

---

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

**Notas explicativas às demonstrações financeiras dos exercícios findos em de**  
**dezembro de 2017 e de 2016**  
**(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 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 (MME).

A Companhia exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto em dez 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;
- Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE;
- Eólica Hermenegildo I S.A - Hermenegildo I;
- Eólica Hermenegildo II S.A - Hermenegildo II;
- Eólica Hermenegildo III S.A - Hermenegildo III;e
- Santa Vitória do Palmar Holding S.A. - Santa Vitória do Palmar.

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

- 
- Boa Vista Energia S.A. – Boa Vista (\*);
  - Companhia de Eletricidade do Acre – Eletoacre(\*);
  - Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron(\*);
  - Companhia Energética de Alagoas – Ceal;
  - Companhia Energética do Piauí – Cepisa(\*); e
  - Amazonas Distribuidora de Energia S.A. – Amazonas Distribuidora.

(\*)Distribuidoras classificadas como Ativo Mantido para Venda vide nota 44.

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"). Em 27 de fevereiro de 2018, a ANEEL anuiu o processo desverticalização aqui apresentado através da resolução autorizativa nº 6.883.

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. Em 28 de dezembro de 2017, a 169ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou a prorrogação do prazo de assinatura do contrato de transferência do controle acionário das distribuidoras do grupo Eletrobras até 31 de julho de 2018. (Vide Nota 2)

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

Em 29 de setembro de 2017, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou o início do processo de reestruturação societária entre as controladas Eletrosul e a CGTEE, visando obtenção de sinergia operacional, tributária, econômico-financeira e societária. Até a presente data este processo não foi finalizado.

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

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

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

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

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

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 26 de março de 2018.

## **NOTA 2 – CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA**

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas e parceiros, possui 48,134 GW\* de capacidade instalada em empreendimentos de geração, 71,684 mil km\* de linhas de transmissão e seis distribuidoras de energia que atendem cerca de 4,4 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:

## 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	07/07/2045
UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP / MG	1.050	07/07/2045
UHE Marimbondo	SP / MG	1.440	07/03/2047
UHE Porto Colômbia	SP / MG	320	16/03/2047
UHE Funil	MG	216	07/07/2045
UHE Corumbá I	GO	375	31/12/2044
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

Concessões em Regime de O&M - TRANSMISSÃO				
Nome	Contrato	Titular	Prazo (anos)	Vencimento
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	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

## 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	2022
UTE Camaçari (7)	BA	347	2027
UHE Belo Monte (12)	PA	11233	2045
UHE Tucuruí	PA	8535	2024
UHE Samuel	RO	217	2029
UTE Rio Madeira	RO	119	2018
UTE Santana	AP	178	2024
UTE Santarém	PA	19	2044
UTE Electron (7)	AM	121	2020
UHE Dardanelos	MT	261	2042
UTE Mauá	PR	178	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	2016
UTE Belem de Simões (13)	AM	316	2016
UHE Balbina	AM	250	2027
UHE Aparecida	AM	283	2020
UTE Mauá (5)	AM	260	2020
UTE Santa Cruz (6)	RJ	500	2015
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476	2023
UHE Itumbiara	MG / GO	2082	2020
UHE Manso	MT	210	2035
UHE Simplício/Anta	RJ / MG	334	2041
UHE Peixe Angical	TO	499	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 Araras (7)	CE	4	2015
UHE Curemas	PB	4	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 I	BA	180	2043
EOL Casa Nova II	BA	28	2049
EOL Casa Nova III	BA	24	2049
EOL Baraúnas I	BA	33	2049
EOL Morro Branco I	BA	33	2049
EOL Mussambê	BA	33	2049
EOL Santa Joana XI	PI	30	2049
EOL Santa Joana XVI	PI	29	2049
EOL Santa Joana X	PI	30	2049
EOL Santa Joana XIII	PI	30	2049
EOL Santa Joana XII	PI	29	2049
EOL Santa Joana XV	PI	29	2049
EOL Santa Joana IX	PI	30	2049
EOL Acauã Energia	BA	6	2049
EOL Arapapá Energia	BA	4	2049
EOL Angical 2	BA	10	2049
EOL Teiú 2	BA	8	2049
EOL Caititú 2	BA	10	2049
EOL Carcará	BA	10	2049
EOL Corupião 3	BA	10	2049
EOL Caititú 3	BA	10	2049
EOL Papagaio	BA	10	2049
EOL Coqueirinho 2	BA	16	2049
EOL Santa Joana IV	PI	27	2049
EOL Serra das Vacas I	PE	24	2049
EOL Santa Joana V	PI	29	2049
EOL Serra das Vacas II	PE	22	2049
EOL Serra das Vacas III	PE	22	2049
EOL Serra das Vacas IV	PE	22	2049
EOL Santa Joana III	PI	30	2049
EOL Santa Joana I	PI	29	2049
EOL Santo Augusto IV	PI	29	2049
EOL Santa Joana VII	PI	29	2049
EOL Tamanduá Mirim 2	BA	16	2049
EOL Banda de Couro	BA	33	2049
EOL Baraúnas II	BA	26	2049
UHE Curuá-Una	PA	30	2028
UTE Rio Acre	AC	45	2025
UTE Rio Branco I	AC	19	2020
UTE Rio Branco II	AC	33	2020
UTE Senador Arnon Afonso Farias	RR	86	2024
UTE Serra do Navio	SE	23	2037
EOL Miassaba 3	RN	68	2045

---

Concessões em Regime de Exploração GERAÇÃO

---

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
EOL Rei dos Ventos 3	RN	60	2045
UHE Passo São João	RS	77	2041
UHE São Domingos	MS	48	2037
PCH Barra do Rio Chapéu	SC	16	2034
PCH João Borges	SC	19	2035
PCH Coxilha Rica (4)	SC	18	2042
PCH Santo Cristo (3)	SC	20	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	22	2047
EOL Chuí VII	RS	24	2047
EOL Chuí 09	RS	18	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	25	2047
EOL Verace 24	RS	20	2049
EOL Verace 25	RS	7	2049
EOL Verace 26	RS	14	2049
EOL Verace 27	RS	16	2049
EOL Verace 28	RS	13	2049
EOL Verace 29	RS	18	2049
EOL Verace 30	RS	18	2049
EOL Verace 31	RS	9	2049
EOL Verace 34	RS	14	2049
EOL Verace 35	RS	13	2049
EOL Verace 36	RS	22	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	1	-
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	30	2015
UTE Iranduba	AM	50	2020
UTE Distrito (7)	AM	125	2015
UTE São José	AM	50	2017
UTE Flores	AM	95	2017
UTE Roberto Silveira	RJ	30	2027
UHE Batalha	MG / GO	53	2041
UHE Retiro Baixo	MG	82	2041
Três Irmãos	Tietê	808	2044
Serra do Facão	GO	213	2036
EOL Rei dos Ventos 1	RN	58	2045
EOL Famosa I	RN	23	2047
EOL Pau Brasil	CE	15	2047
EOL Rosada	RN	30	2048
EOL São Paulo	CE	18	2047
EOL Bom Jesus	CE	18	2049
EOL Cachoeira	CE	12	2049
EOL Pitimbu	CE	18	2049
EOL Jandaia	CE	29	2047
EOL Jandaia I	CE	19	2047
EOL São Caetano	CE	25	2049
EOL São Caetano I	CE	18	2049
EOL São Clemente	CE	19	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	28	2049
EOL Bentevi	RN	15	2049
EOL Ouro Verde I	RN	28	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 Luíza	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 (11)	BA	28	2049
UHE Santo Antônio Mesa (8)	BA	3568	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	2047
EOL Nsa Sra de Fátima	CE	29	2047
UHE Sinop	MT	408	2049
UHE São Manoel	PA	700	2049
EOL Brasventos Eolo	RN	58	2045
UHE Teles Pires (9)	MT	1820	2046
UTE Araguaia	MT	23	2019

(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) Os Blocos 1 e 2 encontram-se desativados

(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.

\* SPE/Consórcio. Os valores expressos na tabela referem-se a capacidade instalada total dos empreendimentos, não representa a participação da companhia em tais empreendimentos.

\*\* Não examinado pelos auditores independentes

\*\*\* Licença de operação concedida por 40 anos após entrada em operação.

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

### 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 Energia S.A.	12%	695	-	TO, GO	30	2036
004/2010	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49%	156	-	MA / CE	30	2040
005/2004	STN - Sistema de Transmissão Nordeste	49%	546	-	PI, CE	30	2034
005/2007	LT Funil - Itapebi, C3	100%	223	-	BA	30	2037
005/2008	LT Jardim - Penedo - 230 kv, C1	100%	110	-	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	-	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	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%	120	-	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%	64	1	BA	30	2041
010/2007	LT Ibicoara - Brumado - 230 kv, C1	100%	95	-	BA	30	2037
010/2008	Manaus Transmissora de Energia S.A.	20%	559	-	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	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%	0	1	BA	30	2040
015/2009	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	25%	2375	-	RO, SP	30	2039
015/2012	LT Camaçari IV - Pirajá - 230 kv; LT Pituagu - 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%	108	3	PE, PB, AL, RN	30	2039
017/2011	LT Teresina II - Teresina III - 230 kv; SE Teresina III em 230/69 kv	100%	46	1	PI	30	2041
017/2012	SE Mirueira II 230/69 Kv; SE Jaboatão II 230/69 kv	100%	-	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 - Banabuiú C2- 230 kv; SE Touros II, 230 kv; SE Mossoró IV, 230 kv.	100%	210	2	RN	30	2042
019/2010	LT C. Mirim II - João Câmara 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%	299	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
225/2014	LT Casa Nova II - Sobradinho - C1	100%	67	-	BA	35	2049
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	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	1	CE	30	2040
022/2011	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49%	666	-	AL/PE/PB	30	2041

**Concessões em Regime de Exploração - TRANSMISSÃO**

Contrato	Nome	%	Km	SE	Localidade	Prazo (anos)	Vencimento
061/2001	Diversos Empreendimentos	100%	18912	-	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%	9457	-	-	30	2042
005/2009	SE Missões - 230/69 kv (150 MVA)	100%	150	1	-	30	2039
008/2014	SE 230/138 kv Ivinhema 2, 2 x 150 MVA	100%	300	7	-	30	2044
012/2010	LT Monte Claro - Garibaldi	100%	33	-	RS	30	2040
004/2008	LT P. Médici - Santa Cruz 1 230kv	100%	237	-	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%	358	-	SC	30	2035
005/2006	LT Campos Novos - Pólo 525kv	100%	929	-	SC,RS	30	2036
004/2004	LT Salto Santiago - Ivaiporã - Cascavel Oeste	100%	372	-	PR	30	2034
003/2009	LT Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2	100%	180	1	MG	30	2039
006/2005	LT Macaé - Campos 3	100%	90	-	RJ	30	2035
006/2010	LT Mascarenhas - Linhares; SE Linhares	100%	99	1	ES	30	2040
007/2006	LT Tijuco Preto - Itapeti - Nordeste	100%	100	-	SP	30	2036
004/2005	Centroeste Minas	49%	63	-	MG	30	2035
002/2010	Goiás Transmissão	49%	259	1	GO	30	2040
013/2009	IE Madeira	25%	2375	-	RO	30	2039
028/2009	Transenergia Goiás	99%	180	-	GO	30	2039
009/2009	Transenergia Renovável	49%	763	5	MS/GO	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	GO	30	2041
010/2012	Luziana - Niquelândia Transmissora S.A	49%	-	2	GO	30	2042
007/2013	Paranaíba Transmissora	25%	967	-	BA/MG/GO	30	2043
004/2013	Triângulo Mineiro	49%	297	-	SP/MG	30	2043
014/2013	Vale do S. Bartolomeu	39%	95	1	DF	30	2043
001/2014	Mata de Sta. Genebra Transmissora	50%	847	3	SP/PR	30	2044
003/2014	Lago Azul	50%	69	-	GO	30	2044
014/2014	Belo Monte	25%	2093	4	PA/TO/GO/MG	30	2044
014/2011	LT Xavantes-Pirineus	100%	90	-	GO	30	2041

**Concessões em Regime de Exploração - TRANSMISSÃO**

Contrato	Nome	%	Km	SE	Localidade	Prazo (anos)	Vencimento
011/2010	SE Ijuí 2 SE Nova Petrópolis 2 SE Lajeado Grande SE Caxias 6	100%	729	1	RS	30	2040
002/2011	SE Foz do Chapecó	100%	231	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	49%	2375	-	RO/SP	30	2039
001/2012	Costa Oeste Transmissora de Energia	49%	152	-	PR	30	2042
008/2012	Marumbi Transmissora de Energia S.A.	20%	29	-	PR	30	2042
007/2014	Fronteira Oeste	51%	273	-	-	30	2044
004/2012	TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	80%	788	-	RS	30	2042
020/2012	TSBE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S/A	51%	468	-	RS	30	2042
058/2001	Transmissão Rede Básica	100%	-	-	PA,MA,PI,TO,MT	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
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	LT Oriximiná - Silves - Lechunga (AM), em 500 Kv; SE Silves (ex-Itacoatiara) 500/138 kv	20%	559	-	PA/AM	30	2038
022/2009	Norte Brasil Transmissora de Energia	-	2375	-	RO	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%	63	-	-	30	2040
023/2014	1 Conversora de Frequência e Linhas de Transmissão de 132 kv	100%	13	-	-	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%	1802	-	RS	30	2045
062/2001	Diversos Empreendimentos	100%	19063	62	RJ/SP/PR/MG/GO/TO/DF/ES/MT	30	2043
008/2010	MGE Transmissão	49%	258	1	MG/ES	30	2040
Energia Olímpica	Energia Olímpica	50%	95	1	Regime Especial		Regime Especial
010/2008	Manaus Transmissora de Energia S.A.	30%	586	-	AM	30	2038
009/2004	Transleste	24%	138	-	MG	30	2034

---

- Distribuição de Energia

Em 28 de dezembro de 2017 a 169ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou a prorrogação do prazo para assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras, anteriormente definido na 165ª AGE em 22 de julho de 2016 até 31 de dezembro de 2017, nas referidas distribuidoras desde que ocorra até 31 de julho de 2018, sob pena de manutenção da decisão da 165ª Assembleia Geral Extraordinária que determinou o encerramento dos serviços temporários de distribuição, bem como a liquidação das referidas distribuidoras, o que também deverá ocorrer caso não seja garantido pela ANEEL e/ou pelo Poder Concedente, o direito à prestação de serviços de distribuição, de forma temporária, até a efetiva transferência do controle acionário, mediante remuneração adequada.

Os acionistas da Companhia avaliaram a modelagem de privatização proposta pelas Resoluções acima citadas, de acordo com suas condições financeiras e orçamentárias, e em 8 de fevereiro de 2018, por meio da realização da 170ª Assembleia Geral Extraordinária, aprovaram os seguintes tópicos:

- Venda da integralidade das ações da Eletroacre, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$50 (cinquenta mil reais), associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Eletroacre e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R\$113.779 (cento e treze milhões, setecentos e setenta e nove mil) prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.
- Assunção pela Eletrobras de direitos da Eletroacre, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de até R\$296.167 (duzentos e noventa e seis milhões, cento e sessenta e sete mil), devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações das Resoluções números 28 e 29.
- Venda da integralidade das ações da Ceron, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$50 (cinquenta mil reais) à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Ceron e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R\$1.872.522 (um bilhão, oitocentos e setenta e dois milhões, quinhentos e vinte e dois mil) no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.
- Assunção pela Eletrobras de direitos da Ceron, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de até R\$3.847.293 (três bilhões, oitocentos e quarenta e sete milhões, duzentos e noventa e três mil) devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações das Resoluções números 28 e 29.

- Venda da integralidade das ações da Boa Vista Energia, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Ceron e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R\$342.120 (trezentos e quarenta milhões, cento e vinte mil) no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.
- Assunção pela Eletrobras de direitos da Boa Vista Energia, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de até R\$278.360 (duzentos e setenta e oito milhões, trezentos e sessenta mil), devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações das Resoluções números 28 e 29.
- Venda da integralidade das ações da Amazonas Energia, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$ 50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Amazonas Energia e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R\$8.911.866 (oito bilhões, novecentos e onze milhões, oitocentos e sessenta mil) no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE. A Amazonas Energia deverá atender as condições de realizar a desverticalização completa da Amazonas Geração e Transmissão S.A - Amazonas GT até 02 de março de 2018 e que a mesma transfira a integralidade das ações emitidas pela Amazonas GT para Eletrobras e/ou terceiros, visando à quitação parcial de suas dívidas e cujo valor será deduzido do montante de ajuste mencionando acima.
- Assunção pela Eletrobras de direitos da Amazonas Energia, referentes à conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras da distribuidora na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de R\$4.055.549 (quatro bilhões, cinquenta e cinco milhões e quinhentos e quarenta e nove mil), devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20 com as alterações da número 28 e 29.
- Venda da integralidade das ações da Cepisa, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Cepisa e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até cinquenta mil reais no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE.
- Venda da integralidade das ações da Ceal, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$50 (cinquenta mil reais) associada à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Ceal e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até cinquenta mil reais no prazo de até 31 de julho de 2018 conforme estabelecido pela 169ª AGE, desde que ocorra a celebração da homologação judicial de acordo relativo ao pagamento de diferenças salariais decorrentes do Plano Bresser.

- Dissolução e liquidação das respectivas distribuidoras cuja transferência do controle acionário foi aprovada nos itens acima, em caso de não cumprimento das condicionantes previstas para a Amazonas Energia e Ceal ou, do prazo estabelecido pela 169ª Assembleia Geral Extraordinária (31 de julho de 2018) para a assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras nas Distribuidoras.
- A cessão gratuita, pela Eletrobras, do direito de preferência de subscrever novas ações a serem emitidas pelas distribuidoras cujas transferências do controle acionário forem aprovadas nos termos acima, no âmbito do aumento de capital a ser feito pelo(s) novo(s) controlador(es), vencedor(es) dos Leilões de Desestatização, para empregados e aposentados das respectivas distribuidoras;
- A delegação de poderes ao Conselho de Administração da Eletrobras para deliberar sobre o exercício de opção da Eletrobras de aumentar a sua participação, em até 30%, no capital social das distribuidoras cujas transferências do controle acionário forem aprovadas nos termos dos itens acima, no prazo de até 6 meses, contados da data de assinatura do respectivo contrato de transferência de controle acionário. O aporte para cada distribuidora, caso ocorra deverá respeitar os seguintes montantes, que serão atualizados monetariamente até a data efetiva do eventual aporte pelos índices das respectivas dívidas associadas:

Distribuidoras	Aporte Eletrobras (30%)
Amazonas Energia	210.587
Boa Vista Energia	75.428
Ceal	233.902
Cepisa	308.964
Ceron	103.329
Eletroacre	102.345
<b>Total</b>	<b>1.034.555</b>

(em milhares de reais)

Em 27 de fevereiro de 2018, a ANEEL editou a Resolução Autorizativa 6.883/18, que alterou a data da implementação da desverticalização da Amazonas Energia para 30 de abril de 2018.

Apresentamos a seguir um resumo dos impactos descritos acima para facilitar a visualização dos efeitos:

30/06/2017	ELETROACRE	CERON	Boavista Energia	Amazonas Energia	CEPISA	CEAL
Passivo a descoberto	(407.371)	(1.599.224)	(710.094)	(10.103.344)	(1.270.323)	(695.833)
Valor de venda	50	50	50	50	50	50
Conversão de dívida/ Aumento de Capital de até	113.780	1.872.522	342.120	(*)8.911.866	50	50
Assunção créditos CCC/CDE de até	296.167	3.847.293	278.360	4.055.549	-	-

(\*) Esse valor terá um abatimento no montante referente a dação em pagamento das ações da Amazonas GT que a Amazonas Distribuidora realizará com a Eletrobras

(em reais mil)

Diante dessa definição as empresas de distribuição da Eletrobras procederam a rebifurcação da parcela do ativo financeiro na proporção correspondente, até 31 de julho de 2018, data

limite autorizada pela AGE 170 para permanecer como responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos das distribuidoras.

