja vista a ação já ter sido contestada pelo Estado de Alagoas, bem como a CEAL já ter apresentado sua réplica em relação à contestação. O saldo corrigido em 31 de dezembro de 2016 é de R\$ 352.500.

b.2) Trabalhistas

i. Ações trabalhistas - Qualidade de responsável subsidiária

Tramitam diversas ações trabalhistas em que a Eletrobras é chamada ao processo na qualidade de responsável subsidiária, isso decorre diante do entendimento perante o Direito do Trabalho de que a Eletrobras faz parte de um grupo econômico. Destacamos que, nestes processos, a Eletrobras somente responderá pelo pagamento, caso ocorra o reconhecimento judicial da existência de um grupo econômico e empregadora originária não realize o pagamento, motivo pelo qual classifica-se o montante de R\$ 2.066.335, como de risco possível. Ressaltamos que, sobre algum valor que venha a ser pago, deste montante, ainda haverá a possibilidade da Eletrobras ser ressarcida pela empregadora.

c) Processos de risco de desembolso remoto, não provisionados

Chesf

Ação de cobrança em andamento movida pela Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para a construção da Usina Hidrelétrica Itaparica, por alegados prejuízos financeiros resultantes de atraso no pagamento de faturas por parte da Companhia. A ação é considerada pelos seus administradores e suportada pelos consultores jurídicos da Companhia como risco de perda remoto.

Nesta ação de cobrança a Construtora Mendes Júnior S.A. obteve sentença do Juízo da 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo, seria de aproximadamente R\$ 7.000.000, valor não atualizado desde então. O Ministério Público Federal apresentou manifestação com pedido de declaração de nulidade de todo o processo e, no mérito, pediu a improcedência da ação. A Construtora Mendes Junior S.A interpôs agravos para Superior Tribunal de Justiça – ARESP, sendo que, em 31 de dezembro de 2012, naquela instância, o Ministério Público Federal emitiu parecer opinando pelo não provimento dos agravos. Apresentou o Ministério Público Federal parecer opinando pelo não provimento do agravo, que foi julgado improcedente em 19/02/2014.

A Mendes Junior apresentou Agravo Regimental o qual fora convertido em REsp e levado à sessão de julgamento em 04 de dezembro de 2014 onde houveram sustentações orais de

todas as partes envolvidas. Por motivo de pedido de vista do Min. Benedito Gonçalves a sessão foi suspensa, com sua retomada em 18 de dezembro de 2014, quando, à unanimidade, a Primeira Turma decidiu por não conhecer do Recurso Especial interposto pela Mendes Júnior. O acórdão foi publicado em 19 março de 2015. Foram interpostos embargos de declaração pela Mendes Júnior, onde os mesmos foram negados pelo STJ.

Após rejeição dos embargos, Mendes Júnior apresentou recurso extraordinário, que, negado seguimento, foi objeto de agravo (ARE 971.889) que aguarda julgamento após distribuição, onde foi negado o seguimento ao recurso.

Interposto agravo regimental pela Mendes Júnior que aguarda julgamento. Em 31 de dezembro de 2016, o processo encontra-se concluso para julgamento.

NOTA 31 - OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

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

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

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

	<u>CONSOLIDADO</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2014	1.314.480
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	<u>(113.294)</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2015	1.201.186
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	<u>201.284</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2016	<u>1.402.470</u>

NOTA 32 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

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

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
Aporte da União para Futuro Aumento de Capital	3.060.373	-
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	224.097	196.544
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	3.783	3.318
UHE de Xingó	10.629	9.322
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.664	1.459
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	9.863	8.650
	<u>3.310.409</u>	<u>219.294</u>

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

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

NOTA 33 – CONTRATOS ONEROSOS

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

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de dezembro de 2016, R\$ 952.728 (R\$ 1.270.274 em 31 de dezembro de 2015) decorrem de contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei 12.783/13, pelo fato da tarifa determinada apresentar um desequilíbrio em relação aos atuais custos de operação e manutenção. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes do programa de redução de custos e/ou revisão tarifária.

Angra 3

A Companhia revisou o orçamento total do empreendimento Angra 3 e a data prevista para operação da Usina Nuclear Angra 3 foi alterada para dezembro de 2022. Desta forma, no exercício de 2016, a Companhia reconheceu um *impairment* no valor de R\$ 2.885.939 (vide Nota 19) do ativo relativo a este empreendimento e um valor excedente a este ativo de R\$ 1.677.269, reconhecido como contrato oneroso.

NOTA 34 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

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

34.1- Compra de energia

Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022
Amazonas D	796.284	865.926	953.503	1.026.234	1.106.388	3.098.995
CGTEE	228.948	228.948	220.695	220.695	220.696	220.695
Chesf	267.690	267.690	268.420	177.700	177.700	2.130.450
Distribuidora Alagoas	752.200	828.480	902.263	881.572	922.479	922.480
Distribuidora Piauí	854	837	768	774	808	280.767
Distribuidora Roraima	-	1.047.758	528.156	-	-	-
Distribuidora Rondônia	1.254.994	1.355.922	1.435.240	-	-	-
Eletrosul	246.262	249.674	240.274	238.361	229.981	2.518.069
Furnas	607.914	610.976	602.903	600.055	593.571	3.220.238
Total	4.155.146	5.456.210	5.152.222	3.145.390	3.251.623	12.391.694

34.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022
Amazonas D	2.964.692	3.104.682	2.987.003	2.754.647	2.878.525	19.497.308
CGTEE	115.345	115.345	115.345	115.345	115.345	230.690
Eletronuclear	-	-	1.000.000	600.000	316	8.762.700
Total	3.080.037	3.220.027	4.102.348	3.469.992	2.994.186	28.490.698

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

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

34.3- Venda de Energia

Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022
Amazonas GT	558.760	558.760	446.298	319.638	319.638	1.331.970
CGTEE	474.699	474.699	474.699	474.699	474.699	949.398
Chesf	824.510	864.700	864.700	810.660	866.400	10.178.500
Eletrosul	652.352	548.036	493.293	491.945	491.945	7.419.496
Eletronuclear	3.087.989	3.087.989	3.087.989	3.087.989	3.087.989	-
Furnas	3.054.451	3.054.451	1.730.187	1.726.353	1.726.353	27.531.632
Distribuidora Rondônia	2.304.857	2.549.537	2.835.530	-	-	-
Total	10.957.618	11.138.172	9.932.696	6.911.284	6.967.024	47.410.996

34.4- Compromissos socioambientais

Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022
Eletronuclear	-	1.136.165	428.893	779.449	348.957	-
Eletronorte	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	16.000
Total	20.000	1.156.165	448.893	799.449	368.957	16.000

Angra 3

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

Tucurí

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

* Informações não auditadas pelo auditor independente

34.5- Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2018	2019	2020	2021
Chesf	398.045	-	-	-
Eletronuclear	2.490.036	471.533	-	-
Eletrosul	102.039	103.662	122.631	161.188
Total	2.990.120	575.195	122.631	161.188

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

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

34.6- Aquisição de insumos

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

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

34.7- Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

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

34.7.1 - Aquisição de imobilizado

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

Empresas	2018	2019	2020	2021	2022
Eletronorte					
CCBM	26.799	-	-	-	-
ELM	14.578	2.078	2.078	2.078	6.829
Outros	4.061	-	-	-	-
Total	45.438	2.078	2.078	2.078	6.829

34.7.2 - Uso do bem público

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

34.7.3 - Aporte de capital

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

Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022
Norte Energia S.A.	347.599	18.150	-	-	-	-
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	87.000	-	-	-	-	-
Transnorte Transmissora de Energia S.A.	88.200	-	-	-	-	-
Complexo Famosa	4.000	-	55.000	55.000	55.000	55.000
Complexo Eólico Baleia	-	-	63.000	63.000	63.000	63.000
Complexo Eólico Punaú	8.000	-	80.000	80.000	80.000	80.000
Holding Brasil Ventos	393.000	428.000	38.000	38.000	38.000	38.000
Complexo Eólico Itaguaçu Da Bahia	22.000	-	157.000	157.000	157.000	157.000
Empresa de Energia São Manoel S.A.	10.000	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí I	68.125	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí II	15.430	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí III	19.390	-	-	-	-	-
Chapada do Piauí II Holding S.A.	20.717	-	-	-	-	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	1.070	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Sento Sé II	20.717	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Sento Sé III	20.717	-	-	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	9.260	-	-	-	-	-
Companhia Energética SINOP S.A.	86.084	-	-	-	-	-
Leilão Transmissão 004/2014 - Lote A	84.331	84.331	-	-	-	-
Total	1.305.640	530.481	393.000	393.000	393.000	393.000

NOTA 35 – PROVISÃO PARA PASSIVO A DESCOBERTO

Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia mantém registrado um passivo a descoberto de R\$ 20.160.828 (R\$ 7.793.798 em 31 de dezembro de 2015). A movimentação das empresas que apresentam passivo a descoberto está demonstrada a seguir:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2016
MUTUAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA					
ED Piauí	701.148	13.827	-	506.761	1.221.736
ED Roraima	337.643	1.682	-	269.988	609.313
Amazonas	4.363.597	3.221	-	4.967.813	9.334.631
ED Acre	125.416	160	-	139.194	264.769
ED Rondonia	456.558	4.337	(245)	835.268	1.295.918
CGTEE	1.210.508	69.277	-	1.073.102	2.352.887
Eletro nuclear	351.271	84.521	-	4.072.008	4.507.800
ED Alagoas	247.657	12.884	(8.307)	321.540	573.774
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	7.793.798	189.908	(8.552)	12.185.673	20.160.828

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2014	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2015
MUTUAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA					
ED Piauí	141.056	13.521	(16.416)	562.987	701.148
ED Roraima	69.726	(2.199)	-	270.116	337.643
Amazonas	2.019.381	168	-	2.344.048	4.363.597
ED Acre	-	(177)	-	125.593	125.416
ED Rondonia	-	(213)	-	456.771	456.558
CGTEE	552.998	9.208	-	648.302	1.210.508
Eletro nuclear	-	29.620	-	321.651	351.271
ED Alagoas	11.075	(16.004)	-	252.585	247.656
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	2.794.236	33.924	(16.416)	4.982.053	7.793.798

35.1 - Empresas de Distribuição:

a) Distribuição Alagoas - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todos os municípios do Estado de Alagoas mediante o Contrato de Concessão 07/2001-ANEEL. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A controlada, em 31 de dezembro de 2016, apresenta capital circulante líquido de R\$ 29.965 (negativo de R\$ 269.740 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 1.252.835 (R\$ 931.295 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 573.774 (R\$ 247.656 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia.

b) Distribuição Rondônia - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todos os municípios do Estado de Rondônia mediante o Contrato de Concessão 05/2001-ANEEL. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A controlada, em 31 de dezembro de 2016, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 1.377.303 (R\$ 1.010.468 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 2.617.163 (R\$ 1.781.895 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 1.295.918 (R\$ 456.558 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia.

c) Distribuição Piauí - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todos os municípios do Estado do Piauí, mediante Contrato de Concessão 04/2001 de 12 de fevereiro de 2001, com a ANEEL. A principal atividade é a distribuição de energia elétrica. A controlada apresenta em 31 de dezembro de 2016 um capital circulante líquido negativo de R\$ 317.782 (R\$ 754.935 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 2.473.292 (R\$ 1.966.531 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a

descoberto de R\$ 1.221.736 (R\$ 701.150 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia.

d) Amazonas D. - tem como atividades principais a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Amazonas. A Amazonas Energia tem geração própria (2.203,9 MW*) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A controlada apresenta, em 31 de dezembro de 2016, capital circulante líquido negativo de R\$ 6.701.443 (R\$ 2.447.607 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 13.939.161 (R\$ 8.971.348 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 9.334.631 (R\$ 4.363.598 em 31 de dezembro de 2015). Em 1º de julho de 2015, a controlada iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica foram segregadas de sua atividade de distribuição (vide Nota 1).

e) Distribuição Roraima - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição pelo Contrato 21/2001 - ANEEL, de 21 de março de 2001 e Termo Aditivo de quatorze de outubro de 2005, para distribuição de energia elétrica no município de Boa Vista - RR, válida até o ano de 2015. A controlada, em 31 de dezembro de 2016, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 395.860 (R\$ 432.232 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 1.290.529 (R\$ 1.020.541 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 609.313 (patrimônio líquido de R\$ 337.643 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia.

f) Distribuição Acre - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todo o Estado do Acre, mediante contrato de concessão 06/2001, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em 12 de fevereiro de 2001, com prazo de vigência até 07 de julho de 2015. O suprimento de energia elétrica da capital, Rio Branco, e das seis localidades interligadas ao Sistema Rio Branco, é feita pela Eletronorte. O interior do Estado, desde 1999, através de um contrato de Comodato, vem sendo suprido pela GUASCOR do Brasil Ltda., na forma de Produtor Independente de Energia- PIE, por intermédio de Sistemas Isolados de Geração. Destaque-se que, o suprimento de energia elétrica a todo o Estado, é feito através de Termoelétricas a Diesel (100%). A controlada apresenta, em 31 de dezembro de 2016, um capital circulante líquido negativo de R\$ 89.367 (R\$ 139.542 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 749.161 (R\$ 605.232 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 273.777 (R\$ 129.683 em 31 de dezembro de 2015).