Os valores do direito de ressarcimento da CCC referente as distribuidoras que fazem parte do sistema isolado de energia são evidenciados no quadro abaixo:

	Eletroacre	Amazonas D	Ceron	Boa Vista
Adições no Período	941.804	30.233.292	6.382.055	981.893
Reembolso sobre Combustível - Res. 347/09	-	(304.690)	99.178	(389.122)
Reembolso PIS/COFINS CCC - ISOL - Lei 12.111/09 e Lei 13.299/16	121.817	784.692	16.110	98.372
Valor recebido da CCC - ISOL	(26.821)	(23.946.647)	(3.893.964)	(575.741)
Adiantamentos Recebidos	(828.942)	-	-	-
Atualização monetária	39.332	1.986.043	1.609.805	173.848
ICMS Recuparado	39.701	(618.558)	-	-
Provisão recebíveis CCC (PCLD)	-	(1.462.152)	(264.347)	-
Revisão do faturamento do Gás - parcela do transporte do gás	-	(2.988.797)	-	-
Diferença do preço do óleo - Resol ANEEL 427/2011	-	(100.081)	-	-
	<b>286.891</b>	<b>3.583.102</b>	<b>3.948.837</b>	<b>289.250</b>

A Companhia, baseada no laudo de avaliação complementar datado de 20 de fevereiro de 2018 (data-base de 30 setembro de 2017), demonstra a seguir os impactos da desverticalização da Amazonas Distribuidora em 31 de dezembro de 2017, cujo acervo líquido a ser vertido para a Amazonas GT é formado basicamente pelos ativos e passivos referentes aos Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIEs) atualmente reconhecidos na Amazonas Distribuidora:

<b>Desverticalização da Amazonas Energia - Impactos na Amazonas Distribuidora</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>Valores a serem vertidos</b>	<b>31/12/2017 após desverticalização</b>
Ativo Financeiro	2.998.495	(45.455)	2.953.040
Imobilizado	1.185.412	(1.050.489)	134.923
Intangível	73.103	(720)	72.383
Ativos não afetados	7.248.136	-	7.248.136
<b>Ativo Total</b>	<b>11.505.146</b>	<b>(1.096.664)</b>	<b>10.408.482</b>
Arrendamento Mercantil	1.077.820	(1.077.820)	-
Provisão para Passivo a Descoberto em Controladas	362.792	(18.844)	343.948
Passivos não afetados	21.064.069	-	21.064.069
<b>Passivo Total</b>	<b>22.504.681</b>	<b>(1.096.664)</b>	<b>21.408.017</b>
<b>Patrimônio Líquido Total</b>	<b>(10.999.535)</b>	<b>-</b>	<b>(10.999.535)</b>



<b>Desverticalização da Amazonas Energia - Impactos na Amazonas GT</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>Valores a serem vertidos</b>	<b>31/12/2017 após desverticalização</b>
Imobilizado	1.943.631	1.096.664	3.040.295
Ativos não afetados	997.197	-	997.197
<b>Ativo Total</b>	<b>2.940.828</b>	<b>1.096.664</b>	<b>4.037.492</b>
Arrendamento Mercantil	-	1.077.820	1.077.820
Passivos não afetados	3.387.367	-	3.387.367
<b>Passivo Total</b>	<b>3.387.367</b>	<b>1.077.820</b>	<b>4.465.187</b>
Prejuízos Acumulados	(881.063)	18.844	(862.219)
Patrimônio Líquido não afetado	434.524	-	434.524
<b>Patrimônio Líquido Total</b>	<b>(446.539)</b>	<b>18.844</b>	<b>(427.695)</b>

Diante do exposto acima a Eletrobras considerou o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e avaliou que, em 31 de dezembro de 2017, as distribuidoras Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Boa Vista Energia S.A. e Centrais Elétricas de Rondônia S.A atingiram os critérios de classificação como mantidos para venda, maiores detalhes na nota explicativa 44.1.

Para as distribuidoras Companhia Energética de Alagoas e Amazonas Distribuidora de Energia S.A., a Eletrobras avaliou que os critérios definidos acima, que tratam, respectivamente: (i) da celebração da homologação judicial de acordo relativo ao pagamento de diferenças salariais decorrentes do Plano Bresser e, (ii) da realização da desverticalização completa da Amazonas Geração e Transmissão S.A - Amazonas GT e transferência integral das ações da mesma para a Eletrobras não foram atendidos na data-base de 31 de dezembro de 2017. Assim sendo, considerando que ambos os fatores eram condicionantes relevantes para a conclusão do processo de avaliação da Administração, ambas as distribuidoras não atingiram, principalmente o conceito de venda altamente provável e não foram classificadas como Ativos mantidos para venda.

A Companhia Energética de Alagoas atingiu o critério definido acima após a data destas demonstrações financeiras, conforme divulgado na nota explicativa 50.8.

#### Nova Estrutura da Operação de Transferência de ações

A Amazonas Distribuidora e a Amazonas GT interpuseram proposta alternativa para a transferência das ações da Amazonas GT para a Eletrobras na ANEEL. A modelagem proposta para a reestruturação societária teve como diretrizes os termos das Resoluções CPPI nº 20 e 28/2017.

Em 27 de fevereiro de 2018, conforme Resolução Autorizativa nº 6.883 da ANEEL, Optou-se pela transferência de controle acionário da Amazonas GT da Amazonas Distribuidora para a Eletrobras por meio de Dação em Pagamento como proposta mais vantajosa tendo em conta a sua facilidade de implementação, adequação ao modelo proposto pelas Resoluções CPPI 20 e 28/2017 e a solidez nos argumentos técnicos para sustentação da opção pelo modelo. É importante destacar que a operação de Dação em Pagamento é neutra sob a perspectiva contábil para as empresas envolvidas, uma vez que as transações são realizadas entre empresas pertencentes ao mesmo grupo econômico, não resultando em ganho ou perda contábil na operação

Nesse sentido, foi alterada a Resolução Autorizativa nº 4.244, de 2013, de modo a prever, dentre outras possibilidades, a possibilidade de dação das ações da Amazonas GT, detidas pela Amazonas Distribuidora, em pagamento à Eletrobras, em substituição à modelagem de emissão de debêntures conversíveis em ações, constante da versão vigente da resolução.

#### Cenário de Dissolução e Liquidação das Distribuidoras

Conforme divulgado na nota explicativa 44.1, a Companhia está comprometida com o plano de venda das Distribuidoras e espera concluí-lo até 31 de julho de 2018. Entretanto, atendendo a conceitos de divulgação requeridos pelo CPC 25, a Companhia apresenta no quadro abaixo os valores estimados de custo incremental de liquidação para cada uma das controladas de distribuição em questão para um eventual cenário de liquidação, que a Companhia considera como cenário remoto, uma vez que trata-se de uma das diretrizes previstas na proposta da Administração da 170ª AGE:

Custo Liquidação – Em 31/12/2017	
AmE D	13.415.119
Ceron	3.512.707
Eletroacre	665.599
Boa Vista	834.343
CEAL	1.380.945
CEPISA	1.744.357
Total	<u>21.553.070</u>

Para a estimativa acima referida, foram consideradas as seguintes premissas:

- Custo de desligamento de pessoal:

Para o exercício do custo de liquidação foi considerada multa de 50% do FGTS estimado para cada distribuidora adicionado de 2 vezes da folha projetada a título de aviso prévio resultando no montante de R\$ 1,17 bilhão.

- Ativo financeiro da concessão - em curso:

O ativo financeiro da concessão foi tratado como ativo indenizável no cálculo da liquidação. Contudo, foi adotada como premissa uma glosa de 10% do valor do ativo financeiro em curso da posição de dezembro de 2017. Essa premissa foi estabelecida partindo-se do princípio que, em média, 5% desses ativos não são unitizados na média das distribuidoras do Brasil. Como as distribuidoras da Eletrobras possuem um histórico de desempenho inferior às demais, optou-se por considerar o dobro dessa glosa, resultando no montante de R\$ 156 milhões.

- Clientes:

Para efeitos do cálculo de liquidação, a conta Clientes já líquida de Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa (PCLD) foi tratada como a realizar. Contudo, foram feitos ajustes uma vez que de acordo com o quanto de tempo as faturas estão vencidas, a probabilidade de realização desses ativos são menores. Desse modo, foram adotadas as seguintes premissas para a conta clientes já descontada a PCLD:

- a) Vincendos – não foram realizados ajustes por se considerar faturas de recebimento corrente da distribuidora, ainda não virou dívida vencida;
- b) Vencidos até 90 dias - glosa de 20%;
- c) Vencidos a mais de 90 dias – glosa de 50%;
- d) Créditos renegociados – glosa de 50%.

Nesse cenário o impacto estimado é de R\$ 739 milhões.

- Contingências possíveis

Conforme normativo contábil, 100% das provisões de perdas originadas de obrigação presente resultante de evento passado e com provável desembolso de caixa para liquidação da obrigação devem ser registradas. Assim, não são registradas no passivo as provisões consideradas possíveis e remotas, apesar de estarem discriminadas nas notas explicativas das empresas. Dessa forma, além das provisões já registradas, foi adotada como premissa que 30% das provisões classificadas como possíveis serão incluídas no cálculo do custo de liquidação, como tentativa de quantificar eventuais mudanças de prognósticos em função de movimentações relevantes nos trâmites processuais.

## 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 7.805/2012 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.

Por meio das Resoluções Normativas 589 e 596, de dezembro de 2013, a 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 então MP 579, convertida em 11 de janeiro de 2013 na Lei nº 12.783/13.

- Ativos de Geração de Energia

Em 11 de dezembro de 2014, a controlada Chesf apresentou à ANEEL, documentação comprobatória, dos investimentos vinculados aos 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 nos termos da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R\$ 4.802.300 como valor base para a citada remuneração complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 11 de dezembro de 2014, era de R\$ 487.822.

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

Permanecem sem definição quanto a atualização e sem homologação pelo Poder Concedente as remunerações relacionadas a certos ativos das concessões prorrogadas nos seguintes montantes, razão pela qual são apresentadas com base no custo histórico:

Descritivo	31/12/2017			
	Chesf	Furnas	CGTEE	Total
Geração				
Modernizações e melhorias	487.822	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	454.064	356.937	811.001
	487.822	1.449.782	356.937	2.294.541

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

- Ativos de Transmissão de Energia

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

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

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

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

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

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

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

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

Em 31 de dezembro de 2017, a estimativa dos valores atualizados dos gastos relacionados a investimentos, ampliações e/ou melhorias em certos ativos das concessões de transmissão prorrogadas, é conforme demonstrado a seguir:

Transmissão	31/12/2017				
	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	10.656.553	4.294.043	1.867.332	16.705.452	33.523.380
Recebimento do ativo financeiro	(975.039)	(482.186)	(242.624)	(1.555.847)	(3.255.696)
Valor total do ativo Financeiro atualizado	10.868.543	5.544.767	2.145.040	19.679.665	38.238.015
<b>Efeito Resultado - 01/01/2017 a 31/12/2017</b>					
Receita operacional	1.278.835	698.370	271.205	2.674.417	4.922.827
Provisão de IRPJ/CSLL	(434.804)	(237.446)	(92.210)	(909.302)	(1.673.762)
Efeito líquido	844.031	460.924	178.995	1.765.115	3.249.065

A contabilização foi realizada com base nas premissas acima definidas, considerando a interpretação no que se refere à Portaria MME 120/2016 e a Nota Técnica 336/2016.

Em virtude do repasse dos custos da RBSE para os consumidores, a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) ingressou com ação na Justiça, com pedido de liminar, contra a ANEEL e a União Federal, questionando as indenizações às transmissoras que renovaram antecipadamente as concessões em 2013.

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

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

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

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



---

### NOTA 3 – PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

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

#### 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. 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

O International Accounting Standards Board – IASB publicou ou alterou os seguintes pronunciamentos, orientações ou interpretações contábeis, cuja adoção obrigatória deverá ser feita em períodos subsequentes (a companhia não adotará antecipadamente):

#### IFRS 9/CPC 48 - Instrumentos Financeiros

A IFRS 9/CPC 48 aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. As principais alterações que este pronunciamento traz são:

- i. Novos critérios de classificação de ativos financeiros;
- ii. Novo modelo de *impairment* para ativos financeiros, com base em perdas esperadas, em substituição ao modelo atual de perdas incorridas; e
- iii. Alteração das exigências para adoção da contabilidade de hedge.

- Ativos financeiros

A IFRS 9/CPC 48 possui uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que refletem o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.

Instrumentos mantidos segundo um modelo de negócios, cujo objetivo é receber os fluxos de caixa contratuais, e que possuem tais fluxos referentes exclusivamente a pagamentos do principal e juros são geralmente mensurados ao custo amortizado.

Já aqueles mantidos dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é alcançado tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros, e possuírem termos contratuais que estabelecem unicamente pagamentos de principal e juros sobre o principal remanescente, são geralmente mensurados a “valor justo reconhecido através de outros resultados abrangentes” (FVTOCI).

Todos os outros instrumentos de dívida e investimentos em títulos patrimoniais são mensurados ao valor justo ao final dos períodos contábeis subsequentes.

A Companhia está avaliando e documentando os modelos de negócios para os seus ativos financeiros, divulgados na nota 46, e não concluiu ainda a sua avaliação. Portanto, a Companhia ainda não quantificou o impacto na contabilização de seus ativos financeiros.

#### Ativo financeiro oriundos dos Contratos de Concessão:

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas de concessão 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 de dois modelos contábeis (ativo intangível e/ou ativo financeiro), dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo poder concedente no âmbito do contrato.



No segmento de transmissão a Companhia considera que não se encontra exposta a riscos de demanda e que a receita é auferida com base na disponibilidade da linha de transmissão, e, portanto, toda infraestrutura foi registrada como ativo financeiro.

Para todos os segmentos da Companhia, 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.

A Companhia ainda não concluiu sua avaliação relacionada aos ativos financeiros oriundos dos referidos contratos de concessão e, por conseguinte, não quantificou o possível impacto nas contabilizações a serem efetuadas.

- Redução no valor recuperável (*impairment*) - Ativos Financeiros

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, a IFRS 9/CPC 48 requer o modelo de perda esperada dos ativos financeiros, ao contrário do modelo de perda incorrida estabelecido na IAS 39/CPC 38. O modelo de perda esperada requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em ativos financeiros desde o seu reconhecimento inicial. Em outras palavras, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

O novo modelo de perda esperada se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao FVTOCI, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais.

De acordo com a IFRS 9/CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:

- Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e
- Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. Este é um dos modelos a serem seguidos no caso de instrumentos financeiros que não contenham um componente significativo de financiamento, como é o caso dos ativos financeiros da Companhia.

A Companhia prevê que a aplicação do modelo referente a perdas de crédito esperadas contido na IFRS 9/CPC 48 resultará em reconhecimento antecipado de certas perdas de crédito, assim como requer que a Companhia revise suas atuais políticas de provisionamento. Todavia, até este momento, a Companhia ainda não concluiu a mensuração do eventual impacto desta alteração.

- Passivos financeiros

A Companhia não espera designar passivos financeiros como valor justo através do resultado. Porém, até este momento, a Companhia ainda não concluiu a mensuração do eventual impacto desta alteração.

---

- Contabilidade de *hedge*

Os novos requerimentos gerais para contabilidade de *hedge* mantiveram os três tipos de mecanismos de contabilização presentes do IAS 39/CPC 38 (*hedge* de fluxo de caixa, *hedge* de valor justo e *hedge* de investimento líquido no exterior). A IFRS 9/CPC48 traz maior flexibilidade para quais tipos de transação são elegíveis para a contabilidade de *hedge*, especialmente expandindo dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumento de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis para a contabilidade de *hedge*. Adicionalmente, o teste de efetividade foi revisado, não sendo mais requerida sua avaliação retrospectiva, e substituído pelo princípio da “relação econômica”, assim como foi eliminada necessidade de avaliação de uma efetividade no intervalo de 80% a 125%. Ainda, foram introduzidas melhorias nos requerimentos de divulgação da administração dos riscos da Companhia.

A Companhia não terminou sua análise dos possíveis impactos nas transações atualmente designadas como *hedge accounting*, divulgadas na nota 46 e, assim, não quantificou quaisquer efeitos. A Companhia pretende manter a política contábil atual de *hedge*, conforme permitido pela IFRS 9/CPC 48.

- Divulgações

A IFRS 9 requer novas divulgações, notadamente acerca do risco de crédito e perdas de crédito esperadas, contabilidade de *hedge* e mensuração de ativos e passivos financeiros. A Companhia está realizando uma análise para identificar possíveis alterações nos processos atuais em decorrência destas novas normas e trabalhará na implementação de mudanças em seus sistemas e controles para atender as mesmas nas demonstrações financeiras a partir do período da sua adoção.

- Transição

A Companhia adotará a isenção que permite não reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros (incluindo perdas de crédito esperadas).

As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da IFRS 9/CPC 48, serão reconhecidas no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018.

#### IFRS 15/CPC 47 - Receitas de contratos com clientes

A IFRS 15/CPC 47 substituirá as orientações atuais de reconhecimento da receita presente na IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas, quando se tornar efetiva.

Os princípios fundamentais da IFRS 15/CPC 47 são de que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência ou promessa de bens ou serviços a clientes no montante que reflete sua consideração de qual valor espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços. Especificamente, a norma introduz um modelo de 5 passos para o reconhecimento da receita:

1. Identificar o(s) contrato(s) com o cliente.
2. Identificar as obrigações de desempenho definidas no contrato.
3. Determinar o preço da transação.
4. Alocar o preço da transação às obrigações de desempenho previstas no contrato.
5. Reconhecer a receita quando (ou conforme) a entidade atende cada obrigação de desempenho.

Com a IFRS 15/CPC 47, a entidade reconhece a receita quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são transferidos ao cliente.

A Companhia auferie receitas provenientes principalmente das seguintes fontes:

a) Suprimento e fornecimento de energia elétrica (geração e distribuição)

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que a energia é fornecida, mediante a multiplicação do consumo faturado medido pela tarifa vigente, além de reconhecer a receita não faturada através de estimativa, correspondente ao do consumo de energia medido na data da última leitura e o encerramento do período das demonstrações financeiras.

De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito. Ao avaliar se a possibilidade de recebimento do valor da contraprestação é provável, deve-se considerar apenas a capacidade e a intenção do cliente de pagar esse valor. Assim, contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, poderão deixar de ter as respectivas receitas reconhecidas no momento do faturamento (por não ser provável o recebimento da contrapartida) e sim no momento do efetivo recebimento. A Companhia está avaliando se algum cliente seu se encontra nessa situação e espera que os eventuais impactos, se houver, e por isso não procedeu ainda com a mensuração dos impactos em suas demonstrações financeiras.

Quanto à receita de fornecimento do segmento de distribuição, a ANEEL avalia a qualidade do serviço oferecido aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação da duração e da frequência das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC. Uma vez descumpridos os indicadores individuais, a Companhia é obrigada a ressarcir os clientes, através de desconto na fatura mensal de consumo de energia. Atualmente, essas penalidades são contabilizadas como despesa operacional. Desta forma, a Companhia procederá a reclassificação dos valores ressarcidos pelo descumprimento dos indicadores individuais para suas receitas com fornecimento em torno de R\$ 15,5 milhões baseado nos valores de 2017, reduzindo os valores líquidos das receitas divulgadas nas demonstrações financeiras, devido a sua natureza de desconto. Quanto aos indicadores coletivos, por possuírem uma natureza de multa a ser recolhida pela Companhia, estes continuarão a ser tratados como uma despesa operacional.

b) Venda na Câmara de Comercialização de Energia – CCEE

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida para o sistema pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A Companhia não finalizou a sua avaliação, ainda em andamento, e, portanto, não quantificou os impactos em suas demonstrações financeiras relacionados sobre a receita em questão.

c) Receita pela disponibilidade da rede elétrica

Essa receita é constituída pelo serviço de disponibilização da rede de distribuição e remunera a Companhia pela prestação do serviço ao consumidor final, que compreende consumidores cativos e livres, com base na cobrança de uma tarifa homologada pela ANEEL. A Companhia não finalizou a avaliação de mensuração dos impactos, mas dada a natureza da receita em questão não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto nesta categoria de receitas em suas demonstrações financeiras.

d) Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros

Corresponde as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, de modo a permitir maior neutralidade no repasse dessas variações para as tarifas. A Companhia não finalizou a sua avaliação, ainda em andamento, e, portanto, não quantificou os impactos em suas demonstrações financeiras relacionados sobre a receita em questão.

e) Receita de construção da infraestrutura da concessão

Essa receita é constituída por investimentos em infraestrutura, com o objetivo de manutenção da operação até o término do contrato de concessão. A Companhia é remunerada principalmente por aprimoramento da infraestrutura para prestação dos serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é igual à zero, pois toda receita de construção está relacionada com construção de infraestrutura, para que na exploração desta obtenha-se as receitas da atividade fim. A Companhia não finalizou a sua avaliação, ainda em andamento, e, portanto, não quantificou os impactos em suas demonstrações financeiras relacionados sobre a receita em questão.

f) Receita de operação e manutenção

Corresponde a um percentual do faturamento da receita anual permitida - RAP, que é informado mensalmente pelo ONS e destinado para a remuneração dos serviços de operação e manutenção, a fim de evitar a interrupção da disponibilidade das instalações. A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o faturamento da RAP é informado. A Companhia não finalizou a sua avaliação, ainda em andamento, e, portanto, não quantificou os impactos em suas demonstrações financeiras relacionados sobre a receita em questão.

#### g) Outras receitas

A Companhia possui outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que podem ser inerentes aos seus segmentos ou receitas de atividades acessórias, conforme descrito na nota 39. A Companhia não finalizou a sua avaliação, ainda em andamento, e, portanto, não quantificou os impactos em suas demonstrações financeiras relacionados sobre a receita em questão.

- Transição

A Companhia adotará a IFRS 15/CPC 47 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial da norma na data inicial (ou seja, 1º de janeiro de 2018). Como resultado, a Companhia não aplicará os requerimentos da IFRS 15/CPC 47 ao período comparativo apresentado.

#### Outras Alterações

As demais normas e interpretações que sofreram alterações, mas não deverão ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia, são as seguintes:

##### IFRS 16/CPC 06 – *Leases* (Arrendamentos)

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 norma supracitada distingue contratos de arrendamento e contratos de serviços considerando se um ativo identificado é controlado por um cliente.

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 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.

- Transição

Como arrendatário, a Companhia pode aplicar a norma utilizando uma: (i) abordagem retrospectiva; ou (ii) abordagem retrospectiva modificada com expedientes práticos opcionais.

A Companhia pretende aplicar a IFRS 16 inicialmente em 1º de janeiro de 2019, utilizando a segunda abordagem. Sendo assim, o arrendatário pode eleger, para cada contrato de arrendamento, se aplicará uma série de expedientes práticos na transição. A Eletrobras está avaliando o impacto potencial dos referidos expedientes.

#### Revisão IFRS 10/CPC 36 (R3) e IAS 28/CPC 18 (R2)

Esclarece que em uma transação entre investidor e associado ou *joint venture*, o reconhecimento do ganho ou perda depende se os bens vendidos ou contribuídos constituem um negócio. A atualização do IASB é apenas para deixar claro que essa escolha deverá ser realizada separadamente, para cada coligada ou *joint ventures* ao valor justo, por meio do resultado. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

#### Alterações IFRS 2

Esclarece que os efeitos das condições de aquisição de direitos sobre a mensuração de uma transação de pagamento baseada em ações liquidada em dinheiro; a classificação de uma transação de pagamento baseada em ações com características de liquidação pelo valor líquido para obrigações relacionadas a impostos retidos na fonte; e o tratamento contábil quando uma modificação nos termos e condições de uma transação de pagamento baseada em ações altera sua classificação de liquidação em dinheiro para liquidação com ações. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

#### Alterações IAS 40/CPC 28

Esclarece os requisitos relativos às transferências de ou propriedades de investimentos, refletindo situações em que ocorre uma venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua coligada ou *joint venture*. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após a 1º de julho de 2018.

#### Alterações ICPC 01/IFRIC 22

Essa interpretação auxilia na determinação da data de transação quando ela ocorre em moeda estrangeira. Abordando como deve ser definida a “data de transação” com o objetivo de determinar a taxa de câmbio ao reconhecimento inicial de um ativo, despesa ou receita quando a contraprestação daquele item tiver sido paga ou recebida antecipadamente em moeda estrangeira, resultando no registro de ativos ou passivos não monetários. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

#### Alterações IFRIC 23

Essa interpretação aborda a determinação do lucro tributável (prejuízo fiscal), bases tributárias, prejuízos fiscais e créditos tributários não utilizados e taxas quando sobre os tratamentos fiscais de acordo com o *IAS 12 – Income Taxes*. Considera especificamente: (i) se os tratamentos fiscais devem ser considerados coletivamente; (ii) pressuposto de que as autoridades fiscais têm o direito de examinar qualquer montante reportado; (iii) determinação do lucro tributável (prejuízo fiscal), bases tributárias, prejuízos fiscais e créditos tributários não utilizados e taxas; e (iv) efeito das mudanças nos fatos e circunstâncias. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019.

Alterações à IFRS 1 e à IAS 28

Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2014 -2016. Aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

### **3.2. Bases de consolidação e investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas**

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 individuais 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.

Quando necessário, as demonstrações financeiras das controladas, controladas em conjunto e coligadas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas adotadas pela Companhia.

As controladas, controladas em conjunto e coligadas estão substancialmente domiciliadas no Brasil.

#### **a) Controladas**

Controladas são todas as entidades nas quais o Sistema Eletrobras detém o controle. O Sistema Eletrobras controla uma entidade quando está exposto ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade.

As 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:

- 1- Eliminação dos investimentos da investidora nas empresas investidas, em contrapartida à sua participação nos respectivos patrimônios líquidos;
- 2- Eliminação de saldos a receber e a pagar intercompany;
- 3- Eliminação das receitas e despesas intercompany;
- 4- 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.

Controladas	31/12/2017		31/12/2016	
	Participação		Participação	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Amazonas Distribuidora	100,00%	-	100,00%	-
Amazonas GT	-	100,00%	-	100,00%
Boa Vista Energia	100,00%	-	100,00%	-
Ceal	100,00%	-	100,00%	-
CELG- D (1)	-	-	51,00%	-
Cepisa	100,00%	-	100,00%	-
Ceron	100,00%	-	100,00%	-
CGTEE	99,99%	-	99,99%	-
Chesf	99,58%	-	99,58%	-
Eletoacre	96,71%	-	96,71%	-
Eletronorte	99,48%	-	99,48%	-
Eletronuclear	99,91%	-	99,91%	-
Eletropar	83,71%	-	83,71%	-
Eletrosul	99,88%	-	99,88%	-
Furnas	99,56%	-	99,56%	-
Chuí IX (3)	99,99%	-	-	99,99%
Santa Vitoria do Palmar (3)	78,00%	-	-	-
Hermenegildo I (3)	99,99%	-	-	99,99%
Hermenegildo II (3)	99,99%	-	-	99,99%
Hermenegildo III (3)	99,99%	-	-	99,99%
Chuí Holding (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu I (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu II (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu III (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu IV (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu V (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu VI (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu VII (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu VIII (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu IX (3)	-	100,00%	-	-
Geribatu X (3)	-	100,00%	-	-
Livramento	-	78,00%	-	-
Paraíso	-	100,00%	-	100,00%
Energia dos Ventos V	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VI	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VIII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos IX	-	99,99%	-	99,99%
Extremoz Transmissora do Nordeste S.A.	-	100,00%	-	100,00%
Transenergia Goiás S.A.	-	99,99%	-	99,99%
Brasil Ventos Energia S.A. (2)	-	100,00%	-	-
<b>Complexo Eólico Pindaí I</b>				
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%
<b>Complexo Eólico Pindaí II</b>				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	99,98%
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
<b>Complexo Eólico Pindaí III</b>				
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	-	83,01%	-	83,01%

(1) Controlada vendida em fevereiro de 2017

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

(3) Transferência de SPes da Eletrosul para a Eletrobras vide nota explicativa 15.6.



#### (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 a Companhia ou uma de suas controladas exerce diretamente suas atividades por meio *joint venture*, a participação da Companhia nos ativos controlados em conjunto e/ou quaisquer passivos incorridos em conjunto com os demais controladores é reconhecida nas Demonstrações Financeiras da respectiva controlada e classificada de acordo com sua natureza.

### **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. 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.

### **3.6. 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 líquido de realização.

### **3.7. 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.

### **3.8. 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.

### 3.8.1. 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.

### 3.8.2 Descomissionamento

O descomissionamento pode ser entendido como um conjunto de medidas tomadas para retirar de serviço, com segurança, uma instalação nuclear, reduzindo a radioatividade residual a níveis que permitam liberar o local para uso restrito ou irrestrito.

O descomissionamento é feito em função da operação das usinas nucleares e referem-se à obrigação para desmobilização dos ativos dessas usinas para fazer face aos custos a serem incorridos ao final da vida útil econômica das mesmas.

É premissa fundamental para a formação desse passivo para o descomissionamento, que o valor estimado para a sua realização deva ser atualizado ao longo da vida útil econômica das usinas, considerando os avanços tecnológicos, com o objetivo de alocar ao respectivo período de competência da operação, os custos a serem incorridos com a desativação técnico-operacional das usinas.

### 3.9. Contratos de concessão e autorizações

A Companhia possui contratos de concessão e autorizações nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, 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.

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

- a) Controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;
- b) Controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos;
- c) Controla/detém um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

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

- a) Uma infraestrutura subjacente à concessão a qual é utilizada para prestar serviços;
- b) Um acordo/contrato entre o poder concedente e o operador;
- c) O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;
- d) O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, quer diretamente do poder concedente, quer dos utilizadores da infraestruturas, ou de ambos;
- e) As infraestruturas são transferidas para o poder concedente no final da concessão, tipicamente de forma gratuita ou também de forma onerosa.

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

- 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).

- 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 demanda) em relação à concessão e resulta no registro de um ativo intangível.

- 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 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.

Considerando que a Companhia não se expõe a risco de 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.

### 3.9.1 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.

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, parcialmente, 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).

### 3.9.2 – 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:

- Transmissão de energia elétrica

a) A tarifa é regulada e denominada Receita Anual Permitida (RAP). A transmissora de energia elétrica não pode negociar 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.



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).

### 3.9.3 Concessões e autorizações 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.
- 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.

### 3.9.4. 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.



### 3.9.5 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 médio ponderado de capital) regulatório, sendo esse fator incluído na base tarifária e os de transmissão e os de geração são remunerados com base na taxa interna de retorno do empreendimento. No caso de geração, somente os ativos vinculados às concessões diretamente afetadas pela Lei 12.783/2013 e formados a partir da mencionada Lei, são considerados ativos financeiro que serão remunerados nos mesmos moldes das transmissoras, desde que a aquisição de tais ativos seja homologada pelo MME e ANEEL.

Estas contas a receber são classificadas entre circulante e não circulante considerando a expectativa de recebimento destes valores, tendo como base a data de encerramento das concessões.

### 3.10. 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, avaliando se há indicação de que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo. (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.

#### 3.10.1. Concessões Onerosas (Uso do Bem Público - UBP)

A Companhia e algumas controladas possuem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização dos potenciais hidráulicos, 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.

#### 3.10.2. 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.

### **3.11. 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 que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que assegura, a partir da data de sua assinatura, o direito ou impõe a obrigação de o concessionário receber ou pagar os ativos e passivos junto à contraparte – Poder Concedente. Esse novo evento altera, a partir dessa data, o ambiente e as condições contratuais anteriormente existentes e extingue as incertezas quanto à capacidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo. São condições, assim, que diferem em essência das que ocorriam anteriormente.

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

### **3.12. 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.

---

### **3.13. 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 resultado 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.

### **3.14. 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.

### **3.15. 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 e dos passivos assumidos pela Companhia, na data de aquisição, com os antigos controladores 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. 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.

### **3.16. Tributação**

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

#### **3.16.1. Tributos correntes**

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

#### **3.16.2. Impostos diferidos**

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



reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a Companhia espera, no final de cada período de relatório, recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos.

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

### **3.17. Instrumentos financeiros**

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

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

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

#### **3.17.1. Ativos financeiros**

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

##### **1) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado**

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

- a) For adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou
- b) No reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados, que o Sistema Eletrobras administra em conjunto e, possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou
- c) For um derivativo que não tenha sido designado como um instrumento de “hedge” efetivo.
- d) Um ativo financeiro, além dos mantidos para negociação, pode ser designado ao valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial se:
- e) Tal designação eliminar ou reduzir, significativamente, uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou



- 
- f) O ativo financeiro for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos, e
  - g) 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
  - h) 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.

## 2) 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.

## 3) 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:

- a) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado,
- b) Investimentos mantidos até o vencimento, ou
- c) 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.

#### 4) 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.

##### 3.17.2. Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

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

No caso de investimentos patrimoniais 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 sua vez, 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 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.

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

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

### 3.17.3. Baixa de ativos financeiros

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

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 eventual ganho ou a perda acumulado que foi reconhecido em Outros resultados abrangentes e acumulado no patrimônio é reconhecida no resultado.

### 3.17.4. Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

Instrumentos de dívida e de patrimônio emitidos por uma entidade do Sistema Eletrobras são classificados como passivos financeiros ou patrimônio, de acordo com a natureza do acordo contratual e as definições de passivo financeiro e instrumento de patrimônio. Um instrumento de patrimônio é um contrato que evidencia uma participação residual nos ativos de uma empresa após a dedução de todas as suas obrigações. Os instrumentos de patrimônio emitidos pelo Sistema Eletrobras são reconhecidos quando os recursos são recebidos ou recebíveis, 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 prêmios pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

### 3.17.5. Baixa de passivos financeiros

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

### 3.17.6. Contratos de garantia financeira

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

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

Essas estimativas são definidas com base na experiência de transações similares e no histórico de perdas passadas e no julgamento da administração da Companhia. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia. Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias são apresentadas quando ocorridas nas despesas operacionais (Vide Nota 22).

### 3.17.7. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua exposição a riscos de taxa de juros e câmbio, incluindo contratos swaps de taxa de juros. A Nota 46 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data de contratação, e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente, a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*; nesse caso, o momento do reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge* (Vide item 3.17.9).

### 3.17.8. Derivativos embutidos

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

### 3.17.9. Contabilização de *hedge*

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

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

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

a) *Hedges* de valor justo

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

A contabilização do *hedge* é descontinuada prospectivamente quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou exercido, 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 exercido, 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 46. Com data inicial em 1º de outubro de 2013, a Companhia adotou procedimentos de contabilidade de *hedge* conforme as disposições do CPC 38 (IAS 39) objetivando a redução da volatilidade nas demonstrações financeiras gerada pela marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos e maior transparência das atividades da Gestão de Risco da Companhia.

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

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

### **3.18. Benefícios pós-emprego**

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

A Companhia e suas controladas patrocina vários planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos 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.

#### **3.18.2. Outras obrigações pós-emprego**

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

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

#### **3.18.3 Benefícios de Rescisão**

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

### **3.19. Provisões**

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, 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.

#### 3.19.1. Provisão para desmobilização de ativos

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

Os valores são apropriados ao resultado do exercício a valor presente, com base em quotas anuais, a razão de 1/40 dos gastos estimados e registrados imediatamente (vide Nota 31).

#### 3.19.2. 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).

#### 3.19.3. Contratos onerosos

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

### **3.20. Adiantamento para futuro aumento de capital**

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

### **3.21. Capital social**

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

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

Quando a Companhia compra suas próprias ações (ações em tesouraria), o valor pago, incluindo quaisquer custos adicionais diretamente atribuíveis (líquidos do imposto de renda), é deduzido do capital atribuível aos acionistas da Companhia até que as ações sejam canceladas ou reemitidas. Quando essas ações são subsequentemente reemitidas, qualquer valor recebido, líquido de quaisquer custos adicionais da transação, diretamente atribuíveis e

dos respectivos efeitos do imposto de renda e da contribuição social, é incluído no capital atribuível aos acionistas da Companhia.

### **3.22. Juros sobre o capital próprio e dividendos**

Alinhados com o Estatuto Social a política assegura a seus Acionistas o direito, em cada exercício, a dividendos e/ou juros de capital próprio não inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações e alterações posteriores e não autoriza que a reserva de capital possa ser usada para pagamentos de dividendos.

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.

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.

### **3.23. Outros resultados abrangentes**

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

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

### **3.24. Reconhecimento de receita**

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

#### **3.24.1. Venda de energia e serviços**

##### **a) Geração e Distribuição**

As receitas de distribuição são classificadas como: i) Suprimento (venda) de Energia Elétrica a distribuidoras; ii) Fornecimento de Energia Elétrica para o consumidor, e; iii) Energia Elétrica no mercado de Curto Prazo. A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre a mesma. A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia; o valor da receita

pode ser mensurado com confiabilidade; os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; e a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida. Inclui também a receita de construção vinculada ao segmento de distribuição de energia elétrica e de parte da geração abrangida no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

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

#### b) Transmissão

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

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

3) A receita de desenvolvimento da infraestrutura é reconhecida no resultado na medida do estágio de conclusão da obra, de acordo com o que dita o pronunciamento técnico CPC 17 (R1) (equivalente 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.

#### 3.24.2. Receita de dividendos e juros

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

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

### 3.25. Arrendamento Mercantil

Conforme orientações do Pronunciamento CPC 06 (R1) – Operações de Arrendamento Mercantil e da Interpretação Técnica ICPC 03- Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil, devem ser registrados no Ativo Imobilizado os direitos que a Companhia detenha sobre bens corpóreos destinados à manutenção de suas atividades, decorrentes de arrendamento mercantil financeiro que transfiram ao arrendatário os benefícios, riscos e controle sobre os bens. No início do arrendamento financeiro, estes bens são capitalizados pelo menor valor entre o valor justo do bem arrendado e o valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento.

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

Os juros e outras despesas financeiras são reconhecidos na demonstração do resultado durante o período do arrendamento, para produzir uma taxa periódica constante de juros sobre o saldo remanescente do passivo para cada período. O imobilizado adquirido por meio de arrendamento mercantil financeiro (a) está classificado no Ativo Não Circulante sendo amortizado durante a sua vida útil (Nota 22.5).

### **3.26. Subvenções governamentais**

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

### **3.27. Paradas programadas**

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

### **3.28. 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).

### **3.29. 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 representam principalmente a gestão de caixa de todo o Grupo Eletrobras, o gerenciamento do empréstimo compulsório e a gestão de negócios em SPes, cujo monitoramento e gestão é feito de forma distinta dos investimentos corporativos;

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.

### **3.30. 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 de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e como informação suplementar às demonstrações financeiras IFRS, 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, 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 3.12 e movimentação das provisões efetuadas no exercício na Nota 19). A variável mais relevante foi a taxa de desconto utilizada nos fluxos de caixa, com a definição de uma taxa específica 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. A taxa utilizada 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, empréstimos concedidos e direitos de ressarcimento da CCC que a Administração entende haver incerteza quanto ao recebimento.

A PCLD dos clientes é constituída com base nos critérios da ANEEL constante no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, em resumo são provisionados os 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 ressarcimento da CCC e 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 46, 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 46 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 2015, em resposta às investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e das sociedades de propósito específico (SPE) em que detém participações acionárias minoritárias, o Conselho de Administração da Empresa (CAE) decidiu por iniciar procedimento investigativo em face do risco de tais irregularidades apontadas na referida "Operação" poderem afetar alguns dos seus principais investimentos.

Para conduzir a investigação foi contratado escritório de advocacia norte-americano Hogan Lovells US LLP, com reconhecida especialização em ações investigativas e também instaurada a Comissão Independente de Gestão da Investigação (CIGI), composta por especialistas notórios e independentes, com a função de supervisionar o processo de investigação.

O procedimento investigatório seguiu os princípios adotados pela Securities and Exchange Commission (SEC) e pelo Department of Justice (DoJ) norte-americanos 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 Depositary 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 em que se inclui 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.

No decorrer de 2015 e 2016, no âmbito da "Operação Lava Jato", as operações Radioatividade e Pripyat resultaram no indiciamento de seis ex-executivos da Eletronuclear, bem como de outros envolvidos. Muito embora os processos ainda se encontrem em andamento, já foram proferidas sentenças condenatórias contra quatro desses ex-funcionários, ainda não transitadas em julgado. 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 inteiramente o Conselho de Administração, contratou 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 das suas subsidiárias.

No mesmo sentido a Eletrobras revisou contratos específicos em que as investigações identificaram possíveis irregularidades. Quando as suspeitas se confirmaram os contratos foram imediatamente suspensos.

Em relação aos empregados e diretores envolvidos em questões éticas identificadas na investigação, a Eletrobras tomou medidas punitivas na esfera administrativa, incluindo a suspensão do contrato de trabalho e o desligamento dos envolvidos. Atualmente, estão sendo estudadas as possibilidades jurídicas de responsabilização e ressarcimento de potenciais prejuízos causados à Companhia, frente aos ex-executivos e fornecedores acusados de corrupção, na esfera cível, tendo sido protocolado pela Eletronuclear – a quem cabe adotar as medidas judiciais de ressarcimento de prejuízos - protesto judicial para interrupção da prescrição, em relação às empresas integrantes do Consórcio Angramon (Construtora Norberto Odebrecht S/A, UTC Engenharia S/A, Techint Engenharia e Construção S/A, Construtora Andrade Gutierrez S/A, Empresa Brasileira de Engenharia S/A - EBE, Construtora Queiroz Galvão S/A e Construções e Comércio Camargo Correa S/A), para preservação de direitos.

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 contábeis da Companhia, levando em consideração fatos e circunstâncias conhecidos até aquele momento. Nessa etapa foram considerados certos valores estimados como relacionados a ilícitos oriundos da prática de cartel e propinas que teriam sido pagas, desde 2008, por certos empreiteiros e fornecedores contratados por subsidiárias e por algumas das SPEs em que a Eletrobras não é controlador majoritário.

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	(67.166)	-
Resultados de investimentos pelo método de equivalência	<u>(91.464)</u>	<u>(91.464)</u>
	<u>(158.630)</u>	<u>(158.630)</u>

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

Certas alegações de potenciais atos ilegais praticados por executivos da Odebrecht no âmbito do projeto Santo Antônio (Madeira Energia S.A) se tornaram públicas. A Eletrobras, por intermédio da controlada Furnas, participa com 39,0% nesse projeto. O efeito total estimado dos pagamentos considerados como ilícitos, conforme compilado pelo processo de investigação independente da Companhia acima citado, monta em R\$ 314.978 e, considerando o percentual de participação societária da controlada Furnas de 39%, o impacto nas demonstrações contábeis representaria uma baixa contábil no investimento avaliado por equivalência patrimonial de R\$ 122.841, uma vez que pagamentos dessa natureza não atendem aos critérios contábeis para registro nos ativos conforme CPC 27/IAS 16. Entretanto, conforme demonstrado no quadro abaixo, tal baixa contábil não impactou o resultado e nem o patrimônio líquido do exercício

findo em 31 de dezembro de 2017 uma vez que foi inferior ao montante de impairment de R\$ 314.038 registrado conforme o CPC 01/IAS 36.

Achados da Investigação - Santo Antônio	<u>31/12/2017</u>
Madeira Energia S.A	<u>122.841</u>
Balanco Patrimonial	
Provisão de <i>Impairment</i> registrado - total	<u>(314.038)</u>
Reversão de <i>Impairment</i>	<u>122.841</u>
Baixa de Investimentos - Madeira Energia S.A	<u>(122.841)</u>
Demonstração de resultado do período	
Reversão de Provisão de <i>Impairment</i> (Provisões Operacionais)	<u>(122.841)</u>
Perda em Investimentos - Madeira Energia S.A	<u>122.841</u>

Como não havia informações suficientes que permitissem à Companhia determinar com razoável precisão os períodos específicos em que teriam ocorrido os pagamentos indevidos estimados, a Companhia entendeu que, após ter envidado esforços, foi impraticável determinar os efeitos por períodos específicos anteriores relativos a tais pagamentos em suas demonstrações contábeis, tendo registrado o ajuste desses pagamentos indevidos e, portanto, incorretamente capitalizados, nos períodos em que tais informações relevantes chegaram ao conhecimento da Companhia.

As investigações da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas e o Ministério Público Federal poderá levar tempo considerável para concluir todos os procedimentos de apuração e divulgação 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 contábeis.

A Eletrobras permanece com contrato em vigor com o escritório norte-americano Hogan Lovells visando o encerramento das ações de investigação independente em curso e consequente resolução do caso perante às autoridades norte-americanas.