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

35.2 - Empresas de Geração e Transmissão:

(a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da Companhia, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, e a realização de serviços de engenharia correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. A Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW*, bem como construção da usina Angra 3. A partir de 1º de janeiro de 2013, a energia elétrica gerada pela controlada foi rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional - SIN, de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009. A

controlada, em 31 de dezembro de 2016, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 627.954 (R\$ 241.869 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 10.952.863 (R\$ 6.877.187 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 4.511.861 (patrimônio líquido de R\$ 351.588 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia.

(b) Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) – tem por principal objeto social realizar estudos, projetos, construções e operações das instalações dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém concessão de geração para as seguintes usinas termelétricas: Usina Presidente Médici, Fases A e B, localizada no município de Candiota; Usina de São Jerônimo, localizada no município de São Jerônimo; e Usina NUTEPA, localizada no Município de Porto Alegre, todas no Estado do Rio Grande do Sul. A investida apresenta em 31 de dezembro de 2016 um capital circulante líquido negativo de R\$ 799.982 (R\$ 599.918 em 31 de dezembro de 2015).

A CGTEE apresentou em 31 de dezembro de 2016 um prejuízo acumulado de R\$ 3.090.917, ante um prejuízo acumulado de R\$ 3.080.150 em 31 de dezembro de 2015. O resultado determinou um passivo a descoberto na mesma data de R\$ 2.353.121 (R\$ 1.210.628 em 31 de dezembro de 2015).

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

Em 02 de março de 2016, a Eletrobras aprovou a concessão de AFAC no montante de R\$ 251.000 para a Controlada CGTEE objetivando a cobertura das necessidades de caixa, conforme mencionado na Nota 13.

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

NOTA 36 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

36.1 - Capital Social

O Capital Social da Companhia, em 31 de dezembro de 2016, é de R\$ 31.305.331 (R\$ 31.305.331 em 31 de dezembro de 2015) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos, às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculados sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.352.634.100 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 31 de dezembro de 2016, conforme a seguir:

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

31/12/2015								
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1.544	0,00	554.397.196	40,99
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
FND	45.621.589	4,20	-	-	-	-	45.621.589	3,37
FGHAB	1.000.000	0,09	-	-	-	-	1.000.000	0,07
CEF	8.701.564	0,80	-	-	-	-	8.701.564	0,64
FGI	-	-	-	-	8.750.000	3,30	8.750.000	0,65
Outros	261.028.277	24,01	146.920	100,00	219.731.566	82,78	480.906.763	35,55
	1.087.050.297	100,00	146.920	100,00	265.436.883	100,00	1.352.634.100	100,00

Do total das 429.023.433 ações em poder dos minoritários, 260.304.425, ou seja, 60,7% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 130.257.171 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 130.047.226 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 30.449.968 ações ordinárias e 16.755.615 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de American Depositary Receipts – ADR's.

36.2 - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
Compensação de insuficiência de remuneração - CRC	6.779.931	18.961.102
Ágio na emissão de ações	3.384.310	3.384.310
Especial - Decreto-Lei 54.936/1964	387.418	387.418
Correção monetária do balanço de abertura de 1978	309.655	309.655
Correção monetária do Empréstimo Compulsório - 1987	2.708.432	2.708.432
Doações e subvenções - FINOR, FINAM e outros	297.424	297.424
	<u>13.867.170</u>	<u>26.048.342</u>

Em 29 de abril de 2016, na quinquagésima sexta Assembleia Geral Ordinária foi deliberada a destinação de resultado do exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, com utilização da reserva de capital para absorção do montante de R\$ 12.181.171 equivalente à conta de prejuízos acumulados no exercício, que ultrapassaram as reservas de lucros.

36.3 - Reserva de Lucros

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	171.295	-
Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976)	1.747.209	-
Lucros a Realizar (art. 197 - Lei 6.404/1976)	386.375	-
Retenção de Lucros (art. 196 - Lei 6.404/1976)	713.803	-
	<u>3.018.682</u>	<u>-</u>

36.3.1 - Reserva de Legal

Constituída com base em 5% do lucro líquido apurado em cada exercício social a qual, nos termos da Lei 6.404/1976, deverão ser retidos antes de qualquer outra destinação para constituição da reserva legal, que não poderá exceder 20% do capital social ou 30% do capital social quando acrescido do montante das reservas de capital. A reserva legal tem por fim assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital.

36.3.2 - Reserva Estatutária

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
Investimentos (50% do Lucro Líquido)	1.712.950	-
Estudos e projetos (1% do Lucro Líquido)	34.260	-
	<u>1.747.209</u>	<u>-</u>

O estatuto social da Companhia define que a Assembleia Geral destinará, além da reserva legal, calculada sobre os lucros líquidos do exercício:

I – 50%, a título de reserva para investimentos, destinada à aplicação em investimentos das empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica, cujo saldo acumulado não poderá exceder a setenta e cinco por cento do capital social integralizado; e

II – 1% a título de reserva para estudos e projetos, destinada a atender à execução de estudos e projetos de viabilidade técnico-econômica do setor de energia elétrica, cujo saldo acumulado não poderá exceder a dois por cento do capital social integralizado.

36.3.3 – Lucros a Realizar

No exercício em que o montante dos dividendos mínimos obrigatórios, calculados nos termos do estatuto, ultrapassar a parcela realizada do lucro líquido do exercício, a assembleia geral poderá, por proposta dos órgãos de administração, destinar o excesso à constituição de reserva de lucros a realizar. A reserva de lucros a realizar somente poderá ser utilizada para pagamento do dividendo obrigatório e serão considerados como integrantes da reserva os lucros a realizar de cada exercício que forem os primeiros a serem realizados em dinheiro, desde que não absorvida por prejuízos apurados em exercícios posteriores.

36.3.4 – Retenção de Lucros

É destinada à aplicação de investimentos previstos em orçamento de capital, na qual a assembleia geral poderá, por proposta dos órgãos da administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício por ela previamente aprovado.

36.4 – Remuneração aos Acionistas

I – Relativas ao exercício

O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio.

A seguir a distribuição dos resultados, na forma de Juros sobre capital próprio, imputados aos dividendos mínimos, nos termos da legislação aplicável, bem como o valor total da remuneração proposta aos acionistas, a ser deliberada em Assembleia Geral Ordinária:

Lucro Líquido do exercício:	3.425.899
(-) Reserva Legal (5% do Lucro Líquido)	(171.295)
(+) Realização da reserva de reavaliação	10.442
(+) Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	16.303
= Base de cálculo	3.281.349

Distribuição do resultado

Lucro Líquido do exercício:	3.425.899
Remuneração Mínima Estatutária a pagar	(433.962)
Constituição de reserva Legal (5% do Lucro Líquido)	(171.295)
Constituição de reserva Estatutária para investimentos (50% do LL)	(1.712.950)
Constituição de reserva Estatutária de estudos e projetos (1% do LL)	(34.259)
Constituição de reserva de Lucros a Realizar	(386.375)
Constituição de reserva de Retenção de Lucros (art. 196, LSA)	(713.803)
Realização da reserva de reavaliação	10.442
Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	16.303
Saldo final de lucros acumulados	-

Em 2016 a Eletrobras atribuiu remuneração aos acionistas, na forma de juros sobre o capital próprio - JCP no valor de R\$ 433.962, imputados aos dividendos do exercício, de acordo com as disposições estatutárias, cuja remuneração por ação é a que segue:

Remuneração por ação – Expressa em R\$	31/12/2016
Ações preferenciais da classe A	2,1783
Ações preferenciais da classe B	1,6337

De acordo com a legislação tributária vigente, sobre o valor da remuneração proposta aos acionistas, a título de JCP, incide Imposto de Renda na Fonte – IRRF (R\$ 65.094) sendo a parcela líquida de imposto de renda de JCP a ser distribuída aos acionistas de R\$ 368.868.

Sobre a remuneração proposta incide atualização monetária incide a partir de 1º de janeiro de 2017 até a data do efetivo início do pagamento, data esta a ser deliberada pela Assembleia Geral Ordinária, que apreciará as presentes Demonstrações Financeiras e a proposta de destinação do resultado deste exercício.

NOTA 37 – RESULTADO POR AÇÃO

(a) Básico

O resultado básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas durante o exercício, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria.

Básico				
	31/12/2016			
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	2.753.239	372	672.288	3.425.899
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	2,53	2,53	2,53	

	31/12/2015			
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(11.606.060)	(1.569)	(2.833.978)	(14.441.607)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico e diluído (R\$)	(10,68)	(10,68)	(10,68)	

(b) Diluído

Para calcular o resultado diluído por ação, a Companhia deve presumir o exercício de opções, bônus de subscrição e semelhantes diluidores da companhia. Os valores presumidos provenientes desses instrumentos devem ser considerados como tendo sido recebidos da emissão de ações ordinárias ao preço médio de mercado das ações ordinárias durante o período. Em 31 de dezembro de 2016, as 15.579.561 ações ordinárias potenciais dilutivas, referentes ao Empréstimo Compulsório, foram incluídas no cálculo da média ponderada do número de ações preferenciais devido ao efeito dilutivo em 2016 e antidilutivo em 2015, conforme apresentado abaixo.