Adicionalmente, o atual contrato com o escritório Hogan Lovells também prevê o acompanhamento das medidas de remediação, especialmente a implementação do programa de *compliance*, bem como as interações necessárias, com autoridades brasileiras e norte-americanas

#### b) Processos judiciais envolvendo a Empresa – Class Action

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

Atualmente o processo encontra-se em fase de instrução, "*Discovery*" e até meados do ano de 2018 a Companhia estima que deverá haver uma decisão acerca das ações

coletivas incluídas na demanda, o que se denominada "*class certification*". (Vide Nota 30)

c) Processo de *resolution* com a SEC e DoJ

A Companhia entende que o processo de *resolution* junto as autoridades americanas ainda está em estágio preliminar. No momento, não há qualquer obrigação pecuniária para a Eletrobras relacionada a estas investigações, muito embora a Companhia siga buscando uma solução o menos gravosa possível, não é possível estimar, no momento, se haverá qualquer montante potencial de perda relacionada a esta questão.

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	161.312	10.290	422.819	295.549
Aplicações Financeiras	14	3	369.433	200.306
	<u>161.326</u>	<u>10.293</u>	<u>792.252</u>	<u>495.855</u>
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	-	393.520	-	393.520
Comercialização - Itaipu	2.665	256.192	2.665	256.192
Comercialização - PROINFA	1.162.561	998.380	1.162.561	998.380
Recursos da RGR	50.132	33.254	50.132	33.254
PROCEL	114.518	-	114.518	-
	<u>1.329.876</u>	<u>1.681.346</u>	<u>1.329.876</u>	<u>1.681.346</u>
	<u>1.491.202</u>	<u>1.691.639</u>	<u>2.122.128</u>	<u>2.177.201</u>

I- 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 destinados ao atendimento da gestão de caixa da Companhia. Nenhum título público encontra-se classificado como caixa e equivalentes de caixa.

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

## NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

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

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

CONTROLADORA					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2017	31/12/2016
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	-	292.043
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	4.495.472	3.891.239
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	62.670	50.507
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	-	18.774
NTN- B	CEF	Após 90 dias	IPCA	-	14.325
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	18.356	187.770
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	18.552	17.296
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	458.408	-
Op. Compromissadas	CEF	-	-	6.499	-
<b>TOTAL CIRCULANTE</b>				<b>5.059.957</b>	<b>4.471.954</b>

  

NÃO CIRCULANTE		
Titulos	31/12/2017	31/12/2016
FINOR/FINAM (b)	1.426	876
<b>PARTES BENEFICIÁRIAS (a)</b>	<b>267.715</b>	<b>244.420</b>
<b>TOTAL NÃO CIRCULANTE</b>	<b>269.141</b>	<b>245.296</b>



CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2017	31/12/2016
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	SELIC	-	292.043
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	5.153.684	4.967.563
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	62.670	50.507
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	-	18.803
NTN- B	CEF	Após 90 dias	IPCA	-	14.325
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	100.313	247.449
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	18.583	17.296
TÍTULOS DE RENDA FIXA	Banco do Brasil	-	-	449.701	-
TÍTULOS DE RENDA FIXA	CEF	-	-	168.586	-
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	458.408	2.298
Op. Compromissadas	CEF	-	-	284.450	58.356
OUTROS	-	-	-	227.963	13.151
<b>TOTAL CIRCULANTE</b>				<b>6.924.358</b>	<b>5.681.791</b>

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2017	31/12/2016
NTN- B	Banco do Brasil	01/01/2030	Pre-fixado	274	434
FINOR/FINAM (b)	-	-	-	1.426	876
PARTES BENEFICIÁRIAS (a)	-	-	-	267.715	244.420
REFERENCIADO - DI	BNDES	-	-	61.634	-
OUTROS	-	-	-	813	1.505
<b>TOTAL NÃO CIRCULANTE</b>				<b>331.862</b>	<b>247.235</b>

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

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Lajeado Energia	451.375	451.375
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	652.575	652.575
Ajuste a valor presente	(384.860)	(408.155)
Valor presente	267.715	244.420

(b) 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.

## NOTA 7 – CLIENTES

CIRCULANTE	CONSOLIDADO					31/12/2016
	31/12/2017					
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados (b)	Total	
AES ELETROPAULO	28.265	1.134	2	-	29.401	30.576
AES SUL	2.434	-	-	-	2.434	28.326
AMPLA	23.541	2.545	-	-	26.086	24.817
CEA	1.015	384	-	49.547	50.946	301.028
CEB	6.578	557	-	-	7.135	5.216
CEEE	15.832	242	-	-	16.074	27.147
CELESC	42.980	1.250	-	-	44.230	44.187
CELPA	29.079	698	8.478	603	38.858	63.804
CELPE	25.678	608	56	-	26.342	20.403
CEMAR	20.316	338	-	-	20.654	22.837
CEMIG	65.371	1.128	480	-	66.979	34.691
CESP	2.583	-	-	-	2.583	1.656
COELBA	40.434	946	58	-	41.438	32.619
COELCE	30.649	446	-	-	31.095	30.834
COPEL	46.166	1.064	-	-	47.230	79.278
CPFL	21.595	-	348	-	21.943	18.371
EBE	11.165	-	-	-	11.165	9.614
ELEKTRO	35.461	381	-	-	35.842	41.123
ENERGISA	36.437	2.347	84.239	-	123.023	110.045
ENERSUL	11.122	-	-	-	11.122	11.416
ESCELSA	9.589	-	-	-	9.589	18.843
LIGHT	51.529	1.697	123	-	53.349	52.072
PIRATININGA	7.821	253	-	-	8.074	2.505
RGE	24.144	407	7	-	24.558	27.633
Rolagem da Dívida (b)	-	-	-	-	-	23.601
Comercialização CCEE	359.288	27.771	3.851	-	390.910	499.735
Uso da Rede Elétrica	526.135	16.360	46.576	-	589.071	263.806
PROINFA (a)	287.728	28.007	-	186.500	502.236	355.030
Consumidor Residencial	208.568	215.867	89.469	139.638	653.542	984.551
Consumidor Industrial	288.301	35.366	265.960	120.576	710.203	587.683
Consumidor Rural	13.514	7.233	7.563	6.572	34.882	70.440
Comércio, serviços e outras atividades	138.882	63.627	49.450	58.327	310.286	435.284
Poder público	70.907	96.996	140.020	66.003	373.926	450.505
Outros	1.295.865	12.175	107.851	6.163	1.422.054	1.154.451
(-) PCLD (c)	(61.703)	(85.844)	(738.398)	(188.947)	(1.074.892)	(1.461.849)
	3.717.269	433.983	66.133	444.982	4.662.368	4.402.278
NÃO CIRCULANTE						
CEB	-	-	9.548	-	9.548	14.111
CELPA	-	-	-	-	-	368
CEA	-	-	-	207.403	207.403	-
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica	-	-	4.347	-	4.347	6.276
PROINFA (a)	-	-	-	30.576	30.576	76.441
Rolagem da Dívida (b)	-	-	-	-	-	568.635
Poder público	-	-	-	127.428	127.428	582.501
Consumidor Residencial	-	-	-	61.100	61.100	79.251
Consumidor Industrial	-	-	-	45.072	45.072	48.039
Consumidor Rural	-	-	-	2.510	2.510	5.921
Comércio, serviços e outras atividades	-	-	-	281.184	281.184	88.649
Outros	13.397	-	-	154	13.551	749.090
(-) PCLD (c)	-	-	(307.455)	(306.448)	(613.903)	(433.817)
	13.397	-	-	448.979	462.376	2.079.025
	3.730.666	433.983	66.133	893.961	5.124.744	6.481.303

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

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA geraram um saldo líquido positivo de R\$ 353.933 no exercício de 2017 (um saldo líquido positivo de R\$ 693.094 em 31 de dezembro de 2016), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento. No saldo de consumidores revendedores está registrado o valor de R\$ 532.812 do PROINFA referente à controladora (R\$ 431.471 em 31 de dezembro de 2016).

## (b) Rolagem da dívida

Os créditos 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.

Com base no art. 14 da Lei Complementar nº 156, de 2016, houve negociação relativa a tais créditos, que resultou em quitação da dívida pelo Tesouro Nacional, no montante atualizado de R\$ 1.388.762, em 1º de agosto de 2017.

## (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	
	31/12/2017	31/12/2016
Consumidores	401.891	569.269
Revendedores	759.483	765.620
CEA (c.1)	233.861	267.217
CCEE - Energia de Curto Prazo (c.2)	293.560	293.560
	<u>1.688.795</u>	<u>1.895.666</u>

(c.1) Em 2015, constituiu-se uma provisão de créditos duvidosos relativa à terceira parcela de uma renegociação de dívidas com a CEA (parcela vencida em janeiro de 2015). O montante vem sendo corrigido mensalmente, e em 31 de dezembro de 2017 corresponde a R\$ 233.861 (R\$ 267.217 em 31 de dezembro de 2016).

(c.2) A controlada Furnas mantém registrada uma provisão, constituída em 2007, no montante de R\$ 293.560 (R\$ 293.560 em 31 de dezembro de 2016). 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 2015	1.719.648
(+) Constituição	657.952
( - ) Reversão	(337.719)
( - ) Baixa	(144.215)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.895.666
(+) Constituição	782.289
( - ) Reversão	(261.920)
( - ) Baixa	(727.240)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.688.795

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (Nota 43). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

## NOTA 8 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

	31/12/2017							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
	Tx. Média	Valor			Tx. Média	Valor		
FURNAS	7,23	23.038	688.392	2.709.137	-	-	-	-
CHESF	14,35	10.177	707.392	121.590	-	-	-	-
ELETROSUL	6,87	160	102.232	831.395	-	-	-	-
ELETRONORTE	5,88	23.914	387.360	1.822.550	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	8,68	13.168	382.597	1.284.025	-	-	-	-
CGTEE	8,29	290.315	731.131	2.054.865	-	-	-	-
CEAL	8,97	1.030	479.434	1.296.214	-	-	-	-
AMAZONAS	10,64	48.983	1.077.457	3.480.341	-	-	-	-
CEPISA*	8,21	123.803	630.875	1.261.668	-	-	-	-
ELETROACRE*	8,58	266	95.559	233.183	-	-	-	-
		534.854	5.282.429	15.094.968		-	-	-
ITAIPU	7,10	21.101	1.888.426	6.790.064	7,10	21.101	1.888.426	6.790.064
CEMIG	5,17	262	16.357	33.171	5,17	262	16.357	33.171
CEEE	5,00	116	4.465	15.642	5,00	116	4.465	15.642
AES ELETROPAULO	10,00	340.493	10.561	-	10,00	340.493	10.561	-
ENERGISA - TO	6,31	359	30.047	31.742	6,31	359	30.047	31.742
CELPA	5,93	252	7.467	628.313	5,93	252	7.467	628.313
CEMAR	0,43	462	27.679	103.860	0,43	462	27.679	103.860
CESP	5,10	57	5.569	4.752	5,10	57	5.569	4.752
COELCE	5,00	149	9.265	20.591	5,00	149	9.265	20.591
COELBA	5,00	185	7.340	29.620	5,00	185	7.340	29.620
ESCELSA	5,00	97	8.316	11.144	5,00	97	8.316	11.144
GLOBAL	-	118.544	44.100	-	0,00	118.544	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	180	17.577	14.959	5,00	180	17.577	14.959
OUTRAS		88.205	92.880	110.611		88.207	93.247	111.034
(-) PCLD		(205.676)	(63.244)	-		(205.676)	(63.244)	-
		364.786	2.106.805	7.794.469		364.788	2.107.172	7.794.892
		899.640	7.389.235	22.889.437		364.788	2.107.172	7.794.892

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	-	-	-	-
ELETRÓSUL	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	-	-	-	-
ELETRÓACRE	14,04	394	9.463	360.653	-	-	-	-
BOA VISTA	13,78	173	6.556	108.962	-	-	-	-
AMAZONAS	15,79	28.149	495.138	3.236.182	-	-	-	-
		<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	-
ENERGISA - MT	9,62	2.255	94.468	168.000	9,62	2.255	94.468	168.000
ENERGISA - TO	11,31	879	30.047	59.486	11,31	879	30.047	59.486
ENERGISA - MS	5,22	161	11.341	18.510	5,22	161	11.341	18.510
CELPA	5,00	70.777	291.809	266.757	5,00	70.777	291.809	266.757
CEMAR	1,74	843	53.531	163.303	1,74	843	53.531	163.303
CESP	5,09	92	5.569	9.904	5,09	92	5.569	9.904
COELCE	5,00	191	9.860	28.337	5,00	191	9.860	28.337
COSERN	5,00	13	1.874	769	5,00	13	1.874	769
COELBA	5,00	423	22.788	61.749	5,00	423	22.788	61.749
ESCELSA	5,00	147	10.833	18.626	5,00	147	10.833	18.626
GLOBAL	5,00	106.275	44.100	-	5,00	106.275	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	327	27.435	30.973	5,00	327	27.435	30.973
OUTRAS		83.337	331.391	140.572		83.340	332.788	141.334
(-) PCLD		<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>

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 2017, R\$ 4.848.676 (R\$ 4.908.816 em 31 de dezembro de 2016) referem-se a repasses do fundo setorial RGR, incluídos na rubrica Financiamentos e Empréstimos.

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 8,04% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos na controladora, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 28% do total da carteira (32% em 31 de dezembro de 2016). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 72% do saldo da carteira (68% em 31 de dezembro de 2016).

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

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

	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023	Total
Controladora	5.349.016	5.233.868	5.111.967	2.127.991	1.546.042	3.520.552	22.889.437
Consolidado	1.365.931	2.853.010	1.834.559	416.118	770.073	555.201	7.794.891

Mais informações sobre o detalhamento dos saldos acima apresentados estão evidenciadas na nota explicativa 48, 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\$ 1.400.000 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 2.656.542 em 31 de dezembro de 2016), sendo R\$ 351.054 (R\$ 349.839 em 31 de dezembro de 2016) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela Companhia.

Em 04 de outubro de 2017 a Eletrobras e a Eletropaulo celebraram um memorando de entendimento visando estabelecer os critérios para a instauração de procedimento de mediação para negociar as bases de um eventual acordo visando encerrar a disputa judicial. No âmbito deste memorando, a Eletrobras e a Eletropaulo solicitaram a suspensão do processo judicial pelo prazo de 60 dias, com o objetivo de concluírem, durante este período, o processo de mediação.

Em 9 de março de 2018 o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou os termos e condições, bem como a celebração pela Companhia, de um acordo com a Eletropaulo, visando encerrar a disputa judicial, vide nota 50.5.

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

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 268.920 (R\$ 258.338 em 31 de dezembro de 2016) correspondente ao principal e ao serviço da dívida de devedores em inadimplência.

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

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

	CONTROLADORA / CONSOLIDADO
Saldo em 31 de dezembro de 2015	241.047
(+) Complemento	20.521
(-) Reversões	(3.230)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	258.338
(+) Complemento	36.024
(-) Reversões	(25.442)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	268.920

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Vide Nota 43). 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	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>				
Furnas	298.680	298.680	-	-
Eletronorte	1.099.896	18	-	-
CGTEE	91.550	83.273	-	-
Eletrosul	81.408	89.755	-	-
Eletropar	7.797	7.085	-	-
Lajeado Energia	55.896	50.009	55.896	50.009
CEMAR	30.963	25.506	30.963	25.506
CTEEP	-	48.634	-	48.634
EMAE	12.753	6.213	12.753	6.213
Goiás Transmissão	-	-	22.030	17.936
STN - Sist. de Transm. Nordeste S.A.	-	-	7.839	8.974
Transenergia Renovável	-	-	6.851	14.762
MGE Transmissão	-	-	7.576	6.547
Manaus Construtora	-	-	9.229	9.178
Manaus Transmissora	-	-	1.993	3.934
Transenergia São Paulo	-	-	848	2.557
Retiro Baixo Energético S.A.	-	-	2.535	2.107
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU	-	-	3.163	5.616
Uirapuru	-	-	2.657	2.507
IE Madeira	-	-	20.737	30.630
IE Garanhuns	-	-	-	9.891
Caldas Novas Transmissão S.A	-	-	3.626	1.038
Enerpeixe	-	-	15.878	26.446
Chapecoense	-	-	25.674	24.625
EAPSA	-	-	4.675	4.743
Outros	17.544	9.393	10.654	16.602
	<u>1.726.958</u>	<u>618.566</u>	<u>245.577</u>	<u>318.455</u>



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

### 10.1 - Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	620.782	603.648	931.847	886.598
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	2.517	70.593	78.470	119.057
ICMS a recuperar	-	-	13.263	48.368
Outros	-	-	42.627	31.497
	<u>623.299</u>	<u>674.241</u>	<u>1.066.207</u>	<u>1.085.520</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar (a)	-	-	1.068.450	1.217.268
PIS/COFINS a recuperar (a)	-	-	547.205	469.764
Outros	-	-	19.487	18.382
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.635.142</u>	<u>1.705.414</u>

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

A Companhia mantém registrado no ativo não circulante um montante de R\$ 1.615.655 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 1.687.032 em 31 de dezembro de 2016) referente à PIS, COFINS e ICMS a recuperar. Desse montante, R\$ 1.062.634 (R\$ 1.157.083 em 31 de dezembro de 2016) se refere a impostos e contribuições sobre aquisição de combustível da controlada Amazonas.

De acordo com o § 8º da Lei 12.111/2009, os referidos impostos e contribuições que fazem parte do custo de aquisição de combustíveis reembolsados pelo fundo da CCC, deverão ser ressarcidos ao fundo quando realizados, deste modo é mantido um passivo de mesmo valor na rubrica Obrigações de Ressarcimento (vide Nota 11).

#### (a.1) 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, em virtude da ausência da apuração de forma definitiva, até que se promova judicialmente a liquidação da sentença.

## 10.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	1.436.175	769.541	1.874.475	1.086.367
Ativo não circulante:				
Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	471.568	1.488.158	471.568	1.488.158
IRPJ/CSLL Diferidos	-	-	1.010.810	839.708
	471.568	1.488.158	1.482.378	2.327.866
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	394.958	320.560	8.901.931	8.305.606

## 10.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2017			31/12/2016		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletronorte	2.278.753	(1.400.319)	878.434	2.203.754	(1.364.046)	839.708
Hermenegildo I	40.254	-	40.254	-	-	-
Hermenegildo II	43.118	-	43.118	-	-	-
Hermenegildo III	37.509	-	37.509	-	-	-
Chuí IX	11.495	-	11.495	-	-	-
	2.411.129	(1.400.319)	1.010.810	2.203.754	(1.364.046)	839.708
Eletrosul	362.655	(829.665)	(467.010)	649.997	(963.106)	(313.109)
Eletrobras	-	(394.958)	(394.958)	-	(320.560)	(320.560)
Furnas	611.808	(5.463.470)	(4.851.662)	680.613	(5.284.897)	(4.604.284)
Chesf	180.823	(3.331.821)	(3.150.998)	202.252	(3.254.553)	(3.052.301)
Eletropar	-	(4.408)	(4.408)	-	(15.352)	(15.352)
Amazonas GT	-	(32.895)	(32.895)	-	-	-
	1.155.286	(10.057.217)	(8.901.931)	1.532.862	(9.838.468)	(8.305.606)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Impostos diferidos ativos:				
Provisão para Contingências	-	-	122.061	128.391
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	-	108.657	119.327
Provisões Operacionais	-	-	294.722	429.504
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	222.762	239.679
Provisão para não realização de créditos tributários	-	-	228.822	205.239
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa	-	-	2.503.633	2.394.400
Outros	-	-	85.758	220.076
Total Ativo	-	-	3.566.415	3.736.616
Impostos diferidos passivos:				
Instrumentos Financeiros Disponíveis para venda	394.958	320.560	394.958	320.560
Depreciação acelerada	-	-	350.531	113.793
Receita de atual. créditos energia renegociados	-	-	-	259.183
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	51.964	205.285
Débito tributário	-	-	410.698	-
Remuneração de Rede Básica de Sistemas Existentes	-	-	9.888.318	9.726.549
Outros	-	-	361.067	577.144
Total Passivo	394.958	320.560	11.457.536	11.202.514

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Impostos diferidos				
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	(31.382)	(47.097)	(36.404)	(56.393)
Remensuração de planos de benefícios definidos				
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	-	-	5.023	9.296
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(31.382)	(47.097)	(31.381)	(47.097)

A controlada Eletronorte preparou suas projeções de lucro tributável que apontam resultado tributável futuro os quais se realizam no prazo de 10 anos. O montante reconhecido reflete a melhor estimativa quanto sua realização no período mencionado e fundamenta-se em diferenças tributáveis e prejuízo fiscal de cada entidade.

## NOTA 11 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
<u>Direitos de ressarcimento</u>		
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	2.626.727	1.977.183
Provisão CCC - PECLD (b)	(1.439.090)	(741.624)
Reembolso CDE (c)	39.191	347.876
Remuneração setor elétrico	-	74.527
CCC - Ativo Mantido para Venda *	340.966	-
	<u>1.567.794</u>	<u>1.657.962</u>
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	5.416.975	9.871.342
Parcela do Transporte do Gás (a.1)	(2.988.797)	(2.364.318)
CCC - Ativo Mantido para Venda *	4.080.854	-
	<u>6.509.032</u>	<u>7.507.024</u>
<u>Obrigações de ressarcimento</u>		
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	-	129.403
PROINFA	1.346.660	992.728
Reembolso CDE (c)	45.882	45.373
Remuneração setor elétrico	-	700.581
	<u>1.392.542</u>	<u>1.868.085</u>
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	<u>1.062.634</u>	<u>1.516.313</u>
	<u>1.062.634</u>	<u>1.516.313</u>

\*Valores que serão assumidos pela Companhia referente ao direito de ressarcimento da CCC das distribuidoras mantido para venda (vide nota 2).