31/12/2016					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	2.721.888	368	39.010	664.633	3.425.899
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	15.580	265.437	1.368.214
% de ações em relação ao total	79,45%	0,01%	1,14%	19,40%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	2,50	2,50	2,50	2,50	

NOTA 38 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
RECEITAS OPERACIONAIS				
Geração				
Suprimento de energia para companhias de distribuição	3.778.654	2.749.068	12.885.622	12.310.243
Suprimento de energia para consumidores finais	-	-	2.945.506	3.571.809
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	1.242.016	1.811.552
Receita de Operação e Manutenção de Concessões Renovadas	-	-	2.178.699	1.882.637
Receita de Construção de Usinas Renovadas	-	-	41.316	148.403
Efeito Financeiro de Itaipu	(346.638)	234.425	(346.638)	234.425
	<u>3.432.016</u>	<u>2.983.493</u>	<u>18.946.521</u>	<u>19.959.069</u>
Transmissão				
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	2.735.999	2.504.239
Receita de Operação e Manutenção	-	-	239.691	191.372
Receita de Construção	-	-	1.174.703	2.077.616
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	29.406.261	838.087
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>33.556.654</u>	<u>5.611.314</u>
Distribuição				
Fornecimento/Suprimento de Energia Elétrica	-	-	15.208.202	14.835.424
Receita de Construção	-	-	1.165.611	1.011.518
CVA e outros itens financeiros	-	-	(339.405)	324.120
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>16.034.408</u>	<u>16.171.062</u>
Outras receitas				
	<u>59.674</u>	<u>19.567</u>	<u>2.450.329</u>	<u>1.484.431</u>
	<u>3.491.690</u>	<u>3.003.060</u>	<u>70.987.912</u>	<u>43.225.876</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(4.000.750)	(3.877.677)
(-) PASEP e COFINS	(42.345)	(505.668)	(3.642.892)	(4.108.891)
(-) Encargos setoriais	-	-	(2.550.473)	(2.313.660)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(44.944)	(336.810)
	<u>(42.345)</u>	<u>(505.668)</u>	<u>(10.239.059)</u>	<u>(10.637.038)</u>
Receita operacional líquida	<u>3.449.345</u>	<u>2.497.392</u>	<u>60.748.853</u>	<u>32.588.838</u>

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e demais Instalações de Transmissão - RPC, não

depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei 12.783/2013.

No exercício de 31 de dezembro 2016, a Companhia efetuou sua estimativa dos valores atualizados relativos aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, reconhecendo o montante de R\$ 28.600.552, na rubrica Receita Financeira – Retorno do Investimento no segmento de transmissão (Vide Nota 2.1).

NOTA 39 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	18.042.028	(6.437.858)	-	-
Investimentos em coligadas				
Juros sobre o capital próprio	6.010	5.610	6.010	-
Equivalência patrimonial	2.246.802	401.201	2.938.270	379.743
	2.252.812	406.811	2.944.280	379.743
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	1.026	2.010	1.026	2.010
Dividendos	101.510	62.045	101.510	62.045
Remuneração dos investimentos em parcerias	-	10.402	-	10.402
Rendimentos de capital - ITAIPU	84.768	77.246	84.768	77.246
Outros	(17.537)	-	(17.537)	-
	169.767	151.703	169.767	151.703
	20.464.607	(5.879.344)	3.114.047	531.446

39.1 – Investigação

Como resultado da investigação, a Companhia reconheceu a perda de R\$91.464 no resultado de equivalência patrimonial (Vide Nota 4.XI)

NOTA 40 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Pessoal	444.482	398.830	6.548.572	6.004.845
Material	2.556	2.555	329.599	318.410
Serviços	408.970	119.120	3.485.040	3.172.162
	856.008	520.505	10.363.211	9.495.417

NOTA 41 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Energia comprada para revenda				
Suprimento	-	-	5.714.743	4.931.606
Comercialização na CCEE	711.399	48.335	2.425.240	2.998.109
Proinfa	3.084.640	2.803.812	3.106.129	2.818.660
Outros	17.980	17.685	17.931	17.852
	<u>3.814.019</u>	<u>2.869.832</u>	<u>11.264.043</u>	<u>10.766.227</u>

NOTA 42 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Garantias	29.913	30.265	29.913	30.265
Contingências (Nota 30)	2.419.819	5.698.790	3.994.158	7.083.748
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	334.383	642.924
PCLD - Financiamentos e Empréstimos (Nota 8)	17.290	15.755	17.290	15.755
Passivo a descoberto em Controladas (Nota 35)	12.155.108	5.392.577	-	-
Contratos Onerosos (Nota 33)	-	-	2.194.498	366.477
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos	(26.834)	(1.001.986)	1.479.088	(610.747)
Impairment (Nota 19)	(1.852)	(1.852)	5.537.062	5.991.110
Provisão ANEEL - CCC	-	-	741.623	-
Ajuste a Valor de Mercado	41	67.107	41	67.107
Impairment BRR	-	-	-	(148.637)
Risco Hidrológico	-	-	(451.340)	451.340
Outras	82.600	31.978	847.279	749.943
	<u>14.676.085</u>	<u>10.232.634</u>	<u>14.723.995</u>	<u>14.639.285</u>

Provisão/ (Reversão) para Perdas em Investimentos

A Companhia efetuou ajustes nos resultados de empresas investidas, a fim de padronizar as políticas contábeis das referidas empresas com as adotadas pela Companhia, adicionalmente reconheceu provisões para perdas em investimentos, totalizando um montante no exercício de 31 de dezembro de 2016 de R\$ 1.479.088 (reversão de R\$ 610.747). Para maiores informações vide nota 15.

Provisão ANEEL - CCC

Em 7 de fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Homologatória nº 2.202 que aprovou o orçamento para o ano de 2017 da Conta CDE. O orçamento aprovado pelo ANEEL inicialmente não contemplou os valores que foram objeto de repactuações assinadas em 2014 e 2015 entre as distribuidoras Amazonas D, Ceron, Eletroacre e Boa Vista (denominadas "distribuidoras") e a Petrobras/BR Distribuidora. Tais Contratos de Confissão de Dívidas, denominados "CCDs", haviam sido previamente autorizados pela legislação aplicável e homologados pela própria ANEEL.

Em 7 de março de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.204, de 7 de março de 2017, a ANEEL alterou a Resolução Homologatória nº 2.202, de 7 de fevereiro de 2017, a

qual aprovava o orçamento anual da Conta CDE para o ano de 2017, incluindo no orçamentos os montantes referentes aos CCDs (maiores informações vide Nota 11).

Risco Hidrológico

Em dezembro de 2015 a controlada Eletronorte provisionou R\$ 451.340, devido à exposição de risco decorrente da adesão à repactuação do risco hidrológico. Durante o exercício de 2016, após a adesão de diversas empresas à repactuação, o risco de exposição da Eletronorte não foi concretizado, tal fato ensejou uma nova avaliação do risco associado aos eventos atuais, bem como a avaliação da situação da Eletronorte na contabilização da energia de curto prazo, caracterizada como vendedora de energia até o encerramento do exercício. Diante desses aspectos, a manutenção da provisão não é necessária. Dessa forma, a controlada Eletronorte reverteu a provisão em sua totalidade no exercício de 2016.

NOTA 43 – ATIVOS MANTIDOS PARA VENDA

43.1 – Alienação do controle acionário da controlada CELG D

Em 26 de setembro de 2014, em Assembleia Geral Extraordinária, a Eletrobras aprovou a aquisição, pela Companhia, do controle acionário da CELG Distribuição S.A. (CELG D).

A Companhia concluiu o processo de aquisição da CELG D mediante o pagamento e a transferência, em 27 de janeiro de 2015, de 76.761.267 de ações ordinárias de emissão da CELG D, correspondentes a 50,93% do capital social da Distribuidora, ao valor de R\$ 59.454.

Em 28 de dezembro de 2015, em Assembleia Geral Extraordinária, a Eletrobras aprovou a alienação do controle acionário da CELG D em leilão de desestatização a ser promovido pela BM&FBOVESPA, conforme preço mínimo e condições estabelecidas na Resolução 11/2015 do Conselho Nacional de Desestatização – CND. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou os ativos e passivos da controlada CELG D como ativo mantido para venda, uma vez que a Companhia estava comprometida com a alienação do controle acionário da referida controlada.

Em 30 de novembro de 2016, foi realizada, na Bolsa de Valores de São Paulo - BM&FBOVESPA, o Leilão de Desestatização Número 02/2016 da CELG D e a proposta vencedora foi a da empresa ENEL BRASIL S/A ("Adjudicatária")

Em 24 de janeiro de 2017, o Conselho administrativo de Defesa Econômica – CADE autorizou a conclusão da operação de privatização da CELG D.

Em 31 de janeiro de 2017, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") aprovou a aquisição da CELG D pela ENEL BRASIL S/A, através da Resolução Autorizativa número 6.182/2017.

Em 14 de fevereiro de 2017, foi assinado, o contrato de compra e venda de Ações da CELG D entre Eletrobras, Companhia Celg de Participações – CELGPAR e ENEL BRASIL S/A, conforme cronograma estabelecido. A Eletrobras recebeu, nesta data, o valor de R\$ 1.065.266 referente à referida alienação.

Os principais ativos e passivos da controlada CELG D classificados como mantidos para venda, em 31 de dezembro de 2016, estão demonstrados a seguir:

	31/12/2016	31/12/2015
Caixa e equivalentes de caixa	76.144	82.182
Contas a receber	988.093	1.112.469
Tributos e contribuições sociais	149.570	170.440
Depósitos judiciais	212.420	136.761
Ativo Financeiro	62.296	199.497
Ativo imobilizado	44.983	43.328
Ativo intangível	2.065.418	1.908.127
Ativos reembolsáveis - FUNAC	650.065	672.615
Outros ativos	157.224	298.366
Total ativos da CELG D classificados como mantidos para venda	4.406.213	4.623.785
Fornecedores	1.467.436	1.983.890
Empréstimos e financiamentos	1.085.476	1.304.503
Tributos e contribuições sociais	277.612	360.553
Encargos setoriais	706.039	428.332
Benefício pós emprego	149.698	146.800
Provisões de contingências	669.729	568.100
Outros passivos	819.023	782.831
Passivos da CELG D associados a ativos classificados como mantidos para venda	5.175.013	5.575.009

NOTA 44 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

44.1 - Gestão do Risco de Capital

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

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

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015
Total dos empréstimos e financiamentos	45.620.428	46.398.260
(-) Caixa e Equivalente de Caixa e Títulos e valores mobiliários	6.424.881	8.431.737
Dívida Líquida	39.195.547	37.966.523
(+) Total do Patrimônio Líquido	44.064.927	41.739.222
Total do Capital	83.260.474	79.705.745
Índice de Alavancagem Financeira	47%	48%

44.2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

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

	CONTROLADORA		
	Mensuração	31/12/2016	31/12/2015
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa		194.106	691.719
Empréstimos e Recebíveis		38.300.688	41.052.908
Clientes	Custo Amortizado	431.472	504.597
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	35.381.756	37.098.745
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	74.527	-
Ativo Financeiro - Itaipu	Custo Amortizado	2.412.933	3.449.566
Mantidos Até o Vencimento		245.296	191.763
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	245.296	191.763
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		4.288.141	3.454.526
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	4.288.141	3.454.526
Disponíveis para venda		1.168.935	1.018.143
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.168.935	1.018.143
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados pelo Custo Amortizado		28.965.246	30.752.210
Fornecedores	Custo Amortizado	440.976	416.126
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	26.319.526	30.036.452
Obrigações de ressarcimento	Custo Amortizado	992.727	299.632
Passivo Financeiro - Itaipu	Custo Amortizado	1.212.017	-
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		6.614	18.860
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	6.614	18.860

	CONSOLIDADO		
	Mensuração	31/12/2016	31/12/2015
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa		679.668	1.393.973
Empréstimos e Recebíveis		78.991.610	59.238.499
Clientes	Custo Amortizado	6.481.303	5.970.958
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	13.184.244	17.587.620
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	9.164.986	10.503.382
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	13.590.194	25.176.539
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	Valor Justo	36.570.883	-
Mantidos Até o Vencimento		246.801	193.669
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	246.801	193.669
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		5.727.185	6.890.406
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	5.498.412	6.844.095
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	228.773	46.311
Disponíveis para venda		6.283.905	5.382.366
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.357.923	1.177.260
Ativo Financeiro - Distribuição	Valor justo	4.925.982	4.205.106
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados pelo Custo Amortizado		69.184.723	70.733.967
Fornecedores	Custo Amortizado	19.442.121	19.577.928
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	45.620.428	46.398.260
Debêntures	Custo Amortizado	201.375	562.474
Obrigações de Ressarcimento	Custo Amortizado	2.683.816	2.879.586
Arrendamento Mercantil	Custo Amortizado	1.169.504	1.252.155
Concessões a Pagar UBP	Custo Amortizado	67.479	63.564
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		50.631	99.129
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	44.017	80.269
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	6.614	18.860

44.2.1 - Técnicas de avaliação e informações usadas

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

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

44.2.2 – 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				
31/12/2016				
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.168.935	-	-	1.168.935
Investimentos (Participações Societárias)	1.168.935	-	-	1.168.935
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	4.288.141	-	4.288.141
Títulos e Valores Mobiliários	-	4.288.141	-	4.288.141
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	6.614	-	6.614
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	6.614	-	6.614

CONTROLADORA				
31/12/2015				
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.018.143	-	-	1.018.143
Investimentos (Participações Societárias)	1.018.143	-	-	1.018.143
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	3.454.526	-	3.454.526
Títulos e Valores Mobiliários	-	3.454.526	-	3.454.526
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	18.860	-	18.860
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	18.860	-	18.860

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

CONSOLIDADO				
31/12/2015				
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.177.260	4.205.106	-	5.382.366
Investimentos (Participações Societárias)	1.177.260	-	-	1.177.260
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	4.205.106	-	4.205.106
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	6.890.406	-	6.890.406
Títulos e Valores Mobiliários	-	6.844.095	-	6.844.095
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	46.311	-	46.311
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	99.129	-	99.129
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	99.129	-	99.129

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

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

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

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de

indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

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

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

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

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

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

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

44.3 - Gestão de Riscos Financeiros:

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

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

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

44.3.1 - Risco de taxa de câmbio

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

CONTROLADORA					
Saldo em 31/12/2016			Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
Empréstimos obtidos	3.502.915	11.414.250	(670.808)	(3.692.073)	(6.713.337)
USD Empréstimos concedidos	3.420.014	11.146.167	652.881	3.602.643	6.552.405
Ativo financeiro - ITAIPU	368.481	1.200.916	70.343	388.158	705.972
Impacto no resultado - USD			52.415	298.728	545.040
EURO Empréstimos obtidos	59.263	203.712	(7.858)	(60.751)	(113.643)
Empréstimos concedidos	59.242	203.697	7.796	60.669	113.543
Impacto no resultado - EURO			(62)	(81)	(101)
IENE Empréstimos obtidos	3.308.957	92.353	(4.769)	(29.050)	(53.330)
Empréstimos concedidos	6.786.486	189.479	9.714	59.512	109.310
Impacto no resultado - IENE			4.944	30.462	55.979
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			57.298	329.108	600.918
CONSOLIDADO					
Saldo em 31/12/2016			Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
Empréstimos obtidos	3.619.606	11.794.486	(693.155)	(3.815.065)	(6.936.975)
USD Empréstimos concedidos	3.304.835	10.770.787	630.893	3.481.313	6.331.733
Ativo financeiro - ITAIPU	368.481	1.200.916	70.343	388.158	705.972
Impacto no resultado - USD			8.081	54.406	100.731
EURO Empréstimos obtidos	59.263	203.712	(7.858)	(60.751)	(113.643)
Impacto no resultado - EURO			(7.858)	(60.751)	(113.643)
IENE Empréstimos obtidos	3.308.957	92.353	(4.769)	(29.050)	(53.330)
Impacto no resultado - IENE			(4.769)	(29.050)	(53.330)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			(4.546)	(35.395)	(66.243)
(1) Premissas adotadas:			Provável	25%	50%
USD			3,450	4,313	5,175
EURO			3,570	4,463	5,355
IENE			0,029	0,037	0,044

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

CONTROLADORA					
Saldo em 31/12/2016			Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD					
Empréstimos obtidos	3.502.915	11.414.250	(670.808)	2.350.456	5.371.721
Empréstimos concedidos	3.420.014	11.146.167	652.881	(2.296.881)	(5.246.643)
Ativo financeiro - ITAIPU	368.481	1.200.916	70.343	(247.472)	(565.287)
Impacto no resultado - USD			52.415	(193.897)	(440.209)
EURO					
Empréstimos obtidos	59.263	203.712	(7.858)	45.034	97.927
Empréstimos concedidos	59.242	203.697	7.796	(45.077)	(97.950)
Impacto no resultado - EURO			(62)	(43)	(23)
IENE					
Empréstimos obtidos	3.308.957	92.353	(4.769)	19.511	43.792
Empréstimos concedidos	6.786.486	189.479	9.714	(40.084)	(89.882)
Impacto no resultado - IENE			4.944	(20.573)	(46.091)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			57.298	(214.513)	(486.323)
CONSOLIDADO					
Saldo em 31/12/2016			Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD					
Empréstimos obtidos	3.619.606	11.794.486	(693.155)	2.428.756	5.550.666
Empréstimos concedidos	3.304.835	10.770.787	630.893	(2.219.527)	(5.069.947)
Ativo financeiro - ITAIPU	368.481	1.200.916	70.343	(247.472)	(565.287)
Impacto no resultado - USD			8.081	(38.243)	(84.568)
EURO					
Empréstimos obtidos	59.263	203.712	(7.858)	45.034	97.927
Impacto no resultado - EURO			(7.858)	45.034	97.927
IENE					
Empréstimos obtidos	3.308.957	92.353	(4.769)	19.511	43.792
Impacto no resultado - IENE			(4.769)	19.511	43.792
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			(4.546)	26.302	57.151
⁽¹⁾ Premissas adotadas:			Provável	- 25%	- 50%
USD			3,450	2,588	1,725
EURO			3,570	2,678	1,785
IENE			0,029	0,022	0,015

44.3.2 - Risco de taxa de juros

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

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

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

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

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

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

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

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

(a.1) LIBOR

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/12/2016		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (+25%) ¹
					Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	669.790	2.182.512	(3.147.278)	(3.934.098)
	Derivativo	650.000	2.118.025	3.054.285	3.817.856
	Total			(92.993)	(116.241)

		CONSOLIDADO			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/12/2016		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (+25%) ¹
					Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	783.152	2.551.902	(3.679.955)	(4.599.943)
	Derivativo	650.000	2.118.025	3.054.285	3.817.856
	Total			(625.670)	(782.087)
(1) Premissas adotadas:			31/12/2016	Provável	25%
USD			3,2585	3,4500	
LIBOR			n/a	136,20%	170,25%
					204,30%

(a.2) Indexadores nacionais

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA		
		Saldo em 31/12/2016	Efeito no resultado - receita (despesa)	
			Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (+25%) ¹
				Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	6.286.018	(597.172)	(746.465)
	Impacto no resultado - CDI		(597.172)	(746.465)
IGPM	Empréstimos concedidos	243.398	11.464	14.330
	Impacto no resultado - IGPM		11.464	14.330
IPCA	Empréstimos concedidos	6.776.442	321.881	402.351
	Impacto no resultado - IPCA		321.881	402.351
SELIC	Empréstimos obtidos	1.675.353	(159.159)	(198.948)
	Impacto no resultado - SELIC		(159.159)	(198.948)
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(422.985)	(528.732)

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2016	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	12.701.548	(1.206.647)	(1.508.309)	(1.809.971)
	Impacto no resultado - CDI		(1.206.647)	(1.508.309)	(1.809.971)
TJLP	Empréstimos obtidos	10.063.827	(754.787)	(943.484)	(1.132.181)
	Debêntures emitidas	201.375	(15.103)	(18.879)	(22.655)
	Impacto no resultado - TJLP		(769.890)	(962.363)	(1.154.835)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.169.504	(55.084)	(68.855)	(82.625)
	Empréstimos concedidos	241.721	11.385	14.231	17.078
	Impacto no resultado - IGPM		(43.699)	(54.623)	(65.548)
SELIC	Empréstimos obtidos	1.675.353	(159.159)	(198.948)	(238.738)
	Impacto no resultado - SELIC		(159.159)	(198.948)	(238.738)
IPCA	Empréstimos obtidos	531.933	25.267	31.584	37.900
	Impacto no resultado - IPCA		25.267	31.584	37.900
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(2.154.128)	(2.692.659)	(3.231.191)
(¹) Premissas adotadas:			Provável	25%	50%
	CDI		9,50%	11,88%	14,25%
	IPCA		4,75%	5,94%	7,13%
	TJLP		7,50%	9,38%	11,25%
	IGPM		4,71%	5,89%	7,07%
	SELIC		9,50%	11,88%	14,25%

- risco de depreciação das taxas de juros:

CONTROLADORA				
		Saldo em 31/12/2016	Efeito no resultado - receita (despesa)	
			Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (-25%) ¹
				Cenário III (-50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	6.286.018	(597.172)	(447.879)
	Impacto no resultado - CDI		(597.172)	(298.586)
IPCA	Empréstimos concedidos	6.776.442	321.881	241.411
	Impacto no resultado - IPCA		321.881	160.940
IGPM	Empréstimos concedidos	243.398	11.464	8.598
	Impacto no resultado - IGPM		11.464	5.732
SELIC	Empréstimos obtidos	1.675.353	(159.159)	(119.369)
	Impacto no resultado - SELIC		(159.159)	(79.579)
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES			(422.985)	(317.239)

CONSOLIDADO				
		Saldo em 31/12/2016	Efeito no resultado - receita (despesa)	
			Cenário I - Provável 2017 ¹	Cenário II (-25%) ¹
				Cenário III (-50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	12.701.548	(1.206.647)	(904.985)
	Impacto no resultado - CDI		(1.206.647)	(603.324)
TJLP	Empréstimos obtidos	10.063.827	(754.787)	(566.090)
	Debêntures emitidas	201.375	(15.103)	(11.327)
	Impacto no resultado - TJLP		(769.890)	(377.394)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.169.504	(55.084)	(41.313)
	Empréstimos concedidos	241.721	11.385	8.539
	Impacto no resultado - IGPM		(43.699)	(27.542)
SELIC	Empréstimos obtidos	1.675.353	(159.159)	(119.369)
	Impacto no resultado - SELIC		(159.159)	(79.579)
IPCA	Empréstimos obtidos	531.933	25.267	18.950
	Impacto no resultado - IPCA		25.267	12.633
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES			(2.154.128)	(1.615.596)

(¹) Premissas adotadas:

	Provável	-25%	-50%
CDI	9,50%	7,13%	4,75%
IPCA	4,75%	3,56%	2,38%
TJLP	7,50%	5,63%	3,75%
IGPM	4,71%	3,53%	2,36%
SELIC	9,50%	7,13%	4,75%

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

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

Tipo	Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
					31/12/2016	31/12/2015
Libor X Pre-tax	03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(2.642)	(5.497)
Libor X Pre-tax	04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(5.437)	(11.266)
Libor X Pre-tax	09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	157	(226)
Libor X Pre-tax	10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	211	(133)
Libor X Pre-tax	11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	636	(394)
Libor X Pre-tax	12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	82	(307)
Libor X Pre-tax	13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	88	(286)
Libor X Pre-tax	14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	53	(211)
Libor X Pre-tax	15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	73	(134)
Libor X Pre-tax	16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	65	(166)
Libor X Pre-tax	17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	58	(192)
Libor X Pre-tax	18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	42	(47)
	TOTAL	650.000			(6.614)	(18.860)

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no exercício um resultado abrangente positivo de R\$ 11.684 (resultado negativo de R\$ 468 em 31 de dezembro de 2015).

Com a designação dos swaps para contabilização de *hedge*, no exercício findo em 31 de dezembro de 2016, a Companhia reconheceu R\$ 14.160 como despesas financeiras referentes aos swaps (R\$ 20.996 em 31 de dezembro de 2015).