### a) Conta de consumo de combustível (CCC)

A conta de consumo de combustível refere-se aos valores a receber e a pagar nos respectivos períodos. A Companhia, em 31 de dezembro de 2017, apresenta um valor a receber de R\$ 12.465.522 (R\$ 11.848.525 em 31 de dezembro de 2016) e um passivo de R\$ 1.062.634 (R\$ 1.645.716 em 31 de dezembro de 2016) de obrigações de ressarcimento.

Após a promulgação da Lei nº 12.783, a Eletrobras não tem mais a obrigação de fazer contribuições à Conta CCC. Apesar disso, a Conta CCC não foi extinta. Os saldos disponíveis continuarão sendo distribuídos às empresas de geração e distribuição que incorram em despesas adicionais em razão do uso de usinas termelétricas em caso de condições hidrológicas desfavoráveis. De modo a assegurar a 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 Distribuidora) - Diferença de Preço da Parcela do Transporte do Gás

O Contrato de Fornecimento 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 e aluguel do GLP-Duto Urucu. Diante disso praticava-se um valor médio entre os dois valores apresentados por cada empresa que compunham o Comitê para a parcela de transporte.

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

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

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

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 Distribuidora e a Cigás, em R\$ 12,0371/MMBtu\* (base dez/2009 e 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, findos em dezembro de 2016. 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 Distribuidora o valor pago a maior devidamente acrescido dos encargos moratórios.

A Companhia, amparada com parecer jurídico emitido pelos seus consultores jurídicos externos, entende que em contrapartida ao direito de ressarcimento junto ao fundo CCC de R\$ 2.988.797 haverá o direito de reembolso junto à Petrobras em igual valor reconhecido na rubrica de fornecedores (Nota 20).

---

## b) Provisão CCC – PECLD

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 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 Distribuidora, 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 afetadas ingressaram com pedido de reconsideração, com efeito suspensivo, contra a Resolução Homologatória nº 2.202/2017.

Em 2 de março de 2017, o Ministério de Estado de Minas e Energia – MME publicou a Portaria nº 81, adicionando ao orçamento aprovado para o ano 2017 os valores referentes aos Contratos de Confissão de Dívidas firmados até 31 de dezembro de 2016 entre o fundo CDE e os beneficiários da CCC. Diante da publicação da portaria supracitada a ANEEL editou a Resolução Homologatória nº 2.204 de março de 2017 estabelecendo as diretrizes adotadas na referida portaria.

Considerando a Decisão exarada no Despacho ANEEL nº. 2.504/17 de 16 de agosto de 2017, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE suspendeu os desembolsos aos CCDs celebrados entre o CDE/CCC e a Amazonas Energia.

Com base nas suspensões de pagamentos acima descritos, as Distribuidoras participantes do Sistema Isolado provisionaram a título de Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação

Duvidosa - PECLD o valor de R\$ 1.439.090 em Dezembro de 2017 (R\$ 741.624 em dezembro de 2016).

A provisão foi realizada com base nos valores não incluídos no orçamento dos referidos CCDs, contemplando as parcelas dos recursos do 1º e 2º CCDs vencidas até a data de 31 de dezembro de 2017, bem como os valores a vencer até 31 de julho de 2018, prazo final da prestação de serviços das distribuidoras designadas. Além destes, para a Amazonas Distribuidora foram provisionados também os valores reconhecidos como direitos de ressarcimento no ano de 2017 não homologados pelo CCEE.

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

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

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

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

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

Em 16 de agosto de 2017, a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 141/2017, na qual evoluiu favoravelmente em algumas questões que foram contestadas pela Amazonas Distribuidora quando da sua primeira conclusão contida na Nota Técnica nº 52/2017, reduzindo, dessa forma, o montante divergente para um total de R\$ 2.998.848, atualizados até de 30 de junho de 2017. Entretanto, na visão da Eletrobras, o atual entendimento da ANEEL, ainda contrariam posições anteriormente praticadas pela mesma Agência, em anos anteriores, bem como de decisões judiciais favoráveis à Amazonas Distribuidora, por contrariar um direito de reembolso garantido por lei.

Em 28 de agosto de 2017 a Companhia ingressou com recurso administrativo com o pedido de efeito suspensivo das recomendações exaradas no despacho Nº 2.504, de 16 de agosto de 2017.

Cabe ainda ressaltar que já foi protocolado no Mandado de Segurança nº 0026107-81.2012.4.01.3400 em curso, mais de uma petição comunicando o descumprimento por parte



da ANEEL das decisões judiciais prolatadas, a fim de intimar à abstenção da prática de atos que visem limitar os reembolsos efetuados a título de CCC, sob pena de multa diária em valor expressivo e/ou prisão da autoridade coatora por descumprimento de ordem judicial.

Em 27 de outubro de 2017, nos autos do Mandado de Segurança nº 0026107-81.2012.4.01.3400, foi proferido decisão determinando à ANEEL o cumprimento do acórdão proferido em 18 de maio de 2015, no qual foi decidido que não é possível limitar o ressarcimento dos valores de combustíveis, composto a partir de parâmetros que não consideram o custo da infraestrutura necessária à condução e entrega de combustível em localidades distantes, e que o direito de reembolso vindicado está amparado em dispositivo de lei, e qualquer norma administrativa que se oponha ou reduza a sua aplicação, extrapolará de sua finalidade regulatória. Através da Nota Técnica da ANEEL nº 188/2017 emitida na mesma data, foi retificado o montante divergente disposto pela Nota Técnica nº 141/2017 para um total de R\$ 2.906.095, atualizado até junho de 2017.

Conforme despacho nº 149 de 22 de janeiro de 2018, a ANEEL suspendeu o item (i) do despacho 2.504/17, o qual determinou a Companhia o ressarcimento ao fundo CCC do valor de R\$ 2.906.095, no prazo de até 90 dias a partir da publicação do referido despacho.

#### 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 42) em contrapartida a direitos de ressarcimento – Reembolso CDE/CCEE, de acordo com o CPC 07 (R1) / IAS 20 - Subvenção e Assistência Governamentais.

#### 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	
	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>		
Elementos prontos	465.152	455.737
	465.152	455.737
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Elementos prontos	318.229	523.501
Concentrado de urânio	194.047	50.965
Em curso - combustível nuclear	318.732	100.803
	831.008	675.269
	1.296.160	1.131.006

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

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

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

### 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	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>Controladas:</b>				
Furnas	54.727	49.772	-	-
CGTEE	781.790	483.858	-	-
Hermenegildo I	11.681	-	-	-
Hermenegildo II	19.082	-	-	-
Hermenegildo III	8.494	-	-	-
CHUI IX	2.723	-	-	-
ED Alagoas	180.142	159.155	-	-
ED Roraima	89.975	80.089	-	-
ED Piauí	346.357	295.402	-	-
ED Acre	77.115	69.462	-	-
Amazonas D	129.189	117.446	-	-
<b>SPEs:</b>				
Energia Sustentável do Brasil	-	-	734.400	535.200
Chuí Holding S.A. - Eólicas do Sul	-	-	-	431.913
Livramento Holding S.A. - Eólicas do Sul	-	-	-	220.027
TDG Transmissora Delmiro Gouveia	-	-	101.000	101.000
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia	-	-	-	87.394
Geradora Eólica Itaguaçu da Bahia SPE S.A.	-	-	72.814	67.130
Santa Vitória do Palmar Holding S.A. - Eólicas do Sul	-	-	-	37.946
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A.	-	-	37.467	16.144
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	9.800	43.099
Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	-	-	35.213
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	-	9.442
	<u>1.701.275</u>	<u>1.255.184</u>	<u>955.481</u>	<u>1.584.508</u>
Outros investimentos	-	-	4.357	33.408
	<u>1.701.275</u>	<u>1.255.184</u>	<u>959.838</u>	<u>1.617.916</u>

### NOTA 14 – RISCO HIDROLÓGICO

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

Essa redução interferiu diretamente na entrega de energia para cumprimento dos contratos de fornecimento, pois devido à insuficiência de energia, as geradoras ficam expostas ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD no Mercado de Curto Prazo, onde a energia de reposição representa valores muito acima daqueles praticados em seus contratos de longo prazo, para conseguirem honrar com seus contratos, incorrendo efeitos econômico-financeiros negativos, devido ao custo elevado.

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 do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. As Companhias Eletronorte, Eletrosul, Furnas e Amazonas GT aderiram à repactuação.

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	
	31/12/2017	31/12/2016
UHE Tucuruí	162.602	195.840
UHE Serra da Mesa	119.530	154.449
UHE Mascarenhas de Moraes	47.296	63.186
UHE Itumbiara	17.873	42.680
UHE Simplício	30.206	42.289
UHE Batalha	17.106	20.175
UHE Balbina	7.490	13.262
UHE Mauá	12.709	13.839
UHE Manso	4.979	10.743
UHE Passo São João	5.024	5.471
UHE São Domingos	4.846	5.277
	<u>429.662</u>	<u>567.212</u>
Total do Ativo Circulante	104.530	109.535
Total do Ativo Não Circulante	<u>325.132</u>	<u>457.677</u>
TOTAL	<u>429.662</u>	<u>567.212</u>

## NOTA 15 – INVESTIMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Furnas	19.949.366	19.165.618	-	-
Chesf	13.781.383	12.529.022	-	-
Eletrosul	5.824.553	5.394.615	-	-
Eletronorte	16.268.119	15.351.617	-	-
Eletropar	168.291	157.900	-	-
Chui IX	26.051	-	-	-
Santa Vitória do Palmar	574.902	-	-	-
Hermenegildo I	98.858	-	-	-
Hermenegildo II	92.576	-	-	-
Hermenegildo III	78.860	-	-	-
	<u>56.862.959</u>	<u>52.598.772</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
b) Coligadas				
CTEEP	3.420.726	2.543.906	3.485.985	2.592.701
Lajeado Energia	64.103	218.262	64.103	218.262
CEB Lajeado	49.153	72.989	49.153	72.989
Paulista Lajeado	30.436	26.143	30.436	26.143
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	224.668	216.294
EMAE	319.915	282.091	331.556	292.355
CEMAR	821.010	729.888	821.010	729.888
Outros	<u>1.263.614</u>	<u>1.071.106</u>	<u>1.263.614</u>	<u>1.071.106</u>
	<u>5.968.957</u>	<u>4.944.385</u>	<u>6.270.525</u>	<u>5.219.738</u>
c) Controlada em conjunto				
Mangue Seco II	18.594	17.934	18.594	17.934
Norte Energia (Belo Monte)	1.776.786	1.600.637	5.868.703	5.358.861
Rouar	105.413	97.157	105.413	97.157
Madeira Energia S.A. (MESA)	-	-	2.077.575	2.503.260
ESBR Participações S.A.	-	-	3.297.141	3.331.923
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	-	-	1.314.514	1.090.107
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	1.046.172	975.886
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	691.021	650.961
Enerpeixe S.A.	-	-	292.002	375.174
Teles Pires Participações	-	-	764.559	799.926
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	-	-	389.981	493.555
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	1.478.019	1.069.359
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	356.302	360.072
Mata de Santa Genebra	-	-	459.169	230.685
Goiás Transmissão S.A.	-	-	181.481	170.313
Companhia Energética Sinop S.A.	-	-	539.498	430.751
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	216.741	202.898
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	210.592	201.033
Transnorte Energia S.A.	-	-	148.453	148.748
Chapada Piauí II Holding S.A.	-	-	137.715	117.701
MGE Transmissão S.A.	-	-	115.039	111.344
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	-	-	257.441	277.474
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	-	-	154.498	153.390
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	-	-	124.386	127.229
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	123.527	127.338
Chapada Piauí I Holding S.A.	-	-	126.385	104.060
Empresa de Energia São Manoel	-	-	649.731	418.460
Paranaíba Transmissora	-	-	160.191	147.656
Vale do São Bartolomeu	-	-	123.131	72.755
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	123.182	106.480
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	163.637	128.765
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	-	-	198.174	140.280
Serra do Facão Energia S.A.	-	-	26.212	23.670
Transenergia São Paulo S.A.	-	-	93.433	92.138
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	131.635	92.452
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	96.172	94.614
Outros	<u>165.449</u>	<u>163.013</u>	<u>890.785</u>	<u>1.006.681</u>
	<u>2.066.242</u>	<u>1.878.741</u>	<u>23.151.204</u>	<u>21.851.090</u>
SUBTOTAL	<u>64.898.158</u>	<u>59.421.898</u>	<u>29.421.729</u>	<u>27.070.828</u>
Provisão para perdas em investimentos	(49)	(56)	(2.132.024)	(1.897.217)
TOTAL	<u>64.898.109</u>	<u>59.421.842</u>	<u>27.289.705</u>	<u>25.173.611</u>

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Investimentos mantidos a valor justo				
AES Tietê	398.161	437.197	398.161	437.197
Coelce	270.825	251.938	270.825	251.938
Energisa S.A.	218.432	148.661	218.432	148.661
Cesp	133.709	129.096	133.709	129.096
Celpe	38.556	48.895	38.556	48.895
Celesc	112.396	65.920	112.396	65.920
CELPE	18.258	21.688	18.258	21.688
COPEL	32.759	29.207	32.759	29.207
CGEEP	17.551	15.895	17.551	15.895
CEB	8.339	8.305	8.339	8.305
AES Eletropaulo	-	-	34.264	23.660
Energias do Brasil	-	-	25.491	26.229
CPFL Energia	-	-	-	45.431
Outros	12.248	12.133	109.918	105.801
	<u>1.261.234</u>	<u>1.168.935</u>	<u>1.418.659</u>	<u>1.357.923</u>

### 15.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	381.719	362.939
Empresa de Energia São Manoel	-	-	349.748	71.916
Madeira Energia S.A. (*)	-	-	314.037	93.932
Norte Brasil Transmissora S.A.	-	-	294.580	323.202
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	239.742	334.580
ESBR Participações S.A.	-	-	223.656	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	88.878	-
Goiás Transmissão	-	-	54.640	-
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	-	-	43.686	-
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	41.161	-
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	24.965	-
Companhia Energética Sinop	-	-	17.166	324.250
Teles Pires Participações	-	-	13.333	325.388
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	7.028	-
Inambari	49	56	54	101
Outros	-	-	37.631	60.909
	<u>49</u>	<u>56</u>	<u>2.132.024</u>	<u>1.897.217</u>

(\*) Vide efeito da investigação independente na nota 4.XI

### 15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
CTEEP	464.334	1.034.733
CEEE-GT	-	34.695
	<u>464.334</u>	<u>1.069.428</u>

A Companhia efetuou ajustes nos resultados das empresas investidas, a fim de padronizar as políticas contábeis dessas empresas com as adotadas pela Companhia para a elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas e individuais.

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia optou por não realizar parte do ajuste contábil da CTEEP em razão de acórdão favorável à mesma do TJ/SP proferido em agosto/2017, onde o pagamento da obrigação construtiva atuarial (razão que constituía o ajuste) foi suspenso no período de setembro a novembro de 2017.

## 15.3 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Aquisição de SPEs (*)	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ajustes de exercícios anteriores	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2017
<b>MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA</b>								
Furnas	19.165.618	-	(316.169)	-	-	(298.680)	1.398.597	19.949.366
Chesf	12.529.022	-	243.051	-	-	(30.471)	1.039.781	13.781.383
Eletrosul	5.394.615	-	133.465	-	-	(81.408)	377.882	5.824.553
Eletronorte	15.351.617	-	(23.229)	-	-	(1.099.877)	2.039.608	16.268.119
Eletropar	157.900	-	(14.642)	-	-	(7.797)	32.830	168.291
Chui IX	-	26.051	-	-	-	-	-	26.051
Santa Vitória do Palmar	-	574.902	-	-	-	-	-	574.902
Hermenegildo I	-	98.858	-	-	-	-	-	98.858
Hermenegildo II	-	92.576	-	-	-	-	-	92.576
Hermenegildo III	-	78.860	-	-	-	-	-	78.860
Mangue Seco II	17.934	-	-	-	-	(959)	1.619	18.594
Norte Energia (Belo Monte)	1.600.637	-	-	173.700	-	-	2.449	1.776.786
Rouar	97.157	-	1.679	-	-	-	6.577	105.413
CTEEP	2.543.906	-	-	-	-	(176.991)	1.053.811	3.420.726
Lajeado Energia	218.262	-	5	-	(24.431)	(179.631)	49.899	64.103
CEB Lajeado	72.989	-	3	(13.372)	(6.025)	(22.745)	18.302	49.153
Paulista Lajeado	26.143	-	-	-	-	(6.168)	10.460	30.436
EMAE	282.091	-	4.320	-	-	(12.986)	46.491	319.915
CEMAR	729.888	-	-	-	-	(73.144)	164.267	821.010
Outros	1.234.118	-	105.269	-	4.648	(45.127)	130.156	1.429.063
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>59.421.897</b>	<b>871.247</b>	<b>133.751</b>	<b>160.328</b>	<b>(25.808)</b>	<b>(2.035.985)</b>	<b>6.372.729</b>	<b>64.898.158</b>

(\*) Transferência de SPEs da Eletrosul para a Eletrobras vide nota explicativa 15.6.

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Ajustes de exercícios anteriores	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2017
<b>MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO</b>									
Mangue Seco II	17.934	-	-	-	-	-	(959)	1.619	18.594
Norte Energia (Belo Monte)	5.358.861	405.068	-	173.700	-	-	-	(68.526)	5.868.703
CTEEP	2.592.701	-	-	-	-	-	(180.287)	1.073.571	3.485.985
Lajeado Energia	218.262	-	5	-	-	(24.431)	(179.631)	49.899	64.103
CEB Lajeado	72.989	-	3	(13.372)	-	(6.025)	(22.745)	18.302	49.153
Paulista Lajeado	26.143	-	-	-	-	-	(6.168)	10.460	30.436
Rouar	97.157	-	1.679	-	-	-	-	6.577	105.413
EMAE	292.355	157	4.320	-	-	-	(13.388)	48.112	331.556
CEMAR	729.888	-	-	-	-	-	(73.144)	164.267	821.010
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.503.260	-	-	-	-	-	-	(425.685)	2.077.575
ESBR Participações S.A.	3.331.923	-	-	-	-	-	-	(34.782)	3.297.141
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	1.090.107	-	-	-	-	-	30.629	193.778	1.314.514
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	975.886	-	-	-	-	-	-	70.286	1.046.172
Manaus Transmissora de Energia S.A.	650.961	-	-	-	-	-	1.389	38.671	691.021
Enerpeixe S.A.	375.174	(100.000)	-	-	-	-	(40.680)	57.508	292.002
Teles Pires Participações	799.926	78.396	-	-	-	-	-	(113.763)	764.559
Chapacoense Geração S.A. (Chapacoense)	493.555	-	-	-	-	-	(211.674)	108.100	389.981
Belo Monte Transmissora de Energia	1.069.359	382.689	-	-	-	-	(3.955)	29.926	1.478.019
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	360.072	-	-	-	-	-	9.891	(13.661)	356.302
Matã de Santa Genebra	230.685	180.079	-	30.000	-	-	(3.251)	21.656	459.169
Energética Águas da Pedra S.A.	216.294	-	-	-	-	-	(35.215)	43.589	224.668
Goiás Transmissão S.A.	170.313	-	-	-	-	-	(6.054)	17.222	181.481
Empresa de Energia São Manoel	418.460	233.330	-	-	-	-	-	(2.059)	649.731
Companhia Energética Sinop S.A.	430.751	322.028	-	-	-	-	-	(213.281)	539.498
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	202.898	-	-	-	-	-	(21.430)	35.273	216.741
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	201.033	-	-	-	-	-	(19.214)	28.773	210.592
Transnorte Energia S.A.	148.748	-	-	-	-	-	-	(295)	148.453
Chapada Piauí II Holding S.A.	117.701	26.919	-	-	-	-	-	(6.905)	137.715
MGE Transmissão S.A.	111.344	-	-	-	-	-	(3.971)	7.666	115.039
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	277.474	-	-	-	-	-	-	(20.033)	257.441
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	153.390	-	-	-	-	-	1.541	(433)	154.498
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	127.229	-	-	-	-	-	(13.515)	10.672	124.386
Brasnor Transmissora de Energia S.A.	127.338	-	-	-	-	-	(7.805)	3.994	123.527
Chapada Piauí I Holding S.A.	104.060	-	-	34.534	-	-	-	(12.209)	126.385
Paranaíba Transmissora	147.656	-	-	-	-	-	(7.093)	19.628	160.191
Vale do São Bartolomeu	72.755	38.999	-	-	-	-	-	11.377	123.131
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	106.480	5.880	-	-	-	-	(1.961)	12.783	123.182
Triângulo Mineiro Transmissora	128.765	10.689	-	-	-	-	-	24.183	163.637
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	140.280	-	-	50.929	-	-	(1.385)	8.350	198.174
Serra do Facão Energia S.A.	23.670	-	-	-	-	-	-	2.542	26.212
Transenergia São Paulo S.A.	92.138	-	-	-	-	-	(5)	1.300	93.433
Vamcruz I Participações S.A.	92.452	-	-	33.299	-	-	(2.130)	8.014	131.635
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	94.614	-	-	6.581	-	-	-	(5.023)	96.172
Outros	2.077.787	(1.078.841)	(172.645)	708.665	380.322	37.983	(138.058)	339.187	2.154.399
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>27.070.828</b>	<b>505.393</b>	<b>(166.639)</b>	<b>1.024.336</b>	<b>380.322</b>	<b>7.527</b>	<b>(950.267)</b>	<b>1.550.229</b>	<b>29.421.729</b>

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
<b>MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA</b>									
Furnas	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
Eletronorte	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
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>39.893.571</b>	<b>(1)</b>	<b>(582.543)</b>	<b>656.854</b>	<b>(39.950)</b>	<b>(355.300)</b>	<b>19.937.096</b>	<b>(87.831)</b>	<b>59.421.897</b>
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
<b>MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO</b>									
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
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	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
<b>TOTAL DE INVESTIMENTOS</b>	<b>21.267.136</b>	<b>3.245.945</b>	<b>(112.781)</b>	<b>839.569</b>	<b>(540.098)</b>	<b>(556.397)</b>	<b>3.015.285</b>	<b>(87.831)</b>	<b>27.070.828</b>



## 15.4 Informações do valor de mercado das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			31/12/2017	31/12/2016
CTEEP	Equivalência Patrimonial	36,05%	3.848.829	3.744.704
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	1.377.138	1.363.366
AES Tietê	Valor de mercado	7,94%	398.161	437.197
ENERGISA MT	Equivalência Patrimonial	22,01%	418.862	397.129
COELCE	Valor de mercado	7,06%	270.825	251.938
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,31%	218.432	148.661
CESP	Valor de mercado	2,05%	133.709	129.096
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	516.139	259.193
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	94.872	93.076
EMAE	Equivalência Patrimonial	40,44%	131.189	123.692
CELPA	Valor de mercado	0,99%	38.556	48.895
CELESC	Valor de mercado	10,75%	112.396	65.920
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	34.264	23.660
CPFL Energia	Valor de mercado	0,00%	-	45.431
CELPE	Valor de mercado	1,56%	18.258	21.688
COPEL	Valor de mercado	0,56%	32.759	29.207
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	25.491	26.229
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	17.551	15.895
CEB	Valor de mercado	2,10%	8.339	8.305
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	321	207

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

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

31/12/2017																
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO					PASSIVO					Patrimônio líquido	Total Passivo			
		Circulante		Não Circulante			Circulante		Não Circulante							
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Total Ativo	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos						
Norte Energia S.A	49,98%	6.662	758.559	39.112.347	1.198.015	41.075.583	1.707.983	1.616.848	25.546.587	651.068	11.553.097	41.075.583				
Madeira Energia S.A. (MESA)	39,00%	54.517	502.221	21.610.727	1.983.133	24.150.598	700.368	1.329.966	14.351.964	2.441.185	5.327.115	24.150.598				
ESBR Participações	40,00%	34.942	853.131	21.112.677	609.424	22.610.174	366.460	575.246	10.696.889	2.728.727	8.242.852	22.610.174				
Teles Pires Participações	49,44%	16.073	163.415	5.130.567	253.434	5.563.489	195.417	200.595	3.213.780	389.116	1.564.581	5.563.489				
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	405	661.310	-	5.964.864	6.626.579	112.149	102.184	2.539.617	856.262	3.016.367	6.626.579				
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	49,00%	313	173.300	5.659.537	107.676	5.940.826	220.000	88.492	1.973.559	976.093	2.682.682	5.940.826				
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	98.638	314.214	-	3.615.305	4.028.157	75.597	133.354	797.490	913.135	2.108.581	4.028.157				
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	40,00%	116.427	213.292	2.810.636	157.695	3.294.050	138.788	287.902	1.172.181	720.226	974.953	3.294.050				
Empresa de Energia São Manoel	33,23%	190.995	9.296	3.240.312	317.981	3.758.584	22.569	70.849	1.651.347	64.607	1.949.212	3.758.584				
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	61.494	173.981	-	2.386.043	2.621.518	74.449	95.821	688.775	374.384	1.388.089	2.621.518				
Serra do Falcão Energia S.A.	49,47%	2	102.870	1.849.919	145.906	2.098.697	49.633	165.764	327.914	1.502.405	52.981	2.098.697				
Companhia Energética Sinop	49,00%	216.130	10.709	-	1.908.867	2.135.706	22.292	101.362	887.364	23.673	1.101.015	2.135.706				
Enerpeixe S.A.	40,00%	188.574	262.377	1.520.658	170.111	2.141.720	178.570	487.881	492.997	252.267	730.005	2.141.720				
Paranaíba Transmissora	24,50%	14.677	22.608	1.558.028	54.330	1.649.643	53.318	43.298	638.779	260.406	653.842	1.649.643				
Mata de Santa Genebra	49,90%	9.877	12.089	1.501.117	66.825	1.589.908	554.688	25.218	-	83.311	926.691	1.589.908				
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	47.547	96.294	1.064.527	15.612	1.223.980	33.443	37.042	249.996	176.353	727.146	1.223.980				
Santa Vitória do Palmar	49,00%	145.618	34.224	1.776.548	25	1.956.415	56.866	76.985	1.000.913	144.597	677.055	1.956.415				
Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE)	51,00%	6.723	121.200	848.967	42.018	1.018.908	41.838	36.960	528.565	22.968	388.577	1.018.908				
Chapada Piauí I Holding S.A.	49,00%	17.896	23.310	839.914	21.543	902.663	39.237	41.743	503.967	7.331	310.385	902.663				
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	32.155	50.486	-	741.313	823.954	35.400	55.976	277.707	13.333	441.538	823.954				
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	19.376	19.779	761.511	24.153	824.819	24.239	22.141	543.917	93.801	140.721	824.819				
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	15.414	210.299	505.402	30.803	761.918	21.377	47.282	101.172	449.760	442.327	761.918				
Chui	49,00%	61.103	11.743	682.376	17.062	772.284	27.097	26.938	306.431	25.340	392.478	772.284				
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	80,00%	27.050	29.554	570.103	32.757	659.464	212.619	8.226	106.174	10.644	321.801	659.464				
Goias Transmissão S.A.	49,00%	10.099	6.607	650.360	13.456	680.522	17.240	54.636	184.702	53.574	370.370	680.522				
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	32.554	166.610	417.904	11.432	630.500	31.763	22.742	60.294	88.707	426.994	630.500				
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	2.586	4.671	462.875	-	470.132	23.109	3.663	106.680	2.726	333.954	470.132				
Vamczur I	49,00%	52.902	31.929	472.194	-	557.025	16.679	42.355	206.984	22.361	268.646	557.025				
Serra das Vacas Holding	49,00%	7.013	8.989	488.798	14.743	519.543	19.216	7.706	250.101	61.897	180.623	519.543				
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	49,00%	14.620	6.226	447.099	5.664	473.609	12.363	18.071	95.063	32.811	315.301	473.609				
Vale do São Bartolomeu	39,00%	1.052	2.176	459.597	-	462.825	20.068	27.431	104.182	425	310.719	462.825				
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,00%	6.831	72.110	-	336.922	415.863	13.273	41.239	109.784	37.302	214.265	415.863				
Lajeado Energia	40,07%	106.662	104.197	1.571.997	99.808	1.882.664	160.517	243.212	522.096	100.277	851.562	1.882.664				
CTEEP	36,05%	6.585	2.637.124	60.241	14.548.223	17.252.173	451.440	337.664	1.491.548	3.771.865	11.199.656	17.252.173				
Transnorte Energia S.A.	49,00%	8.168	7.502	291.903	307.573	599.476	-	1.388	-	3.367	302.818	599.476				
MGE Transmissão S.A.	49,00%	5.843	4.037	352.728	8.176	370.784	9.282	19.336	75.028	32.366	234.772	370.784				
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	49,00%	14.256	9.619	353.676	11.886	389.437	13.564	13.618	94.943	13.462	253.850	389.437				
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	122	29.634	-	290.151	319.907	-	8.926	-	62.486	248.495	319.907				
Ruar	50,00%	87.655	4.972	286.181	2.499	381.307	9.812	1.102	155.945	3.660	210.787	381.306				
Paulista Lajeado	40,07%	24.086	23.951	13	120.664	168.714	36.453	6.072	-	258	125.931	168.714				
Manque Seco II	49,00%	20.321	1.906	89.227	3.124	114.578	3.147	1.988	67.800	3.688	37.955	114.578				
CEB Lajeado	2,10%	5.448	30.394	88.402	192.830	317.074	-	43.182	-	273.892	317.074					
CEMAR	33,55%	1.742.518	1.135.366	3.253.642	421.814	6.553.340	683.850	768.721	2.305.917	347.053	2.447.799	6.553.340				
EMAE	40,44%	71.319	148.013	169.982	740.777	1.130.091	6.994	85.975	83.380	223.316	730.426	1.130.091				

1 - Ativo e Passivo

31/12/2016											
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	ATIVO						PASSIVO				
	Participação	Circulante		Não Circulante		Total Ativo	Circulante		Não Circulante		Patrimônio líquido
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos		Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	
Norte Energia S.A.	49,98%	205.796	577.981	36.345.981	409.376	37.539.134	630.932	989.348	24.984.318	435.958	10.498.578
Madeira Energia S.A. (MESA)	39,00%	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
ESBR Participações S.A.	40,00%	74.219	560.964	22.175.679	886.818	23.697.680	340.189	906.710	10.994.779	3.216.193	8.329.809
Teles Pires Participações	49,44%	27.907	143.105	5.145.968	441.642	5.758.622	357.288	196.203	3.175.138	412.000	1.617.993
Interligação Elétrica da Madeira S.A.	49,00%	188.838	536.105	4.948.367	75.684	5.748.994	199.759	188.943	1.660.706	1.394.465	2.305.121
Belo Monte Transmissora	49,00%	216.126	11.936	4.012.330	-	4.240.392	1.730.241	297.513	-	82.518	2.130.120
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	52.759	302.936	3.704.987	-	4.060.682	81.504	162.467	1.133.913	691.192	1.991.606
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
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	38.909	171.939	42.199	2.607.266	2.860.313	73.426	168.352	741.918	556.510	1.320.107
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	38.221	510	2.383.308	259.447	2.681.486	3.928	64.665	1.014.509	342.992	1.255.392
Serra do Falcão Energia S.A.	49,47%	31.248	44.680	1.950.905	149.492	2.176.325	46.135	181.816	366.117	1.534.414	47.843
Enerpeixe S.A.	40,00%	81.402	54.031	1.571.686	55.652	1.762.771	2.299	212.062	348.332	262.143	937.935
Companhia Energética SINOP S.A.	49,00%	119.037	5.742	1.377.142	5.449	1.507.370	-	66.050	540.128	21.153	880.039
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	23.631	95.674	1.190.415	26.622	1.336.342	33.209	69.845	282.910	215.537	734.841
Chapada Piauí I Holding S.A.	49,00%	27.445	18.502	883.960	392.127	1.322.034	34.224	159.296	462.236	470.946	195.332
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	15.640	20.228	788.559	492.512	1.316.939	22.354	19.646	559.680	549.622	165.637
Paranaíba	24,50%	6.107	20.870	1.228.931	42.042	1.297.950	45.624	8.235	564.667	76.745	602.679
Santa Vitória do Palmar	49,00%	8.830	15.903	1.071.713	31.678	1.128.324	23.903	47.291	719.797	159.335	177.998
TSLE	51,00%	6.208	52.774	2.389	915.427	976.798	37.231	54.633	417.621	192.255	275.058
Mata de Santa Genebra	49,90%	13.567	11.326	859.203	36.111	920.207	481.894	25.772	-	30.246	382.295
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	49.380	52.713	733.188	30.765	866.046	34.944	79.854	311.061	13.046	427.141
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	15.357	207.636	527.763	14.959	765.715	20.327	63.515	122.497	145.298	414.078
TSBE	80,00%	23.295	28.669	644.361	696.382	1.379.707	25.153	8.796	308.860	6.730	346.843
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	10.190	5.900	632.207	9.794	658.091	16.787	42.929	196.031	54.767	347.577
Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	35.157	121.899	460.389	11.739	629.184	31.514	19.563	90.735	88.147	399.225
Chuí	49,00%	29.813	13.843	552.147	15.780	611.583	24.094	28.560	324.800	448.533	(214.404)
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
Edícia Serra das Vacas Holding S.A.	0,00%	12.695	7.599	511.454	-	531.748	16.069	60.117	224.145	53.972	177.445
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	615	904	496.575	4.853	502.947	17.942	9.651	138.349	79.219	257.786
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	49,00%	15.542	7.127	469.052	4	491.725	12.089	27.037	106.116	33.443	313.040
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	49,00%	19.222	10.998	363.575	13.073	406.868	13.418	11.325	107.348	11.097	263.680
CTEP	36,05%	4.524	1.675.820	67.300	13.916.641	15.663.047	71.679	526.292	432.472	5.514.529	7.371.669
Lajeado Energia	47,07%	184.658	102.337	1.643.236	108.816	2.039.047	11.228	312.652	76.219	370.633	1.268.315

31/12/2017

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Norte Energia S.A	2.598.916	98.227	(754.831)	(17.520)	16.326	(417.645)
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.971.019	114.973	(1.551.186)	48.676	(1.091.502)	(838.814)
ESBR Participações	2.846.855	40.182	(1.260.501)	40.718	(86.957)	(791.802)
Teles Pires Participações	828.490	34.545	(371.793)	79.749	(231.419)	(177.517)
Belo Monte Transmissora de Energia	2.236.720	13.712	(347.477)	(198.322)	67.960	(167)
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	623.807	26.088	(201.868)	(83.763)	230.932	(7.122)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	313.543	10.787	(118.060)	(63.522)	111.421	(870)
Chapacoense Geração S.A. (Chapacoense)	839.787	27.510	(183.248)	(135.394)	270.251	(86.112)
Empresa de Energia São Manoel	-	500	(187)	3.183	(6.179)	-
Manaus Transmissora de Energia S.A.	164.073	7.526	(73.557)	(33.385)	54.957	-
Serra do Falcão Energia S.A.	301.185	4.859	(134.189)	1.361	8.697	(100.551)
Companhia Energética Sinop	-	8.420	(382)	223.251	(434.311)	(418)
Enerpeixe S.A.	363.669	59.720	(104.306)	(17.663)	143.770	(53.003)
Paranaíba Transmissora	238.629	5.644	(64.775)	(40.717)	69.469	(38)
Mata de Santa Genebra	548.568	3.806	(78.621)	(21.648)	42.140	(58)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	123.187	5.543	(25.340)	40.298	(27.880)	(2.766)
Santa Vitória do Palmar	215.767	5.156	(72.910)	(7.762)	64.964	(50.965)
Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE)	116.254	6.602	(64.654)	(2.073)	16.372	(105)
Chapada Piauí I Holding S.A.	97.363	2.531	(67.400)	(3.872)	(24.916)	-
Energética Águas da Pedra S.A.	240.155	8.176	(31.682)	(16.679)	88.386	(22.411)
Chapada Piauí II Holding S.A.	112.278	3.299	(69.195)	(4.676)	(14.092)	-
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	142.180	2.686	(20.627)	(31.602)	71.986	(1.558)
Chuí	110.402	4.847	(36.633)	(4.595)	174.969	(34.713)
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	53.374	3.724	(30.718)	12.329	(25.042)	(11)
Goiás Transmissão S.A.	74.153	1.783	(18.614)	(3.034)	35.149	(70)
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	129.146	3.839	(11.406)	(13.267)	59.609	(1.619)
Triângulo Mineiro Transmissora	100.122	1.692	(7.263)	(23.860)	48.569	(24)
Vamcruz I	95.972	611	(28.705)	(3.170)	16.355	(13.076)
Serra das Vacas Holding	80.159	1.724	(46.089)	(2.911)	(10.253)	(2.843)
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	42.641	1.683	(10.440)	(1.998)	6.900	(26)
Vale do São Bartolomeu	194.411	1.297	(4.546)	(38.234)	27.923	(24)
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	70.564	1.624	(12.429)	(7.993)	32.032	-
CTEP	2.701.193	123.673	(189.889)	(595.645)	1.385.460	(9.627)
Transnorte Energia S.A.	2.992	715	(16)	209	(455)	-
MGE Transmissão S.A.	45.981	1.375	(7.942)	(1.960)	15.643	(25)
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	67.205	2.816	(12.344)	(2.527)	21.782	(10.459)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	25.087	541	(164)	(4.148)	13.548	(1)
Rouar	20.608	23	10.507	4.764	13.591	(16.784)
Paulista Lajeado	38.278	2.461	(4.050)	(2.911)	29.006	-
Mangue Seco II	18.962	2.747	(5.467)	(1.516)	3.305	(5.305)
CEB Lajeado	171.891	4.139	(599)	(19.729)	45.676	(5.906)
CEMAR	3.370.836	250.941	(275.911)	(101.942)	489.617	(168.564)
EMAE	50.682	17.126	(2.342)	(3.141)	7.487	(1.090)

**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 do 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)
Chapacoense Geração S.A. (Chapacoense)	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 Falcão 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)
Goiás 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)

**15.5.1 - Empresas de Distribuição:**

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

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou a referida controlada como ativo mantido para venda, uma vez que a Companhia estava comprometida com a alienação do controle acionário da referida controlada, que se concretizou no leilão de Desestatização ocorrido em 30 de novembro de 2016.

Em 14 de fevereiro de 2017, 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, alienando a totalidade das ações da CELG D pertencentes a Eletrobras para a ENEL BRASIL S/A.

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

Para as demais empresas de distribuição, ver Nota 35.

---

### 15.5.2 – Empresas de Geração e Transmissão:

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

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

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

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

### 15.5.3 - Demais Empresas

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

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

b) Eletrobras Participações S.A. (Eletropar) - controlada pela Companhia, e tem por objeto social a participação no capital social de outras sociedades.

Em 15 de dezembro de 2015, a Assembleia Geral de Credores da Eletronet S.A., a qual a Eletropar é agente de Furnas, Chesf e Eletronorte, deliberou 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.

Em 27 de novembro de 2015, foi celebrado o memorando de entendimento (MOU), assinado entre a Eletrobras, Eletropar e LT Bandeirantes (acionista majoritária da Eletronet), em que estabeleceu o direito de receber da Eletronet, e o dever de repassar integralmente às Cedentes Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas, o montante de R\$ 15 milhões.

A Controlada Furnas emitiu cobranças contra a Controlada Eletropar, referente ao período de janeiro de 2016 até setembro de 2017. Entretanto, a Controlada Eletropar entende que há uma divergência entre a cobrança e os valores acordados no MOU.

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.

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 2017 um capital circulante líquido de R\$ 1.118.596 (capital circulante líquido de R\$ 950.562 em 31 de dezembro de 2016), o resultado determinou um patrimônio líquido de R\$ 2.582.714 (R\$ 2.118.012 em 31 de dezembro de 2016) e lucros de R\$ 613.531 (lucros de R\$ 351.556 em 31 de dezembro de 2016).

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

f) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (EMAE) - a concessionária de um complexo hidroenergético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, da UHE Rasgão e a UHE Porto Góes, ambas no Rio Tietê. No Vale do Paraíba, município de Pindamonhangaba, está instalada a UHE Isabel, atualmente



fora de operação. A investida apresentava em 31 de dezembro de 2017 um capital circulante líquido de R\$ 177.472 (capital circulante líquido em 31 de dezembro de 2016 de R\$ 127.875).

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

h) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), no rio Xingu, localizada no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia dos quais 34,98% estão divididos entre as subsidiárias Chesf (15%) e Eletronorte (19,98%). 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 2017, a investida apresentava um capital circulante líquido negativo de R\$ 2.559.610 (R\$ 836.503 negativo em 31 de dezembro de 2016).

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

Em 31 de dezembro de 2017, a investida Madeira Energia S.A. (MESA), da qual Furnas tem participação de 39% apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante negativo de R\$ 2.143.477 (R\$ 1.611.061 negativo em 31 de dezembro de 2016). Para equalização da situação do capital circulante negativo, a investida conta com os aportes de recursos de seus acionistas.

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

#### I. Direito de Ressarcimento CCSA

Tal recebível teve sua origem por ocasião da assinatura do 2º termo aditivo ao Contrato de Concessão com a ANEEL, embasado pela apresentação de um cronograma de entrada em operação comercial pelo CCSA, antecipando, pela segunda vez, o início de entrada em operação das unidades geradoras do empreendimento, sendo firmado então, no Contrato

para Implantação da UHE Santo Antônio e em “Termos e Condições”, o referido compromisso. No entanto, este cronograma não foi plenamente atendido, fazendo com que o resultado líquido desta apuração gerasse para a MESA um direito de ressarcimento junto ao CCSA.

Para a aferição do cálculo desse dispêndio reembolsável, o CCSA requereu a aplicação da cláusula 31.1.2.1.1 do contrato EPC, que apresenta o limitador contratual de R\$ 122,00/MWh\* para o repasse do custo pela compra de volume de energia. Diante desta consideração, a Administração da MESA efetuou, durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, análises adicionais, incluindo aspectos legais, e mudou sua estimativa quanto ao valor de realização do ativo (o acima citado direito de ressarcimento junto ao CCSA). Assim, sob o valor total do dispêndio reembolsável de R\$ 1.566.298, foi reconhecida uma provisão para perda cujo valor em 31 de dezembro de 2017 foi de R\$ 678.551, o que reflete o valor líquido esperado de recebimento de R\$ 887.747 em dezembro de 2017 (R\$ 891.105 em 31 de dezembro de 2016).

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

Adicionalmente, SAAG Investimentos S.A. (“SAAG”) e CEMIG Geração e Transmissão S.A. (“CEMIG”) requereram perante a Câmara de Arbitragem do Mercado (“CAM”), instauração de procedimento arbitral em face da Madeira Energia S.A. – CAM 63/15, em razão da constituição do impairment, o qual foi julgado em 07 de junho de 2017, deferindo os pedidos dos requerentes e determinando a reversão do impairment citado acima. A sentença arbitral foi tempestivamente cumprida pela MESA e sua subsidiária integral, com a respectiva reversão do impairment no balancete contábil encerrado em julho de 2017.

Entretanto, a Companhia reconhece uma provisão para perda no valor de R\$ 678.551 em 31 de dezembro de 2017 conforme supracitado.

## II. Devolução de capital

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.