44.3.3 - Risco de preços – *commodities*

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

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

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

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

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

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

Considerando que o prêmio está associado ao preço da commodity do alumínio da LME, é possível atribuir o fair value destes contratos. O valor da LME fechou o mês de dezembro de 2016 cotado em US\$ 1.722,17/ton, o que representou uma variação positiva de 15,17% em relação ao valor verificado em dezembro de 2015, quando o preço da commodity alcançou US\$ 1.495,35/ton.

No mesmo exercício de análise, houve uma apreciação do real em relação ao dólar com a cotação passando de R\$ 3,87 para R\$ 3,35. A variação positiva no preço do alumínio contribuiu com um aumento na expectativa do valor justo para os derivativos compensando a desvalorização do dólar no período.

O ganho apurado nesta operação com derivativos no exercício de 2016 é de R\$ 182.462 (perda de R\$ 213.599 em 31 de dezembro de 2015) e está apresentado no resultado financeiro.

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

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

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

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

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

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada

instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

Saldo em 31/12/2016	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
228.773	686.496	886.555

44.3.4 - Risco de crédito

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

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

O risco de crédito relacionado aos recebíveis de clientes (vide nota 7) está concentrado nas atividades de distribuição, no montante de R\$ 2.395.918 ou 38% (R\$ 2.178.241 ou 35% em 31 de dezembro de 2015) do saldo em aberto ao final do exercício de 31 de dezembro de 2016, e tendo como principal característica o alto grau de pulverização por contemplar um volume de vendas significativo a consumidores da classe residencial.

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

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

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

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

credenciadas a efetuarem operações de derivativos com a Companhia. Além disso, a empresa desenvolveu metodologia de controle de exposição às instituições credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

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

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

44.3.5 - Risco de liquidez

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

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

CONTROLADORA 31/12/2016					
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	7.712.632	5.029.265	17.133.821	4.345.535	34.221.252
Fornecedores	440.976	-	-	-	440.976
Empréstimos e financiamentos	6.278.929	5.029.265	17.133.821	4.345.535	32.787.549
Obrigações de Ressarcimento	992.727	-	-	-	992.727
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.614	-	-	-	6.614
Instrumentos Financeiros Derivativos	6.614	-	-	-	6.614

CONTROLADORA 31/12/2015					
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	5.497.634	11.400.270	12.496.676	10.797.657	40.192.237
Fornecedores	416.126	-	-	-	416.126
Empréstimos e financiamentos	4.781.876	11.400.270	12.496.676	10.797.657	39.476.479
Obrigações de Ressarcimento	299.632	-	-	-	299.632
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	18.860	-	-	-	18.860
Instrumentos Financeiros Derivativos	18.860	-	-	-	18.860

CONSOLIDADO 31/12/2016					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	20.420.991	19.541.472	25.956.948	12.925.271	78.844.681
Fornecedores	9.659.301	3.518.140	3.487.328	2.777.352	19.442.121
Empréstimos e financiamentos	9.440.941	15.718.925	21.822.739	8.297.782	55.280.386
Debêntures	12.442	10.300	41.200	137.433	201.375
Obrigações de Ressarcimento	1.167.503	152.339	146.051	1.217.923	2.683.816
Arrendamento Mercantil	136.662	139.524	418.571	474.748	1.169.504
Concessões a Pagar UBP	4.142	2.244	41.060	20.033	67.479
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.946	43.685	-	-	50.631
Instrumentos Financeiros Derivativos	6.946	43.685	-	-	50.631

CONSOLIDADO 31/12/2015					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	18.331.212	19.570.442	28.492.678	23.999.600	90.393.931
Fornecedores	10.128.507	3.163.442	3.195.654	3.090.325	19.577.928
Empréstimos e financiamentos	7.312.379	16.138.249	24.723.419	17.884.178	66.058.224
Debêntures	357.226	31.668	57.202	116.378	562.474
Obrigações de Ressarcimento	396.208	145.399	137.252	2.200.727	2.879.586
Arrendamento Mercantil	132.972	91.684	339.679	687.820	1.252.155
Concessões a Pagar UBP	3.920	-	39.472	20.172	63.564
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	20.608	78.521	-	-	99.129
Instrumentos Financeiros Derivativos	20.608	78.521	-	-	99.129

44.4 – Derivativos embutidos relacionados a debêntures conversíveis em ações

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

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

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

O ganho apurado no exercício findo em 31 de dezembro de 2016 é de R\$ 36.252 (ganho de R\$ 27.292 em 31 de dezembro de 2015) e está apresentado na demonstração do resultado do exercício.

44.4.1 – Análise de sensibilidade

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

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

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

De acordo com o CPC 38, os contratos híbridos que tenham a eles associados elementos voláteis, sejam eles índices de preços e/ou *commodities*, devem ser marcados a mercado. Com isso, as 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
2016	44.017	37.488	30.774	50.122	55.673

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

NOTA 45 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

As informações por segmento de negócios, correspondentes a 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015, são as seguintes:

	31/12/2016							
	Geração			Transmissão				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	177.405	16.084.829	1.626.261	1.604.010	31.951.699	11.591.536	(2.286.887)	60.748.853
Custos e Despesas Operacionais	(16.363.987)	(18.554.204)	(2.558.582)	(2.516.547)	(4.842.825)	(15.571.754)	14.498.405	(45.909.494)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(16.186.582)	(2.469.375)	(932.321)	(912.537)	27.108.874	(3.980.218)	12.211.518	14.839.359
Resultado Financeiro	(978.970)	(1.743.807)	(619.292)	(179.444)	306.918	(2.658.306)	(56.410)	(5.929.311)
Resultado de Participações Societárias	21.160.337	-	-	-	-	-	(18.046.290)	3.114.047
Imposto de renda e contribuição social	(67.593)	532.531	165.617	(167.351)	(8.974.023)	-	-	(8.510.819)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	3.927.192	(3.680.651)	(1.385.996)	(1.259.332)	18.441.769	(6.638.524)	(5.891.182)	3.513.276

	31/12/2015							
	Geração			Transmissão				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	348.022	15.374.584	1.747.836	1.839.339	3.826.056	11.470.843	(2.017.842)	32.588.838
Custos e Despesas Operacionais	(11.818.632)	(18.877.383)	(1.586.974)	(3.253.891)	(4.008.317)	(13.603.989)	7.484.381	(45.664.805)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(11.470.610)	(3.502.799)	160.862	(1.414.552)	(182.261)	(2.133.146)	5.466.539	(13.075.967)
Resultado Financeiro	3.958.904	(1.281.380)	(656.829)	(573.184)	(240.949)	(2.831.625)	(73.962)	(1.699.025)
Resultado de Participações Societárias	(6.091.974)	-	-	-	-	-	6.623.420	531.446
Imposto de renda e contribuição social	(870.858)	(126.772)	89	256.947	19.553	10.929	-	(710.112)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(14.474.538)	(4.910.951)	(495.878)	(1.730.789)	(403.657)	(4.953.842)	12.015.997	(14.953.658)

Receitas e Despesas de juros por segmento:

	31/12/2016					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	3.479.762	28.623	36.498	-	(2.390.873)	1.154.010
Despesa de Juros	(2.613.556)	(1.744.244)	(1.101.056)	(3.579.897)	2.662.917	(6.375.836)
Total	866.206	(1.715.621)	(1.064.558)	(3.579.897)	272.044	(5.221.826)

	31/12/2015					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	3.007.812	25.755	34.199	-	(1.939.360)	1.128.406
Despesa de Juros	(2.456.811)	(2.997.888)	(1.062.270)	(1.688.888)	1.865.398	(6.340.459)
Total	551.001	(2.972.133)	(1.028.071)	(1.688.888)	(73.962)	(5.212.053)

Receita de consumidores externos por segmento:

	31/12/2016			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	12.885.622	-	-	12.885.622
Fornecimento de Energia Elétrica	2.945.506	-	15.208.202	18.153.708
Energia Elétrica de Curto Prazo	1.242.016	-	-	1.242.016
CVA e outros itens financeiros	-	-	(339.405)	339.405
Efeito Financeiro de Itaipu	(346.638)	-	-	(346.638)
Receita de operação e manutenção	2.178.699	2.975.690	-	5.154.389
Receita de construção	41.316	1.174.703	1.165.611	2.381.630
Financeira - Retorno do Investimento	-	29.406.261	-	29.406.261
Atualizações da taxa de retorno - Geração	-	-	-	-
Total da receita bruta	18.946.521	33.556.654	16.034.408	68.537.583

	31/12/2015			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	12.310.243	-	-	12.310.243
Fornecimento de Energia Elétrica	3.571.809	-	14.835.424	18.407.233
Energia Elétrica de Curto Prazo	1.811.552	-	-	1.811.552
CVA e outros itens financeiros	-	-	324.120	324.120
Efeito Financeiro de Itaipu	234.425	-	-	234.425
Receita de operação e manutenção	1.882.637	2.695.611	-	4.578.248
Receita de construção	148.403	2.077.616	1.011.518	3.237.537
Financeira - Retorno do Investimento	-	838.087	-	838.087
Total da receita bruta	19.959.069	5.611.314	16.171.062	41.741.445

Receita Intersegmento:

	31/12/2016			
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	1.127.914	-	1.127.914
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	726.513	-	726.513
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	286.936	286.936
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	123.727	123.727
Receita de juros do segmento de geração	552.746	-	-	552.746
Receita de juros do segmento de transmissão	836.583	-	-	836.583
Receita de juros do segmento de distribuição	1.001.544	-	-	1.001.544
Total	2.390.873	1.854.427	410.663	4.655.963

	31/12/2015			
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	928.993	-	928.993
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	486.478	-	486.478
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	307.418	307.418
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	112.893	112.893
Receita de juros do segmento de geração	477.484	-	-	477.484
Receita de juros do segmento de transmissão	757.365	-	-	757.365
Receita de juros do segmento de distribuição	704.511	-	-	704.511
Total	1.939.360	1.415.471	420.311	3.775.142

Adição a ativos não circulantes por segmento:

31/12/2016

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	186.369	2.290.771	-	-	2.477.140
Intangível	58.993	54.981	500	38.073	152.547
Total	245.362	2.345.752	500	38.073	2.629.687

31/12/2015

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	230.633	3.909.258	-	-	4.139.891
Intangível	61.331	52.811	87.463	182.703	384.308
Total	291.964	3.962.069	87.463	182.703	4.524.199

Ativos não circulantes por segmento:

	31/12/2016				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
<u>Ativos não circulantes</u>					
Imobilizado	1.848.030	24.065.771	-	899.124	26.812.925
Intangível	419.775	151.877	83.837	106.249	761.738
Total	2.267.805	24.217.648	83.837	1.005.373	27.574.663

	31/12/2015				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
<u>Ativos não circulantes</u>					
Imobilizado	1.774.081	26.815.743	-	956.821	29.546.645
Intangível	452.068	146.173	88.392	248.518	935.151
Total	2.226.149	26.961.916	88.392	1.205.339	30.481.796

Itens não-caixa por segmento:

	31/12/2016				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	201.993	1.562.407	3.510	75.875	1.843.785
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	1.904.749	(729.564)	1.019.313	2.194.498
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(1.852)	3.396.523	2.363.556	(221.165)	5.537.062
Total	200.142	6.863.679	1.637.502	874.023	9.575.346

	31/12/2015				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	189.085	1.242.709	3.728	407.078	1.842.600
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(1.663)	5.469.310	316.762	(93.693)	5.690.716
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	102.518	263.959	-	366.477
Total	187.422	6.814.537	584.449	313.385	7.899.793

NOTA 46 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Companhia é a União que detém 51% das ações ordinárias da Companhia (Vide Nota 36).

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

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2016			31/12/2015		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS	Empréstimos e financiamentos	3.873.939	-	-	4.047.720	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	49.772	-	-	43.649	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	153	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	293.670	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	517.516	-	-	689.462
		4.217.382	-	517.516	4.091.522	-	689.462
CHESF	Empréstimos e financiamentos	698.716	-	-	30.964	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	78	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	157.278	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	28.760	-	-	2.003
		855.995	-	28.760	31.042	-	2.003
ELETRONORTE	Empréstimos e financiamentos	2.758.547	-	-	3.020.041	-	-
	Dividendo a receber	18	-	-	10.017	-	-
	Outros Ativos	1.459.757	-	-	4.474	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	82.409	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	205.791	-	-	636.611
		4.300.731	-	205.791	3.034.532	-	636.611
ELETROSUL	Empréstimos e financiamentos	2.295.669	-	-	2.141.510	-	-
	Dividendo a receber	40.888	-	-	37.024	-	-
	Outros ativos	-	-	-	2.469	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	14.303	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	92.697	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	257.685	-	-	349.461
		2.429.254	-	257.685	2.181.003	14.303	349.461
CGTEE	Empréstimos e financiamentos	2.672.509	-	-	2.417.810	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	483.858	-	-	120.505	-	-
	Dividendo a receber	80.656	-	-	73.035	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	392.164	-	-	309.057
		3.237.022	-	392.164	2.611.350	-	309.057
ELETRONUCLEAR	Empréstimos e financiamentos	1.591.566	-	-	1.600.265	-	-
	Outros ativos	-	-	-	46	-	-
	Outros passivos	-	525.977	-	-	523.984	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	177.166	-	-	129.169
		1.591.566	525.977	177.166	1.600.311	523.984	129.169
ED ALAGOAS	Empréstimos e financiamentos	1.457.930	-	-	1.166.748	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	159.155	-	-	8.307	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1.652	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	190.526	-	-	139.861
		1.617.085	-	190.526	1.176.707	-	139.861
ED PIAUÍ	Empréstimos e financiamentos	1.639.734	-	-	1.224.315	-	-
	Outros ativos	-	-	-	37	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	295.402	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	213.157	-	-	158.746
		1.935.136	-	213.157	1.224.352	-	158.746
Amazonas Energia - D	Empréstimos e financiamentos	1.991.981	-	-	1.327.167	-	-
	Outros ativos	12.635	-	-	138.713	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	117.446	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	385.220	-	-	235.020
		2.122.062	-	385.220	1.465.879	-	235.020
Amazonas Energia - GT	Empréstimos e financiamentos	1.767.488	-	-	1.469.087	-	-
	Outros ativos	531.198	-	-	493.511	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	103.721	-	-	76.473
		2.298.686	-	-	1.962.598	-	76.473
ED RONDÔNIA	Empréstimos e financiamentos	965.389	-	-	739.481	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	245	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1.611	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	115.197	-	-	98.496
		965.389	-	115.197	741.337	-	98.496
ELETROPAR	Dividendo a receber	-	-	-	1.046	-	-
	Outros ativos	-	-	-	380	-	-
	Outras Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	1.426	-	-
ELETROACRE	Empréstimos e financiamentos	370.511	-	-	283.014	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	69.462	-	-	12.787	-	-
	Outros ativos	-	-	-	809	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	47.385	-	-	36.938
		439.973	-	47.385	296.610	-	36.938

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2016			31/12/2015		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ED RORAIMA	Empréstimos e financiamentos	115.692	-	-	54.419	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	80.089	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	7	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	9.586	-	-	7.291
		195.781	-	9.586	54.426	-	7.291
CELG D	Empréstimos e financiamentos	308.585	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	44.931	-	-	12.271
		308.585	-	44.931	-	-	12.271
ITAIPU	Empréstimos e financiamentos	10.770.787	-	-	14.802.134	-	-
	Dividendo a receber	4.314	-	-	1.952	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	6.009.406
	Despesas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	(1.417.999)	-	-	-
		10.775.100	-	(1.417.999)	14.804.087	-	6.009.406
PODER PÚBLICO FEDERAL	Obrigações de Ressarcimento (RBNI)	-	700.582	-	-	-	-
	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	14.609.211	-	-	12.955.502	-
		-	15.309.792	-	-	12.955.502	-
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	2.705.947	-	-	4.867.986	-
		-	2.705.947	-	-	4.867.986	-
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	31.059	-	-	23.555	-
	Provisões	-	394.035	-	-	244.685	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(33.156)	-	-	(31.693)
	Taxas	-	-	(2.644)	-	-	(2.410)
		-	425.094	(35.800)	-	268.240	(34.103)
CEEE- GT	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	4.883	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	15.039	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	85	-	-	607
		15.039	-	85	4.883	-	607
ENERGISA MT	Empréstimos e financiamentos	264.723	-	-	310.697	-	-
	Dividendo a receber	396	-	-	4.403	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	29.002	-	-	30.911
		265.119	-	29.002	315.100	-	30.911
EMAE	Dividendo a receber	6.213	-	-	1.416	-	-
		6.213	-	-	1.416	-	-
CTEEP	Empréstimos e financiamentos	154	-	-	196	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	20	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	39.114	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	17	-	-	17
		39.268	-	17	216	-	17
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	217.676	-	-	275.939	-	-
	Dividendo a receber	25.506	-	-	22.910	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	20.359	-	-	28.387
		243.182	-	20.359	298.849	-	28.387
LAJEADO ENERGIA	Dividendo a receber	9.692	-	-	86.589	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	-
		9.692	-	-	86.589	-	-
CEB LAJEADO	Dividendo a receber	-	-	-	13.980	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	672	-	-	-
		-	-	672	13.980	-	-
PAULISTA LAJEADO	Dividendo a receber	1.210	-	-	3.077	-	-
		1.210	-	-	3.077	-	-
CEEE-D	Empréstimos e financiamentos	24.368	-	-	28.520	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	1.854	-	-	2.673
		24.368	-	1.854	28.520	-	2.673

		CONSOLIDADO					
		31/12/2016			31/12/2015		
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Cliente	2.245	-	-	19.535	-	-
	Outros Ativos	1.991	-	-	-	-	-
	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	31.483.757	-	-	19.833.145	-
	Fornecedores (BR Distribuidora)	-	5.937.476	-	-	3.773.502	-
	Obrigações de Ressarcimento (RBNI)	-	700.582	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	51.403	-	-	96.432
		4.236	38.121.815	51.403	19.535	23.606.647	96.432
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	2.705.947	-	-	3.940.898	-
		-	2.705.947	-	-	3.940.898	-
NORTE BRASIL	Clientes	203	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	1.538	-	-	1.459	-
	Receitas Financeiras	-	-	1.035	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(14.267)	-	-	(14.636)
		203	1.538	(13.232)	-	1.459	(14.636)
ETAU	Outras contas a receber	10	-	-	9	-	-
	JCP / Dividendos a receber	5.616	-	-	257	-	-
	Fornecedores	-	4	-	-	3	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	928	-	-	350
	Outras receitas	-	-	10	-	-	9
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(43)	-	-	(38)
		5.626	4	895	266	3	321
ESBR	Clientes	9.487	-	-	4.526	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	535.200	-	-	141.400	-	-
	Fornecedores	-	17.630	-	-	27.876	-
	Energia comprada para revenda	-	17.206	-	-	-	-
	Despesa Energia comprada	-	-	(399.299)	-	-	(219.637)
	Receita de uso de Energia Elétrica	-	-	48.206	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	7.369	-	-	-
	Despesas Financeiras	-	-	(15.484)	-	-	-
		544.687	34.836	(359.208)	145.926	27.876	(219.637)
COSTA OESTE	Dividendos / JCP a receber	300	-	-	1.713	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	1	-	-	1	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(12)	-	-	(10)
		300	1	(12)	1.713	1	(10)
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Outras contas a receber	8	-	-	11	-	-
	Fornecedores	-	7	-	-	7	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.736	-	-	12.557
	Outras receitas	-	-	83	-	-	76
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(82)	-	-	(70)
		8	7	2.737	11	7	12.563
LIVRAMENTO	Clientes	153	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	213	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	220.027	-	-	173.860	-	-
	Outros Ativos	64.310	-	-	64.310	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	659	-	-	-
	Receita de Uso da Rede Elétrica	-	-	256	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(2)
	Outras receitas	-	-	-	-	-	179
		284.703	-	915	238.170	-	177
SANTA VITÓRIA	Clientes	51	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	581	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	37.946	-	-	36.492	-	-
	Outros Ativos	29.400	-	-	29.400	-	-
	Receitas de Prestação de Serviços	-	-	919	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	632	-	-	-
	Outras receitas	-	-	158	-	-	-
		67.978	-	1.709	65.892	-	-
MARUMBI	Adiantamento para futuro aumento de capital	880	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	961	-	-	775	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	2	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	14
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(23)	-	-	(8)
		1.841	2	(23)	775	2	6
CHUÍ	Clientes	28	-	-	431.913	-	-
	Outras contas a receber	288	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	431.913	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.041	-	-	-
		-	-	356	-	-	-
		432.229	-	1.397	431.913	-	-
TDG	Contas a receber	225	-	-	355	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	101.000	-	-	101.000	-	-
	Fornecedores	-	115	-	-	169	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.688	-	-	4.217
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.432)	-	-	(1.580)
		101.225	115	1.256	101.355	169	2.637
MANAUS TRANSMISSÃO	Dividendos / JCP a receber	3.934	-	-	50	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	415	-	-	26.800	-	-
	Outros ativos	1.067	-	-	1.067	-	-
	Fornecedores	-	1.994	-	-	1.810	-
	Outros passivos	-	-	-	-	8	-
	Outras Receitas	-	-	-	-	-	2.573
		-	-	(1.679)	-	-	(20.825)
		5.416	1.994	(1.679)	27.917	1.818	(18.252)
MADEIRA ENERGIA	Outras contas a receber	359.959	-	-	-	-	-
	Receitas financeiras	-	-	55.759	-	-	-
		359.959	-	55.759	-	-	-