Em atendimento à Sentença Arbitral proferida pela Câmara de Arbitragem do Mercado – CAM 48/14, procedeu-se a anulação parcial do aumento de capital ocorrido na Assembleia Geral Extraordinária de 21.10.2014, que gerou o cancelamento de 605.280.000 (seiscentos e cinco milhões e duzentas e oitenta mil) ações, subscritas e integralizadas, sendo pertencente a Furnas o montante de 304.200.000 (trezentos e quatro milhões e duzentos mil) ações.



Em 31 de dezembro de 2017 os efeitos da anulação parcial do aumento de capital retroagem ao exercício de 2014 estão atualizados monetariamente pela aplicação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), cujo montante é de R\$ 358.084. A devolução dos recursos aos acionistas depende de Assembleia Geral, a qual definirá a data e os critérios de atualização monetária, sendo que a estimativa da Administração é de que sejam corrigidos pelo IGPM e, caso a Companhia não efetue a devolução na data estabelecida pelos acionistas em Assembleia Geral a ser realizada sobre o tema, serão acrescidos juros de 1% ao mês.

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, concluído em dezembro de 2015 no Rio Madeira, no Estado de Rondônia. A Companhia detém 40% do capital ESBRP. Em 31 de dezembro de 2017, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 53.633 (R\$ 611.716 negativo em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 888.859 (R\$ 801.902 em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R\$ 8.242.852 (R\$ 8.329.809 em 31 de dezembro de 2016).

k) Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IEMadeira) - constituída em 18 de dezembro de 2008 com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular as linhas de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes D e F do Leilão nº 007/2008 da ANEEL. A linha de transmissão Porto Velho – Araraquara entrou em operação comercial em 01 de agosto de 2013. As estações Inversora e Retificadora entraram em operação comercial em 12 de maio de 2014. A companhia detém 49% do capital do IE Madeira. Em 30 de junho de 2017, foi aprovada em reunião do Conselho de Administração da Eletrobras, a transferência das participações acionárias da IEMadeira detidas pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) e Furnas Centrais Elétricas S.A. para Eletrobras Holding. A efetiva transferência das participações acionárias depende de autorização regulatória e ou de agentes financiadores.

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 2017, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 216.524 (R\$ 382.479 em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R\$ 1.564.581 (R\$ 1.167.993 em 31 de dezembro de 2016).

n) Mata de Santa Genebra Transmissora S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração do Sistema de Transmissão Mata de Santa Genebra, constituído por três linhas de transmissão que atravessam municípios dos Estados de São Paulo e Paraná. A Companhia detém 49,9% da Mata de Santa Genebra Transmissora S.A. Em 31 de dezembro de 2017, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ R\$557.940 (R\$ 482.773 negativo em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R\$ 926.691 (R\$ 382.295 em 31 de dezembro de 2016).

o) Belo Monte Transmissora de Energia 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 2017, a investida apresentava capital circulante líquido de R\$ 447.382 ( R\$ 1.799.692 - negativo em 31 de dezembro de 2016) e patrimônio líquido de R\$ 3.016.367 (R\$ 2.130.120 em 31 de dezembro de 2016).

p) Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto a distribuição de energia elétrica em 72 municípios do Rio Grande do Sul, atendendo aproximadamente 4 milhões de unidades consumidoras. A investida apresentava em 31 de dezembro de 2017 capital circulante líquido negativo R\$ 1.007.314 (R\$ 1.040.749 negativo em 31 de dezembro de 2016), o resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 1.100.956 (R\$ 1.236.010 em 31 de dezembro de 2016) e prejuízos acumulados de R\$ 2.502.546 (R\$ 2.416.289 em 31 de dezembro de 2016).

(\*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

#### 15.5.4 – Sociedades sob Gestão

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

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

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

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

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

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

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

#### 15.5.5 – Sociedades de Propósito Específico

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

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

Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas						
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Valor do Investimento
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	Transmissão	Chesf	49,00%	Alusa	51,00%	216.741
Manaus Construtora Ltda.	Construção - Transmissão	Chesf	19,50%	Abengoa	50,50%	33.272
		Eletronorte	30,00%			
Energia Sustentável do Brasil - ESBR	Geração - UHE Jirau	Chesf	20,00%	GDF Suez Energy Latin America Ltda.	40,00%	3.297.140
		Eletrosul	20,00%	Mizha Participações S.A	20,00%	
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A	Transmissão	Chesf	49,00%	ATP Engenharia Ltda	51,00%	27.309
		Chesf	15,00%	Petros	10,00%	
Norte Energia S.A	Geração - UHE Belo Monte	Eletronorte	19,98%	Outros	40,02%	4.091.913
		Eletrobras	15,00%			
Enerpeixe S.A.	Geração - UHE Peixe Angical	Fumas	40,00%	EDP	60,00%	292.002
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A	Transmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	1.046.172
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A	Transmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE- GT	49,00%	10.573
Amapari Energia S.A	Geração - UTE Serra do Navio	Eletronorte	49,00%	MPX Energia S.A	51,00%	-
Chapecoense	Geração - UHE Foz do Chapecó	Fumas	40,00%	CPFL	51,00%	389.981
				CEEE- GT	9,00%	
				Alcoa Alumínio	34,97%	
				DME Energética	10,08%	
Serra do Facão Energia	Geração - UHE Serra do Facão	Fumas	49,47%	Camargo Corrêa	5,48%	26.212
				Orteng	25,50%	
				Arcadis Logos	25,50%	
Retiro Baixo	Geração - Retiro Baixo	Fumas	49,00%	Cemig	69,39%	124.386
Baguari Energia	Geração - UHE Baguari	Fumas	30,61%	Cemig	69,39%	65.289
Transenergia Renovável S.A.	Transmissão	Fumas	49,00%	GEBRAS Participações Ltda.	51,00%	154.498
Interligação Elétrica Garanhuns S.A	Transmissão	Chesf	49,00%	CTEEP	51,00%	356.302
Livramento	Geração - Cerro Chato IV, V, VI, Ibirapuitã	Eletrosul	59,00%	Rio Bravo	41,00%	-
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	Transmissão	Eletrosul	80,00%	Copel	20,00%	257.441
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A	Transmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE- GT	49,00%	198.174
Marumbi Transmissora de Energia S.A	Transmissão	Eletrosul	20,00%	Copel	80,00%	21.335
Costa Oeste Transmissora de Energia	Transmissão	Eletrosul	49,00%	Copel	51,00%	32.327
				Copel	51,00%	
Teles Pires Participações S.A	Geração - UHE Teles Pires	Eletrosul	24,72%	Neoenergia	50,56%	764.559
		Fumas	24,72%			
Construtora Integração	Transmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	23.860
Transnorte Energia S.A.	Transmissão	Eletronorte	49,00%	Alupar	51,00%	148.453
Goias Transmissão S.A	Transmissão	Fumas	49,00%	Bogotá	51,00%	181.481
				Odebrecht Energia	18,60%	
Madeira Energia S.A	Geração - UHE Santo Antônio	Fumas	39,00%	SAAG Investimentos S.A	12,40%	2.077.575
				Cemig	10,00%	
				Fundo de Investimento em Participações Amazônia Energia	20,00%	
MGE - Transmissão	Transmissão	Fumas	49,00%	Gebbras Participações Ltda	51,00%	115.039
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	Transmissão	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	163.637
				Copel	24,50%	
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Transmissão	Fumas	24,50%	State Grid	51,00%	160.191
				State Grid	51,00%	
Central Eólica Famosa I	Geração - Parque Eólico Famosa I	Fumas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	738
Central Eólica Pau Brasil	Geração - Parque Eólico Pau Brasil	Fumas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	692
Central Eólica Rosada	Geração - Parque EOL Rosada	Fumas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	1.115
Central Eólica de São Paulo	Geração - Parque EOL Rosada	Fumas	49,00%	PF Participações Ltda	51,00%	765
Vale do São Bartolomeu	Transmissão	Fumas	39,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	123.131
				CELG GT	10,00%	
Punaú I	Geração - EOL Punaú I	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	1.744
				CGE Punaú I	0,01%	
Camaúba I	Geração - EOL Camaúba I	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	1.985
				CGE Camaúba I	0,01%	
Camaúba II	Geração - EOL Camaúba II	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	1.972
				CGE Camaúba II	0,01%	
Camaúba III	Geração - EOL Camaúba III	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	1.375
				CGE Camaúba III	0,01%	

Investimentos em Controladas em Conjunto e Coligadas						
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Valor do Investimento
Camaúba V	Geração - EOL Camaúba V	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	2.283
				CGE Camaúba V	0,01%	
Cervantes I	Geração - EOL Cervantes I	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	1.416
				CGE Cervantes I	0,01%	
Cervantes II	Geração - EOL Cervantes II	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	50,99%	991
				CGE Cervantes II	0,01%	
Bom Jesus	Geração - EOL Bom Jesus	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.031
Cachoeira	Geração - EOL Cachoeira	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.050
Pitimbu	Geração - EOL Pitimbu	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.454
São Caetano I	Geração - EOL São Caetano I	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.058
São Caetano	Geração - EOL São Caetano	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.260
São Galvão	Geração - EOL São Galvão	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	1.211
Companhia Energética Sinop S.A	Geração - UHE Sinop	Eletronorte	24,50%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	716.939
		Chesf	24,50%			
Tijoa Participações e Investimentos	Geração - UHE Três Imãos	Fumas	49,90%	Fundo de Investimento em Participações Constantinopla	50,10%	10.067
São Manoel	Geração - UHE São Manoel	Fumas	33,33%	CWEI (Brasil) Participações	33,30%	649.731
				EDP Brasil	33,40%	
Transenergia São Paulo	Trasmissão	Fumas	49,00%	J.Malucelli	51,00%	93.433
Mata de Sta. Genebra Transmissora	Trasmissão	Fumas	49,90%	Copel	50,10%	459.169
Energia Olímpica	Trasmissão	Fumas	49,90%	Light S.A	50,10%	1.244
Inambari Geração de Energia (Igesa)	UHE Inambari	Fumas	19,60%	OAS	51,00%	5
		Eletronorte	29,40%			
Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	24,50%	State Grid Brazil Holding (SGBH)	51,00%	1.638.460
		Fumas	24,50%			
CSE Energia	Geração	Fumas	49,90%	Juno Participações e Investimentos S.A	50,10%	1.244

Nome	Objeto	Empresa	Part. %	Demais Acionistas	Part. %	Situação do empreendimento	Valor do Investimento
Energética Águas da Pedra S.A	Geração - UHE Dardanelos	Chesf	24,5%	Neoenergia	51,00%	Em operação	224.668
Rouar S.A	Geração - Parque EOL em Colônia	Elettronorte	24,5%	UTE	50,00%	Em operação	105.413
CEB - LAJEADO	Geração - UHE CEB Lajeado	Eletrobras	50,0%	CEB	59,93%	Em operação	49.153
Lajeado Energia	Geração e Comercialização	Eletrobras	40,07%	EDP - Energias do Brasil S.A	55,86%	Em operação	64.103
Paulista Lajeado	Geração e Comercialização	Eletrobras	40,07%	Governo do Estado do Tocantins	4,07%	Em operação	30.436
				Cia. Jaguaré de Geração de Energia	59,93%		
				AES Corp	24,28%		
AES Tiete	Geração	Eletrobras	7,94%	BNDSpart	28,33%	Em operação	398.161
				Outros	39,45%		
Companhia Energética de Brasília - CEB	Geração - Transmissão - Distribuição	Eletrobras	2,10%	Distrito Federal - DF	80,20%	Em operação	8.339
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-D	Distribuição	Eletrobras	32,59%	Outros	17,70%		
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-GT	Geração - Transmissão	Eletrobras	32,59%	CEE Participações	65,92%	Em operação	-
				Outros	1,49%		
Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC	Distribuição	Eletrobras	10,75%	CEE Participações	65,92%	Em operação	867.687
				Outros	1,49%		
Centrais Elétricas do Pará - CELPA	Distribuição	Eletrobras	0,99%	Estado de Santa Catarina	20,20%		
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	Distribuição	Eletrobras	1,56%	Angra Volt FIA	14,46%	Em operação	112.396
Companhia Energética do Maranhão São Luís - CEMAR	Distribuição	Eletrobras	33,55%	Poland Fia	7,53%		
				Outros	47,06%		
Energisa MT	Distribuição	Eletrobras	22,01%	Equatorial Energia S.A.	96,18%	Em operação	38.556
				Outros	2,83%		
Companhia Energetica de São Paulo - CESP	Geração - Comercialização	Eletrobras	2,05%	Neoenergia	89,65%	Em operação	18.258
				Outros	8,79%		
Duke Energy Geração	Geração	Eletrobras	0,47%	Equatorial Energia	65,11%	Em operação	821.010
				Outros	1,34%		
Companhia Energética do Ceará - COELCE	Distribuição	Eletrobras	7,06%	Rede Energia S.A	57,67%	Em operação	395.927
				Outros	8,90%		
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	Geração - Transmissão	Eletrobras	0,56%	Energisa	11,42%		
CTEEP	Transmissão	Eletrobras	35,39%	Outros	36,98%	Em operação	133.709
EMAE	Geração	Eletrobras	39,02%	Fazenda do Estado de São Paulo	60,97%		
				Outros	94,28%	Em operação	17.551
				Outros	5,25%		
Energisa Holding	Geração - Transmissão - Distribuição	Eletrobras	2,31%	Enel Brasil	58,87%	Em operação	270.825
				Enersis Américas	15,18%		
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	Distribuição	Eletropar	1,25%	Outros	18,89%		
EDP Energias do Brasil S.A	GT e Distribuição	Eletropar	0,31%	Estado do Paraná	31,07%	Em operação	32.759
CPFL Energia S.A	GT e Distribuição	Eletropar	0,18%	BNDESPAR	23,96%		
Mangue Seco II	Geração	Eletrobras	49,00%	Outros	44,41%		
				ISA Capital do Brasil	35,91%	Em operação	3.485.985
				Outros	28,70%		
				Fazenda do Estado de São Paulo	38,99%	Em operação	331.556
				Outros	21,99%		
				Gipar S/A	30,95%		
				GIF IV Fundo de Investimentos em Participações	14,54%	Em operação	218.432
				Outros	52,20%		
				BNDESPAR	18,73%	Em operação	34.264
				Outros	80,02%		
				Grupo EDP	51,00%	Em operação	25.491
				Outros	48,69%		
				StateGrid	54,60%	Em operação	-
				Outros	45,22%		
				Petrobras	51,00%	Em operação	18.594
TOTAL							25.694.718

## 15.6 – Aquisição de participações societárias

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

No dia 30 de junho de 2017, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a transferência para a Eletrobras de determinadas participações acionárias detidas pelas controladas Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul, em sociedades de propósito específico (SPE).

Em 29 de dezembro de 2017, a Companhia adquiriu as controladas Chui IX, Santa Vitoria do Palmar, Hermenegildo I, Hermenegildo II e Hermenegildo III através de instrumento de dação de pagamento como forma de abatimento de dívidas da controlada Eletrosul. O valor de dívida abatida foi de R\$ 957.029.

## 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 10,02% em 31 de dezembro de 2017 (9,56% em 31 de dezembro 2016) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo:

CONTROLADORA			
31/12/2017			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	3.420.725	96,90%	3.314.682
EMAE	319.915	100%	319.915
CESP	133.709	98,96%	132.319
AES TIETE	398.161	99,66%	396.818
COELCE	270.825	93,35%	252.815
CGEEP	17.551	100%	17.551
ENERGISA MT	395.927	31,48%	124.639
CELPA	38.556	100%	38.556
CELPE	18.258	100%	18.258
CEEE - GT	867.687	100%	867.687
ENERGISA S.A.	218.432	82,72%	180.687
CELESC	112.396	99,11%	111.396
CEMAR	821.010	97,96%	804.261
CEB Lajeado	49.153	99,97%	49.137
SUBTOTAL	<u>7.082.305</u>		<u>6.628.721</u>

## 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**
**31/12/2017**

	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	<i>Impairment</i> *	Valor líquido
Em serviço					
Geração	50.132.157	(24.120.639)	(607.383)	(13.804.579)	11.599.556
Administração	2.406.319	(1.537.139)	(8.413)	-	860.767
Distribuição	1.398.468	(557.042)	-	-	841.426
	<u>53.936.944</u>	<u>(26.214.819)</u>	<u>(615.796)</u>	<u>(13.804.579)</u>	<u>13.301.749</u>
Em curso					
Geração	13.827.544	-	-	-	13.827.544
Administração	836.544	-	-	-	836.544
	<u>14.664.088</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>14.664.088</u>
	<u>68.601.032</u>	<u>(26.214.819)</u>	<u>(615.796)</u>	<u>(13.804.579)</u>	<u>27.965.837</u>

**CONSOLIDADO**
**31/12/2016**

	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	<i>Impairment</i> *	Valor líquido
Em serviço					
Geração	47.456.125	(23.064.664)	(538.375)	(12.141.003)	11.712.083
Administração	2.491.860	(1.514.448)	(9.292)	-	968.119
Distribuição	1.398.468	(499.344)	-	-	899.124
	<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>

\* Vide nota 19

## Movimentação do Imobilizado

	CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2016	Adições	Transferência	Baixas	Saldo em 31/12/2017
<b>Geração / Comercialização</b>					
Em serviço	47.456.125	198.582	(33.257)	(96.066)	50.132.157
Depreciação acumulada	(23.064.664)	(1.349.670)	194.497	99.198	(24.120.639)
Em curso	12.564.811	1.778.494	(378.979)	(15.734)	14.038.667
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(12.141.003)	(2.459.063)	105.379	988.028	(13.804.579)
Achados da Investigação	(211.123)	-	-	-	(211.123)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(538.375)	(28)	-	6.911	(607.383)
	<u>24.065.771</u>	<u>(1.831.684)</u>	<u>(112.360)</u>	<u>982.337</u>	<u>25.427.101</u>
<b>Distribuição</b>					
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(499.344)	(57.698)	-	-	(557.042)
	<u>899.124</u>	<u>(57.698)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>841.426</u>
<b>Administração</b>					
Em serviço	2.491.860	12.615	65.212	(163.482)	2.406.319
Depreciação acumulada	(1.514.448)	(136.531)	(7.139)	120.980	(1.537.139)
Em curso	879.911	82.000	(64.902)	(61.331)	836.544
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(9.292)	(27)	-	905	(8.414)
	<u>1.848.030</u>	<u>(41.943)</u>	<u>(6.829)</u>	<u>(102.929)</u>	<u>1.697.310</u>
<b>TOTAL</b>	<u>26.812.925</u>	<u>(1.931.325)</u>	<u>(119.189)</u>	<u>879.408</u>	<u>27.965.837</u>

(\*) Transferência de SPes da Eletrosul para a Eletrobras vide nota explicativa 15.6.

	CONSOLIDADO			
	Saldo em 31/12/2015	Adições	Transferência	Saldo em 31/12/2016
<b>Geração / Comercialização</b>				
Em serviço	46.003.180	184.468	1.287.960	47.456.125
Depreciação acumulada	(21.740.065)	(1.363.922)	27.098	(23.064.664)
Em curso	11.870.318	2.106.303	(1.355.214)	12.564.811
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(8.684.088)	(3.876.375)	14.048	(12.141.003)
Achados da Investigação	-	-	-	(211.123)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(633.602)	(2.540)	(6.951)	(538.375)
	<u>26.815.743</u>	<u>(2.952.066)</u>	<u>(33.059)</u>	<u>24.065.771</u>
<b>Distribuição</b>				
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>899.124</u>
<b>Administração</b>				
Em serviço	2.444.828	49.578	217.570	2.491.860
Depreciação acumulada	(1.445.137)	(149.132)	(100.422)	(1.514.448)
Em curso	799.908	136.791	(56.719)	879.911
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(25.518)	-	-	(9.292)
	<u>1.774.081</u>	<u>37.236</u>	<u>60.429</u>	<u>1.848.030</u>
<b>TOTAL</b>	<u>29.546.645</u>	<u>(2.972.527)</u>	<u>27.370</u>	<u>26.812.925</u>

**Taxa média de depreciação e depreciação acumulada:**

Geração	CONSOLIDADO			
	31/12/2017		31/12/2016	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,48%	16.938.117	2,53%	15.920.174
Nuclear	3,93%	4.842.938	3,93%	4.439.098
Térmica	3,26%	2.166.751	4,03%	2.542.610
Eólica	6,99%	164.395	6,89%	161.681
Comercialização	2,92%	8.438	3,15%	1.101
		<u>24.120.639</u>		<u>23.064.664</u>
Distribuição	3,00%	557.042	3,00%	499.344
		<u>557.042</u>		<u>499.344</u>
Administração	6,31%	1.537.139	6,00%	1.514.448
		<u>1.537.139</u>		<u>1.514.448</u>
Total		<u>26.214.820</u>		<u>25.078.456</u>

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida (item II)	45.974.236	42.743.612
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item II)	<u>3.887.272</u>	<u>3.630.829</u>
	49.861.508	46.374.441
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item II)	2.532.115	4.935.236
Valores a receber Parcela A e outros itens financeiros (item III)	<u>832.013</u>	<u>(9.254)</u>
	3.364.128	4.925.982
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item II)	<u>2.622.973</u>	<u>2.585.720</u>
	<u>55.848.609</u>	<u>53.886.143</u>
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	<u>2.036.514</u>	<u>1.200.916</u>
Total do ativo financeiro	<u>57.885.123</u>	<u>55.087.059</u>
Ativo Financeiro – Circulante	7.224.354	2.337.513
Ativo Financeiro – Não Circulante	50.660.769	52.749.546
Total do ativo financeiro	<u>57.885.123</u>	<u>55.087.059</u>

## I – Ativo (Passivo) Financeiro de Itaipu

	CONTROLADORA	
	31/12/2017	31/12/2016
Contas a Receber	2.851.851	2.320.333
Direito de Ressarcimento	1.304.844	973.007
Fornecedores de Energia - Itaipu	(2.619.813)	(2.773.682)
Obrigações de ressarcimento	<u>(2.320.540)</u>	<u>(1.731.675)</u>
Total ativo (passivo) circulante	(783.658)	(1.212.017)
Contas a Receber	1.533.783	1.348.926
Direito de Ressarcimento	3.884.737	3.161.043
Obrigações de ressarcimento	<u>(2.598.348)</u>	<u>(2.097.036)</u>
Total ativo não circulante	<u>2.820.172</u>	<u>2.412.933</u>
Total ativo	<u>2.036.514</u>	<u>1.200.916</u>

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

### I.I - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional

#### a) Fator de ajuste

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentado no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 3.884.737 em 31 de dezembro de 2017, equivalentes a US\$ 1.174.346 (R\$ 3.161.043 em 31 de dezembro de 2016, equivalentes a US\$ 969.913), dos quais R\$ 3.401.339, equivalente a US\$ 1.028.216, 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

No período findo em 31 de dezembro 2017 foi comercializado o equivalente a 82.227 GWh\* (130.380 GWh\* em dezembro 2016), sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22,60 /kW\* e a tarifa de repasse (venda), US\$ 28,73 /kW\* (US\$ 20,60/kW\* - suprimento; US\$ 25,78/kM\* - tarifa de repasse em dezembro 2016).