		CONSOLIDADO					
		31/12/2016			31/12/2015		
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
IE MADEIRA	Dividendos / JCP a receber	30.630	-	-	27.589	-	-
	Fornecedores	-	1.547	-	-	1.475	-
	Contas a pagar	-	335	-	-	526	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	199	-	-	602
	Outras despesas (receitas)	-	-	-	-	-	495
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(51.903)	-	-	(53.169)
		30.630	1.882	(51.704)	27.589	2.001	(52.072)
MANAUS CONSTRUÇÃO	Dividendos / JCP a receber	9.178	-	-	9.178	-	-
		9.178	-	-	9.178	-	-
STN	Contas a receber	304	-	-	273	-	-
	Dividendos / JCP a receber	8.974	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	842	-	-	1.042	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.503	-	-	3.231
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(9.887)	-	-	(10.362)
		9.278	842	(6.384)	273	1.042	(7.131)
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	JCP / Dividendos a receber	1.172	-	-	1.209	-	-
	Clientes	548	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	317	-	-
	Fornecedores	-	1.577	-	-	1.482	-
	Outras receitas	-	-	4.154	-	-	3.673
	Outras despesas	-	-	(6.300)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7.719)	-	-	(14.503)
		1.720	1.577	(9.865)	1.526	1.482	(10.830)
EAPSA - Energética Águas da Pedra S.A.	Clientes	190	-	-	352	-	-
	Dividendos / JCP a receber	4.743	-	-	2.181	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	1.557
		4.933	-	-	2.533	-	1.557
SETE GAMELEIRAS	Clientes	9	-	-	8	-	-
	Dividendos / JCP a receber	293	-	-	437	-	-
		302	-	-	445	-	-
S. PEDRO DO LAGO	Clientes	9	-	-	36	-	-
	Outras contas a receber	31	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	341	-	-	371	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	341	-	-	335
		381	-	341	407	-	335
PEDRA BRANCA	Clientes	9	-	-	8	-	-
	Dividendos / JCP a receber	757	-	-	542	-	-
		766	-	-	550	-	-
BRASVENTOS MIASSABA	Clientes	89	-	-	152	-	-
	Outros ativos	75	-	-	1	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1.415	-	-	709
	Outras receitas	-	-	-	-	-	604
		164	-	1.415	153	-	1.313
BRASVENTOS EOLO	Clientes	76	-	-	129	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	316	-	-	316	-	-
	Outros ativos	64	-	-	1	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	666	-	-	605
	Outras receitas	-	-	540	-	-	517
		456	-	1.206	446	-	1.122
ENERPEIXE	Clientes	285	-	-	282	-	-
	JCP / Dividendos a receber	26.446	-	-	34.686	-	-
	Fornecedores	-	10	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	379	-	-	13
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2.475	-	-	2.287
		26.731	10	2.854	34.968	-	2.300
TRANSLESTE	JCP / Dividendos a receber	282	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	179	-	-	164	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.544)	-	-	(1.515)
		-	179	(1.544)	-	164	(1.515)
TRANSUDESTE	Clientes	15	-	-	14	-	-
	Outras Contas a receber	14	-	-	13	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.256	-	-	1.033	-	-
	Fornecedores	-	111	-	-	102	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	169	-	-	157
	Outras Receitas	-	-	182	-	-	165
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(976)	-	-	(947)
		1.285	111	(625)	1.060	102	(625)
TRANSIRAPE	JCP / Dividendos a receber	678	-	-	678	-	-
	Fornecedores	-	111	-	-	90	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(885)	-	-	(739)
		678	111	(885)	678	90	(739)
CENTROESTE	Clientes	8	-	-	63	-	-
	Outras Contas a Receber	62	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	59	-	-	59	-	-
	Fornecedores	-	58	-	-	54	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	894	-	-	1.068
	Outras receitas	-	-	97	-	-	89
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(672)	-	-	(645)
	Outras Despesas	-	-	(1)	-	-	-
		129	58	318	122	54	512
BAQUARI	Clientes	23	-	-	22	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	2.462	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	316	-	-	315	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	212	-	-	193
		339	-	212	2.799	-	193

		CONSOLIDADO					
		31/12/2016			31/12/2015		
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
RETIRO BAIXO	Dividendos / JCP a receber	2.107	-	-	1.225	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.225	-	-	-	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	7.173
		3.332	-	-	1.225	-	7.173
SERRA FACÃO ENERGIA	Dividendos / JCP a receber	80	-	-	9.154	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	142	-	-	154
	Outras despesas	-	-	(20)	-	-	-
		80	-	122	9.154	-	154
CHAPECOENSE	Outras Contas a receber	740	-	-	740	-	-
	JCP / Dividendos a receber	24.625	-	-	22.288	-	-
		25.365	-	-	23.028	-	-
INAMBARI	Outras receitas	-	-	34	-	-	30
		-	-	34	-	-	30
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	JCP / Dividendos a receber	14.762	-	-	13.979	-	-
	Fornecedores	-	64	-	-	57	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(723)	-	-	(706)
	Despesas Financeiras	-	-	(1)	-	-	-
		14.762	64	(724)	13.979	57	(706)
MGE TRANSMISSÃO	Clientes	16	-	-	15	-	-
	Outras contas a receber	161	-	-	148	-	-
	JCP / Dividendos a receber	6.547	-	-	11.447	-	-
	Fornecedores	-	113	-	-	119	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.679	-	-	1.685
	Outras receitas	-	-	183	-	-	167
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.393)	-	-	(1.389)
	Despesas financeiras	-	-	(6)	-	-	-
GOIAS TRANSMISSÃO		6.724	113	463	11.610	119	463
	Outras contas a receber	254	-	-	229	-	-
	JCP / Dividendos a receber	17.936	-	-	23.857	-	-
	Fornecedores	-	192	-	-	204	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.258	-	-	2.331
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.340)	-	-	(2.327)
	Despesas Financeiras	-	-	(9)	-	-	-
		18.190	192	909	24.086	204	4
TRANSENERGIA GOIAS	Outras contas a receber	29	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	465	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	22	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	58	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	169	-	-	-
	Encargos de Uso da Rede Elétrica	-	-	(100)	-	-	-
		494	22	127	-	-	-
TRANS. SÃO PAULO	Clientes	7	-	-	18	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	83	-	-
	JCP / Dividendos a receber	2.557	-	-	4.275	-	-
	Fornecedores	-	39	-	-	13	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.701	-	-	976
	Outras receitas	-	-	198	-	-	78
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(336)	-	-	(297)
CALDAS NOVAS		2.564	39	1.563	4.376	13	757
	Clientes	15	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	73	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.038	-	-	452	-	-
	Fornecedores	-	3	-	-	3	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	891	-	-	724
	Outras receitas	-	-	175	-	-	160
IE GARANHUNS	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(36)	-	-	-
		1.053	3	1.030	525	3	884
	JCP / Dividendos a receber	9.891	-	-	5.780	-	-
	Fornecedores	-	529	-	-	-	-
LUZIÂNIA NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA	Receita de prestação de serviços	-	-	445	-	-	-
		9.891	529	445	5.780	-	-
	Clientes	7	-	-	6	-	-
	Fornecedores	-	16	-	-	-	-
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	Receitas de prestação de serviços	-	-	616	-	-	110
	Outras receitas	-	-	80	-	-	30
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(197)	-	-	(105)
		7	16	499	6	-	35
	Outras contas a receber	3	-	-	18	-	-
NORTE ENERGIA (Belo Monte)	Adiantamento para futuro aumento de capital	87.394	-	-	84.847	-	-
	Fornecedores	-	11	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	11	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	812	-	-	570
	Outras Receitas	-	-	41	-	-	51
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(131)	-	-	(81)
NORTE ENERGIA (Belo Monte)		87.397	11	722	84.865	11	540
	Clientes	3.965	-	-	390	-	-
	Outros ativos	-	-	-	54	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	326.671	-	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	-	-	-	39.258
	Outras receitas	-	-	57.119	-	-	423
NORTE ENERGIA (Belo Monte)		3.965	-	57.119	327.115	-	39.681

		CONSOLIDADO					
		31/12/2016			31/12/2015		
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
AETE	Outros ativos	191	-	-	24	-	-
	Fornecedores	-	175	-	-	160	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	2.533	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	2.251
	Outras Despesas	-	-	2.124	-	-	(2.126)
		191	175	4.657	24	160	125
BRASNORTE	Outros ativos	855	-	-	106	-	-
	Fornecedores	-	99	-	-	88	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	3.523
	Outras Despesas	-	-	(1.177)	-	-	(1.176)
		855	99	(1.177)	106	88	2.347
TME - TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA	Clientes	22	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	239	-	-	214	-
	Outras Despesas	-	-	(21)	-	-	(2.221)
		22	239	(21)	-	214	(2.221)
TRANSNORTE	Clientes	66	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	36	-	-	36	-
	Outras Despesas	-	-	(333)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(186)
		66	36	(333)	-	36	(186)
CTEEP	Empréstimos e financiamentos	154	-	-	196	-	-
	Dividendo a receber	1.630	-	-	2.187	-	-
	Outros ativos	641	-	-	-	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	39.114	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	17	-	-	17
		41.539	-	17	2.382	-	17
EMAE	Dividendos / JCP a receber	6.213	-	-	1.416	-	-
	Outras Despesas	-	-	227	-	-	(89)
		6.213	-	227	1.416	-	(89)
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Outras contas a receber	11	-	-	11	-	-
	Outras Receitas	-	-	-	-	-	25
	Receitas de prestação de serviços	-	-	198	-	-	578
		11	-	198	11	-	603
CEPEL	Despesas Operacionais	-	-	(12.670)	-	-	(11.525)
		-	-	(12.670)	-	-	(11.525)
Paranálba Transmissora de Energia S.A.	Outras contas a receber	-	-	-	70	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	667	-	-	792
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(527)	-	-	-
		-	-	140	70	-	792
FRONTEIRA OESTE (FOTE)	Outras Contas a Receber	1.822	-	-	1.042	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	16.144	-	-	14.155	-	-
	Receitas de prestação de serviço	-	-	777	-	-	1.042
	Outras Receitas	-	-	15	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1)	-	-	-
		17.966	-	777	15.197	-	1.042
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Clientes	12	-	-	220	-	-
	Outras contas a receber	389	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	7.943	-	-
	Fornecedores	-	7	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	760	-	-	373
	Outras receitas	-	-	515	-	-	1.704
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(53)	-	-	-
		401	7	1.222	8.163	-	2.077
SINOP	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	73.500	-	-
		-	-	-	73.500	-	-
MATA DE SANTA GENEBRA	Outras contas a receber	1	-	-	2	-	-
	Outras Receitas	-	-	9	-	-	292
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	4
		1	-	9	2	-	296
LAGOA AZUL TRANSMISSORA	Clientes	-	-	-	396	-	-
	Outras contas a receber	8	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	27	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	368	-	-	-
	Outras receitas	-	-	106	-	-	395
	Encargos de Uso da Rede	-	-	(53)	-	-	-
		8	27	421	9.028	-	395
EÓLICA ITAGUAÇU DA BAHIA SPE S.A.	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
ITAGUAÇU DA BAHIA ENERGIAS RENOVÁVEIS	Adiantamento para futuro aumento de capital	67.130	-	-	34.300	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1	-	-	-
		67.130	-	1	34.300	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA LUIZA SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SANTA MADALENA SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SANTA MARCELLA SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2016			31/12/2015		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EÓLICA VENTOS DE SANTA VERA SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SANTO ANTONIO SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SÃO BENTO SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SÃO CIRILO SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SÃO JOÃO SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SÃO RAFAEL SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
BELO MONTE TRANSMISSORA SPE S.A.	Outras Contas a Receber	553	-	-	194.040	-	-
	Outros Ativos	584	-	-	-	-	-
	Despesas Financeiras	-	-	(288)	-	-	(1)
		-	-	(288)	-	-	(1)
ITAIPU	Empréstimos e financiamentos	10.770.787	-	-	14.802.134	-	-
	Dividendo a receber	4.314	-	1.952	1.952	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	6.009.406
	Despesas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	(1.417.999)	-	-	-
		10.775.100	-	(1.416.047)	14.804.087	-	6.009.406
SANTO ANTONIO ENERGIA	Clientes	12.289	-	-	9.501	-	-
	Outras contas a receber	748	-	-	130.253	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.240	-	-	3.005
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	60.653	-	-	43.352
	Receitas financeiras	-	-	26.747	-	-	-
	Receita Venda de Energia Elétrica	-	-	72.051	-	-	64.924
	Outras Despesas	-	-	(723)	-	-	-
		13.037	-	161.968	139.754	-	111.281
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	31.059	-	-	23.555	-
	Provisões	-	394.035	-	-	244.685	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(33.156)	-	-	(31.693)
	Taxas	-	-	(2.644)	-	-	(2.410)
		-	425.094	(35.800)	-	268.240	(34.103)
CEEE- GT	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	4.883	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	15.039	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	85	-	-	607
		15.039	-	85	4.883	-	607
ENERGISA MT	Empréstimos e financiamentos	264.723	-	-	310.697	-	-
	Dividendo a Receber	396	-	-	4.403	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	29.002	-	-	30.911
		265.119	-	29.002	315.100	-	30.911
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	217.676	-	-	275.939	-	-
	Dividendo a Receber	25.506	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	20.359	-	-	28.387
		243.182	-	20.359	275.939	-	28.387
LAJEADO ENERGIA	Dividendo a Receber	9.692	-	-	86.589	-	-
		9.692	-	-	86.589	-	-
CEB Lajeado	Dividendo a Receber	-	-	-	13.980	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	672	-	-	-
		-	-	672	13.980	-	-
Paulista Lajeado	Dividendo a Receber	1.210	-	-	3.077	-	-
		1.210	-	-	3.077	-	-
CEEE-D	Empréstimos e financiamentos	24.368	-	-	28.520	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	1.854	-	-	2.673
		24.368	-	1.854	28.520	-	2.673
Companhia Celg de Participações - CELGPAR	Outros passivos - Mútuos	-	-	-	-	117.080	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	7.543
		-	-	-	-	117.080	7.543
CELG Geração e Transmissão - CELG GT	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	6.809	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	1.779	-
	Outros passivos	-	-	-	-	50.355	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	13.493
	Despesas atuariais	-	-	-	-	-	484
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	129
		6.809	-	-	-	52.134	14.106
FOZ DO CHAPECÓ	Clientes	456	-	-	434	-	-
	Outras contas a receber	123	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	258	-	-	134
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	5.209	-	-	4.672
		579	-	5.467	434	-	4.806

		CONSOLIDADO					
		31/12/2016			31/12/2015		
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TIJOA PARTICIPAÇÕES E INVESTIMENTOS S.A.	Cientes	385	-	-	352	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	4.319	-	-	3.739
		385	-	4.319	352	-	3.739
CSE CENTRO DE SOLUÇÕES ESTRATÉGICAS S.A.	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	167
		-	-	-	-	-	167
EMPRESA DE ENERGIA SÃO MANOEL S.A.	Receitas de prestação de serviços	-	-	5.874	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(47.905)
		-	-	5.874	-	-	(47.905)
ENERGIA OLÍMPICA S.A.	Outras receitas	-	-	-	-	-	1
		-	-	-	-	-	1
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	Despesas Financeiras	-	-	(851)	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(115.412)
		-	-	(851)	-	-	(115.412)
CIA HIDREL TELES PIRES	Cientes	4.560	-	-	1.954	-	-
	Fornecedores	-	(531)	-	-	-	-
	Energia Comprada para Revenda	-	7.685	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	6.704	-	-	2.218	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	3.253
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	36.105	-	-	9.926
	Energia Comprada para Revenda	-	-	(128.858)	-	-	(18.614)
		4.560	13.858	(92.753)	1.954	2.218	(5.435)
VAMCRUZ PARTICIPAÇÕES S.A.	Dividendos	-	-	-	523	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	43.099	-	-	66.892	-	-
		43.099	-	-	67.415	-	-
Rei dos Ventos	Outras Receitas	-	-	1	-	-	-
		-	-	1	-	-	-
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Contas a receber	78	-	-	75	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	685	-	-	622
		78	-	685	75	-	622
CHAPADA DO PIAUÍ I S.A.	Contas a receber	21	-	-	-	-	-
	Outros ativos	492	-	-	14.040	-	-
		513	-	-	14.040	-	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	9.442	-	-	25.005	-	-
		9.442	-	-	25.005	-	-
Chapada do Piauí II Holding S.A.	Cientes	29	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	35.213	-	-	-	-	-
		35.242	-	-	-	-	-
BARAÚNAS I	Dividendos	26	-	-	-	-	-
		26	-	-	-	-	-
MUSSAMBÊ	Dividendos	143	-	-	-	-	-
		143	-	-	-	-	-
MORRO BRANCO I	Dividendos	62	-	-	-	-	-
		62	-	-	-	-	-

NOTA 47 - REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	6.282	5.853	40.228	33.625
Salários e encargos sociais	1.764	1.611	8.006	6.511
Outros	848	426	4.045	2.700
	<u>8.893</u>	<u>7.890</u>	<u>52.279</u>	<u>42.836</u>

NOTA 48 - EVENTOS SUBSEQUENTES

48.1 – Alienação do controle acionário da CELG Distribuição S.A.- CELG D em leilão de desestatização

Em 14 de fevereiro de 2017, foi assinado, o contrato de compra e venda de Ações da CELG Distribuição S.A. ("CELG D") entre Eletrobras, Companhia Celg de Participações – CELGPAR e ENEL BRASIL S/A ("Adjudicatária"), conforme cronograma estabelecido.

A Eletrobras recebeu, nesta data, o valor de R\$ 1.065.266 referente à referida alienação.

48.2 – Despacho ANEEL nº 84

A ANEEL, através do Despacho nº 84 de 13 de janeiro de 2017, determinou que a Eletrobras, na qualidade de gestora, devolva para a Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e Reserva Global de Reversão ("RGR") o montante histórico de R\$ 604.239 decorrente do pagamento da 1ª tranche das indenizações previstas na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, feito a maior para empresas concessionárias de energia elétrica.

Este montante deverá ser atualizado pelos mesmos índices de correção dispostos na Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012, desde a data em que estes pagamentos foram realizados até a data da efetiva devolução aos citados fundos setoriais. A devolução do montante deverá ser realizada em 6 (seis) parcelas mensais iguais, devidamente atualizadas até a data do efetivo pagamento, a partir de 1º de julho de 2017.

No que tange aos montantes devidos pelas controladas da Companhia, já estão provisionados cerca de R\$501.000 referente a valores históricos.

A Eletrobras efetuará cobrança dos valores devidos pelas concessionárias que receberam a maior, inclusive as controladas da Eletrobras, de forma a efetuar a devolução dos recursos para a CDE e RGR, nos termos do despacho ANEEL 084 de 13 de janeiro de 2017.

48.3 - Aportes de capital nas sociedades investidas da controlada Eletrosul

SPE	Evento	Valor
Chuí IX	AFAC	618
ESBR	AFAC	13.600
Fronteira Oeste	AFAC	19.380
Hermenegildo I	AFAC	729
Hermenegildo II	AFAC	729
Hermenegildo III	AFAC	1.525
Livramento	AFAC	1.439
Teles Pires	Capital	12.700
Paraíso	AFAC	110
Total		50.830

48.4 - Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC

A controlada Eletrosul estruturou operação de crédito por meio de emissão de cotas de Fundo de Investimento em Direitos Creditórios de Transmissão Infinity DI (FIDC Infinity DI) no montante de R\$ 690.000 lastreada em recebíveis do Contrato de Concessão de Transmissão ANEEL nº 057/2001, com o objetivo de captar recursos para destinação ao plano de investimento da Companhia, reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionadas aos seus projetos de investimentos, bem como o resgate antecipado da totalidade das Notas Promissórias da 2ª emissão da Eletrosul, com vencimento em 02 de março de 2017, no valor total de R\$ 289.751. As condições da operação foram aprovadas pelo Conselho de Administração da Eletrosul em 21 de junho de 2016 e a sua liquidação ocorreu em 24 de janeiro de 2017. A oferta pública de distribuição de cotas seniores de emissão do FIDC Infinity DI foi registrada na CVM sob o nº CVM/SRE/RFD/2017/001 em 12 de janeiro de 2017. A ANEEL anuiu com a operação através do Despacho nº 2.854, de 31 de outubro de 2016.

Detalhes do FIDC:

- Prazo de amortização: 5 anos
- Carência do Principal: 2 anos
- Valor líquido das cotas seniores: R\$ 690 milhões
- Valor líquido das cotas subordinadas: R\$ 60 milhões;
- Amortização do principal: customizada, a partir do 24º mês
- Amortização dos juros: mensal
- Taxa de Juros das cotas seniores: Taxa CDI + 2% a.a
- Agência de Rating/Nota: Fitch Ratings Brasil Ltda/AAA

48.5 - Pagamento de notas promissórias (Eletrosul)

Em 25 de janeiro de 2017, a controlada Eletrosul efetuou a liquidação de 500 notas promissórias relativas a segunda emissão no valor total de R\$ 289.751 (principal + remuneração).

48.6 - Aprovação de linha de crédito (Eletronorte)

Em 12 de janeiro de 2017 a Administração da Companhia aprovou, com a interveniência da Eletrobrás, a contratação de empréstimo junto à Caixa Econômica Federal, no valor de R\$ 500.000, com o objetivo de reforço financeiro ao fluxo de caixa da Companhia.

48.7 – Orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Em 7 de fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Homologatória nº 2.202 que aprovou o orçamento para o ano de 2017 da Conta CDE. O orçamento aprovado pelo ANEEL inicialmente não contemplou os valores que foram objeto de repactuações assinadas em 2014 e 2015 entre as distribuidoras Amazonas D, Ceron, Eletroacre e Boa Vista (denominadas “distribuidoras”) e a Petrobras/BR Distribuidora. Tais Contratos de Confissão de Dívidas, denominados “CCDs”, haviam sido previamente autorizados pela legislação aplicável e homologados pela própria ANEEL.

Em 14 de fevereiro de 2017, as distribuidoras afetadas pelo corte orçamentário da ANEEL ingressaram com pedido de reconsideração, com efeito suspensivo, contra a Resolução Homologatória nº 2.202, que foi negado pela ANEEL.

Em 2 de março de 2017, o Ministério de Estado de Minas e Energia publicou a Portaria nº 81 prevendo na programação financeira dos recursos da Conta CDE a inclusão, para o ano de 2017, das parcelas equivalentes às prestações mensais a serem pagas entre as competências janeiro e dezembro de 2017 relativas aos Contratos de Confissão de Dívidas firmados até 31 de dezembro de 2016 entre as distribuidoras e a Petrobras/BR Distribuidora.

Em 7 de março de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.204, de 7 de março de 2017, a ANEEL alterou a Resolução Homologatória nº 2.202, de 7 de fevereiro de 2017, a qual aprovava o orçamento anual da Conta CDE para o ano de 2017, incluindo no orçamentos os montantes referentes aos CCDs.

A Companhia acredita que os recursos que foram objetos de glosa pela ANEEL permanecerão nessa situação até que a fiscalização do reprocessamento da conta CCC no período entre julho de 2009 a junho de 2016 seja concluída.

Dessa forma, a Companhia em 31 de dezembro de 2016, reconheceu uma provisão no montante de R\$ 741.623 na rubrica de direitos de ressarcimento – CCC (vide Nota 11).

48.8 – Liminar contra remuneração das indenizações das transmissoras

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

A Eletrobras por meio de suas subsidiárias possuiu registrado um total de R\$ 36,6 bilhões referente a esses ativos renovados. A Companhia entende que a fundamentação legal e regulatória que suporta o registro desses ativos é muito forte e avalia como mínimo o risco de alteração na forma de recebimento desses montantes.

48.9 - Suspensão da Revisão Tarifária para as prestadoras de serviço de distribuição

Em 24 de janeiro de 2017 foi publicada a Portaria do Ministério de Energia nº 23 revogando o artigo 4º da Portaria MME nº 422/2016 que contemplava em seu teor que a Companhia teria revisão tarifária em 31 de agosto de 2017.

48.10 – Class Action

Em 27 de março foi divulgado o resultado da audiência de defesa preliminar (*motion to dismiss*), sendo que o Tribunal acatou parcialmente os argumentos da Eletrobras e parcialmente os argumentos dos reclamantes. O processo agora passará para a fase de certificação (“class certification”) e “discovery”, sem criar obrigação financeira para a Eletrobras (Vide nota 30).

Wilson Ferreira Junior
Presidente

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

Carlos Eduardo Gonzalez Baldi
Diretor de Geração

Lucia Casasanta
*Diretora de Conformidade e
Gestão de Risco*

Alexandre Vagni de Arruda Aniz
Diretor de Administração

Luiz Henrique Hamann
Diretor de Distribuição

José Antônio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

Rodrigo Vilella Ruiz
Contador
CRC-DF 088488/9 O