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 positivo uma obrigação efetiva.

No exercício de 2017, a atividade foi superavitária em R\$ 412.967 (deficitária em R\$ 701.427 para o mesmo período em 2016), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

(\*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

## II - Ativo Financeiro – Concessões Indenizáveis e Receita Anual Permitida

A rubrica ativo financeiro – concessões indenizáveis e receita anual permitida, no montante de R\$ 55.016.596, sendo R\$ 7.724.535 registrado no ativo circulante e R\$ 47.292.061 registrado no ativo não circulante, em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 53.895.397 em 31 de dezembro de 2016) refere-se ao ativo financeiro a realizar, detido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações 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 2017, parte do montante de R\$ 38.238.015 é referente 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\$ 7.185.011 classificado como empréstimos e recebíveis no circulante e R\$ 31.053.004 no não circulante (R\$ 36.570.883 em 31 de dezembro de 2016) (vide Nota 2.1), mensurado ao custo amortizado.

A partir de julho de 2017, a Companhia passou a receber as remunerações relativas aos ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 através da Receita Anual Permitida conforme determina Portaria MME nº 120/16. Esse valor será amortizado pelo período de oito anos. O IRPJ e a CSLL diferidos contabilizados sobre o valor da remuneração e respectiva atualização monetária está sendo revertido proporcionalmente ao recebimento da indenização. Em 31 de dezembro, o montante recebido no exercício equivale a R\$ 3.255.696.

## III - Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros

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

### a) Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

Os montantes registrados no circulante (ativo e passivo) referem-se aos valores já homologados pela ANEEL quando do reajuste tarifário concluído em 2017, e os montantes registrados no não circulante representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário em 2018.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Parcela "A"		
CVA		
CCC	1.219	1.219
CDE	2.805	13.538
Rede Básica	8.324	130
Custo de Aquisição de Energia Elétrica	267.230	46.103
Transporte Itaipu	-	(369)
PROINFA	(2.137)	30.663
ESS e EER	(177.382)	30.273
Neutralidade dos Encargos Setoriais	36.438	6.808
Sobrecontratação	397.111	(48.684)
Outros Componentes Financeiros	298.405	(88.935)
Total dos valores de parcela A e outros itens financeiros	832.013	(9.254)
Ativo circulante	569.016	436.596
Ativo não circulante	548.536	22.131
Passivo circulante	(285.539)	(461.180)
Passivo não circulante	-	(6.801)
Total	832.013	(9.254)

## NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO			
	SALDO EM 31/12/2016	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO
Vinculados à Concessão - Geração	151.877	68.430	(44.150)	9.364
Em serviço	151.877	67.079	(43.909)	10.474
Ativo Intangível	263.719	95.565	(46.635)	11.092
Amortização acumulada	(112.000)	(29.250)	2.726	-
Obrigações especiais	286	764	-	(618)
Impairment	(128)	-	-	-
Em curso	-	1.351	(241)	(1.110)
Ativo Intangível	28.189	1.351	(241)	(10.061)
Obrigações especiais	(8.951)	-	-	8.951
Impairment	(19.238)	-	-	-
Vinculados à Concessão - Distribuição	106.249	(241.977)	227.103	(13.710)
Em serviço	12.332	(279.051)	226.802	116.947
Ativo Intangível	2.173.054	29.560	(22.797)	(1.052.860)
Amortização acumulada	(1.889.459)	(299.991)	9.399	1.153.337
Obrigações especiais	(34.207)	(8.620)	65.844	(46.229)
Impairment	(237.056)	-	174.356	62.699
Em curso	93.917	37.074	301	(130.657)
Ativo Intangível	112.898	38.258	-	(150.487)
Obrigações especiais	(18.981)	(1.184)	301	19.830
Vinculados à Concessão - Transmissão	83.837	-	-	-
Em serviço	82.536	-	-	-
Ativo Intangível	87.544	-	-	-
Amortização acumulada	(5.008)	-	-	-
Em curso	1.301	-	-	-
Ativo Intangível	1.301	-	-	-
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	419.776	(10.637)	29.550	(35.950)
Administração				
Em serviço	850.572	216.122	(24)	(36.535)
Amortização acumulada	(540.859)	(57.491)	-	50.472
Impairment	(79.339)	(215.340)	30.426	-
Em curso	209.572	46.072	(852)	(54.577)
Outros	(20.170)	-	-	4.690
Total	761.739	(184.184)	212.503	(40.296)



	CONSOLIDADO				SALDO EM 31/12/2016
	SALDO EM 31/12/2015	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	
Vinculados à Concessão - Geração	146.173	(3.581)	528	8.757	151.877
Em serviço	90.720	(6.574)	592	67.147	151.885
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)	-	-	-	(128)
Em curso	55.453	2.993	(64)	(58.390)	(8)
Ativo Intangível	69.602	2.993	(64)	(44.342)	28.189
Obrigações especiais	(8.959)	-	-	-	(8.959)
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	6.068	1.916	(40.276)	419.776
Administração					
Em serviço	831.315	22.682	64	(3.489)	850.572
Amortização acumulada	(478.484)	(52.861)	-	(9.514)	(540.859)
Impairment	(40.743)	(40.448)	1.852	-	(79.339)
Em curso	160.150	76.695	-	(27.273)	209.572
Outros	(20.170)	-	-	-	(20.170)
Total	935.151	(440.084)	66.684	199.988	761.739

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 julho de 2018, data limite para permanecer como responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos das distribuidoras.

## NOTA 19 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

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.

As premissas utilizadas pela Administração na determinação dos fluxos de caixa futuros descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração podem ser afetadas por diversos eventos incertos, dentre eles destacam-se: a manutenção

dos níveis de consumo de energia elétrica, taxa de crescimento da atividade econômica no país e a disponibilidade de recursos hídricos.

Embora grande parte da receita das unidades geradoras de caixa esteja vinculada a contratos com cláusulas de reajuste considerando uma proteção da inflação, mudanças no modelo político e econômico podem resultar em alta na projeção do risco-país, ocasionando uma elevação nas taxas de desconto utilizadas nos testes.

Foram consideradas as principais premissas definidas a seguir:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxa de desconto (após os impostos) específica para os segmentos testados: 6,12% para geração não renovadas, 5,88% para geração renovadas (exceto nuclear) e 5,88% para transmissão (6,33% para geração, 6,02% para transmissão em 2016) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos, sem previsão de renovação da concessão/autorização;
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa, projetadas com base no Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG) para 5 anos e consistentes com o plano para os demais anos;
- A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos.

### Usina Termonuclear de Angra 3

Durante o segundo semestre de 2017, a Companhia alterou a expectativa de sua conclusão do empreendimento Angra 3, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para 01 de janeiro de 2025. Em dezembro de 2016, esta previsão era de dezembro de 2022. Nesse mesmo período, o orçamento total do empreendimento foi atualizado para a base junho de 2017, 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, janeiro de 2025, 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 dezembro de 2017.

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 dezembro de 2017 de 5,39% (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 dezembro de 2017, a tarifa utilizada foi ajustada pelos índices estabelecidos contratualmente, resultando no valor de R\$ 244,51/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 de Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros (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\$ 11.289.195. Tal resultado determinou um registro negativo total no resultado de 2017 de R\$ 989.562, compostos por baixa adicional por *impairment* no ativo imobilizado de Angra 3 de R\$ 950.960 e complemento líquido do contrato oneroso de R\$ 38.602 (vide Nota 33).

O valor acumulado referente à provisão de valor recuperável da Usina Nuclear Angra 3, em 31 de dezembro de 2017, corresponde a R\$ 9.900.353 (R\$ 8.949.393 em 31 de dezembro de 2016), limitando-se ao total do ativo realizado do empreendimento.

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.

#### UTE Santa Cruz

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia registrou um *impairment* no montante de R\$ 693.560 na UTE Santa Cruz em função dos custos associados aos investimentos necessários ao fechamento do ciclo combinado do empreendimento.

#### Contrato de transmissão 061-2001

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia registrou uma reversão de *impairment* no montante de R\$ 961.144 no contrato de transmissão 061-2001 principalmente em decorrência da redução de despesa de pessoal observada com a realização do plano de aposentadoria extraordinária – PAE.

Em 31 de dezembro de 2017, o valor acumulado da provisão de redução ao valor recuperável referente a todos os empreendimentos da Companhia corresponde a R\$ 16.681.419 (R\$ 16.146.801 em 31 de dezembro de 2016).

#### A. Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) que apresentam provisão para *impairment*

A análise realizada pela Companhia em 31 de dezembro de 2017, determinou a necessidade de constituição/ (reversão) de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos:

## Geração

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2016	Adições	Reversões	31/12/2017
UTN Angra 3	8.949.393	950.960	-	9.900.353
UHE Samuel	435.860	-	(127.014)	308.846
UHE Batalha	407.703	12.538	(34.972)	385.269
Candiota Fase B	356.065	10.233	-	366.298
Candiota Fase C	-	362.631	-	362.631
Casa Nova I	324.869	21.456	-	346.325
Complexo Eólico Pindaí	-	123.891	-	123.891
Complexo Eólico Pindaí II	-	54.531	-	54.531
Complexo Eólico Pindaí III	-	25.854	-	25.854
UTE Santa Cruz	-	693.560	-	693.560
UHE Simplicio	342.328	57.790	(120.603)	279.515
UTE Camaçari	303.911	-	(23.342)	280.569
UHE Serra da Mesa	199.184	-	(199.184)	-
Eólica Hermenegildo III	145.319	-	(68.696)	76.623
Eólica Hermenegildo II	143.029	27.390	(72.839)	97.580
UHE Passo São João	130.292	-	(57.679)	72.613
Eólica Hermenegildo I	129.769	21.872	(58.892)	92.749
Livramento	-	129.869	-	129.869
UTE Coaracy Nunes	77.551	-	-	77.551
PCH João Borges	52.530	-	(5.437)	47.093
UHE São Domingos	44.252	-	(44.252)	-
PCH Rio Chapéu	41.755	-	(4.691)	37.064
Eólica Chuí IX	37.028	6.854	(16.723)	27.159
UTE Santana	27.840	-	-	27.840
UTE Mauá III	-	2.255	-	2.255
Outros	11.692	110.590	(114.375)	7.907
<b>Total</b>	<b>12.160.370</b>	<b>2.612.274</b>	<b>(948.699)</b>	<b>13.823.945</b>

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 Simplicio	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	(200.272)	11.692
<b>Total</b>	<b>8.804.291</b>	<b>3.891.025</b>	<b>(494.500)</b>	<b>12.160.370</b>

## Transmissão

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2016	Adições	Reversões	31/12/2017
CC 061-2001	2.077.006	-	(961.144)	1.115.862
CT 006-2010 - LT Mascarenha/ Linhares (ES)	-	25.638	-	25.638
LT Jauru Porto Velho	311.545	-	(58.788)	252.757
CC 018-2012 Mossoró Ceará Mirim	100.497	-	-	100.497
CC 005-2012 Jardim NSra Socorro	89.830	-	-	89.830
CC 006-2009 Suape II e III	88.101	-	-	88.101
CC 014-2008 Eunápolis TFreitas	81.995	4.776	-	86.771
CC 020-2010 Igarorã BJJLapa	69.268	-	-	69.268
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	65.000	-	(65.000)	-
CC 017-2009 Natal III Sta Rita	59.517	-	-	59.517
LT Funil-Itapebi	53.541	-	-	53.541
LT Camaçari IV - Sapeaçu	50.106	2.758	-	52.864
LT Pólo	-	9.044	-	9.044
Tucuruí/Miramar	16.069	2.591	-	18.660
CC 010-2011 Paraíso Lagoa Nova	44.800	-	-	44.800
SE Coletora Porto Velho	43.973	-	(40.787)	3.186
LT Recife II - Suape II	43.153	1.972	-	45.125
CC 010-2007 Ibicoara Brumado	40.611	-	-	40.611
CC 017-2012 Mirueira Jaboatão	31.184	-	-	31.184
CC 018-2009 Eunáp TFreitas C2	30.232	-	-	30.232
SE Caxias / Ijuí / N. Petrópolis / Lajeado	27.553	-	(27.553)	-
CC 019-2012 Igarorã Pindaí	21.506	-	-	21.506
LT Presidente Médice - Santa Cruz	20.611	-	(2.067)	18.544
CC 015-2012 Camaçari IV Pirajá	18.060	-	-	18.060
LT Campos Novos - Nova Santa Rita	16.847	350	-	17.197
Outros	269.033	263.728	(232.334)	300.427
	3.670.038	310.857	(1.387.673)	2.593.222

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 Igarorã BJJLapa	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 Igarorã 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

## Distribuição

Concessão	31/12/2016	Adições	Reversões	31/12/2017
Amazonas D	63.610	-	(63.610)	-
Cepisa	90.885	-	(90.885)	-
Eletroacre	-	10.012	(10.012)	-
Ceron	35.247	-	(35.247)	-
Ceal	32.446	-	(32.446)	-
Boa Vista	14.868	-	(14.868)	-
Total	237.056	10.012	(247.068)	-

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

## Administração

Intangível - Administração	31/12/2016	Adições	Reversões	31/12/2017
Ágio de rentabilidade Futura (Livramento)	-	215.340	-	215.340
Brasilventos	27.201	-	(27.201)	-
Outros	52.138	-	(3.225)	48.913
Total	79.339	215.340	(30.426)	264.253

Intangível - Administração	31/12/2015	Adições	Reversões	31/12/2016
Ágio de rentabilidade Futura (Livramento)	-	-	-	-
Brasilventos	-	27.201	-	27.201
Outros	40.743	13.247	(1.852)	52.138
Total	40.743	40.448	(1.852)	79.339



Seguem abaixo as posições de impairment no período:

	31/12/2017				
	Geração	Transmissão	Distribuição	Administração	Total
Imobilizado	13.804.579	-	-	-	13.804.579
Intangível	19.366	-	-	264.253	283.619
Ativo Financeiro	-	2.593.222	-	-	2.593.222
Total	13.823.945	2.593.222	-	264.253	16.681.420

  

	31/12/2016				
	Geração	Transmissão	Distribuição	Administração	Total
Imobilizado	12.141.003	-	-	-	12.141.003
Intangível	19.366	-	237.056	79.339	335.761
Ativo Financeiro	-	3.670.038	-	-	3.670.038
Total	12.160.369	3.670.038	237.056	79.339	16.146.802

#### B. Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) que não apresentam provisão para *impairment*

A maioria das UGCs que não sofreram *impairment* tem um valor recuperável superior ao valor contábil do ativo imobilizado. A tabela a seguir apresenta a porcentagem em que o valor recuperável ("VR") excede o valor contábil ("VC") dos ativos fixos, calculados da seguinte forma:  $(\text{Valor recuperável} / \text{Valor contábil} - 1)$ . Além disso, a Companhia realizou uma análise de sensibilidade aumentando a taxa de desconto em 5% e 10% demonstrada abaixo, para avaliação do risco de *impairment* para cada UGC. As UGCs que apresentaram risco de impairment foram: CC 008-2005 Milagres Curemas, LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, LT - São Luiz II e São Luiz III, UHE S. DOMINGOS e CT 11/2010 e 02/2011.

UGC	Taxa de desconto	Provisão para Impairment em 2017	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% var)	VR/VC-1 (10% var)	Risco de Impairment
UHE Balbina	6,12%	-	94,20%	91,90%	89,60%	-
UTE Aparecida Complexo	6,12%	-	47,10%	46,40%	45,70%	-
UTE Maua 3	6,62%	-	249,50%	239,60%	230,10%	-
Geração Boa Esperança	6,65%	-	443,50%	443,50%	443,40%	-
Geração Complexo PA + Moxotó	5,88%	-	569,50%	550,80%	533,00%	-
Geração Curemas	6,12%	-	79,50%	77,30%	75,00%	-
Geração Funil	5,88%	-	2496,50%	2426,50%	2359,50%	-
Geração Pedra	5,88%	-	297,40%	286,50%	276,20%	-
Geração Sobradinho	5,88%	-	766,00%	749,90%	734,10%	-
Geração Xingó	5,88%	-	3253,80%	3160,80%	3071,70%	-
UHE Itaparica	5,88%	-	1221,60%	1185,00%	1149,90%	-
CC 007-2005 Milagres Tauá	5,88%	-	23,10%	21,10%	19,10%	-
CC 008-2005 Milagres Curemas	5,88%	-	3,30%	1,60%	-0,10%	56
CC 013-2010 Aparica III	5,88%	-	8,70%	6,30%	4,00%	-
UHE Curuá-Una	6,12%	-	4,40%	2,80%	1,20%	-
UHE Tucuruí	6,12%	-	314,90%	308,80%	302,80%	-
Contrato nº 058 Rede básica	5,88%	-	23,80%	22,10%	20,40%	-
Estação Retificadora/Inversora	5,88%	-	6,40%	4,20%	2,00%	-
LT - Jorge Teixeira - C1 e C2	5,88%	-	71,20%	67,10%	63,10%	-
LT - Porto Velho - Abuña - Rio Branco	5,88%	-	17,50%	14,70%	12,00%	-
LT - Ribeiro Gonçalves - Balsas	5,88%	-	4,80%	2,20%	-0,20%	254
LT - São Luiz II e São Luiz III	5,88%	-	0,30%	-2,00%	-4,30%	2.338
SE Miranda	5,88%	-	6,20%	3,80%	1,50%	-
Angra 1 e 2	5,88%	-	171,60%	166,20%	161,00%	-
EOL CERRO CHATO I	6,12%	-	32,10%	28,70%	25,40%	-
EOL CERRO CHATO II	6,12%	-	35,90%	32,30%	28,90%	-
EOL CERRO CHATO III	6,12%	-	35,30%	31,70%	28,30%	-
UHE GOV. JAYME C. JÚNIOR	6,12%	-	30,70%	27,20%	23,90%	-
UHE S. DOMINGOS	6,12%	-	0,90%	-1,40%	-3,70%	15.092
CT 04/2004	5,88%	-	37,80%	35,30%	33,00%	-
CT 05/2009	5,88%	-	9,50%	6,70%	4,00%	-
CT 10/2005	5,88%	-	39,10%	36,20%	33,40%	-
CT 11/2010 e 02/2011	5,88%	-	2,90%	0,10%	-2,50%	3.530
CT 57/01 - Novos	5,88%	-	38,20%	33,30%	28,60%	-
CT 57/01 - Renovados	5,88%	-	37,10%	34,80%	32,60%	-
INTERLIGAÇÃO BRA-URU	5,88%	-	51,00%	48,80%	46,60%	-
UHE DE ITUMBIARA	6,12%	-	2550,40%	2533,20%	2516,20%	-
UHE DE MANSO	6,12%	-	105,50%	99,20%	93,20%	-
UHE DE MASCAR. DE MORAES	6,12%	-	912,90%	897,40%	882,20%	-
UHE DE SERRA DA MESA	6,12%	-	124,40%	115,10%	106,20%	-

**NOTA 20 – FORNECEDORES**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>				
Bens, Materiais e Serviços	52.246	107.582	7.652.713	5.768.345
Parcelamentos Petrobras (a)	-	-	1.376.265	2.305.083
Energia Comprada para Revenda	462.506	333.394	1.309.172	1.480.953
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	105.602	104.920
	<u>514.752</u>	<u>440.976</u>	<u>10.443.752</u>	<u>9.659.301</u>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	14.031	-
Parcelamentos Petrobras (a)	-	-	7.618.031	9.597.398
Energia Comprada para Revenda	-	-	163.283	185.422
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7.795.345</u>	<u>9.782.820</u>
	<u>514.752</u>	<u>440.976</u>	<u>18.239.097</u>	<u>19.442.121</u>

No passivo de fornecedores estão registradas as transações com fornecimento de bens, materiais e serviços, destacando principalmente, no passivo circulante, a dívida corrente com a BR Distribuidora S.A. no montante de R\$ 2.640.466 (2.275.768 em 31 de dezembro de 2016) e com a Companhia de Gás do Amazonas-Cigás no montante de R\$ 5.286.531 (R\$ 3.484.755 em 31 de dezembro de 2016), referente ao fornecimento de derivados de petróleo para produção energia elétrica.

O contrato entre a Petrobras e a Cigás, com a interveniência-anuência da Amazonas Distribuidora, cujo objeto é a venda, por parte da Petrobras, e a compra, por parte da CIGÁS, para fins de geração termoeletrica pela Amazonas Distribuidora de Energia S.A, 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 Energia vencidos há mais de quarenta e cinco dias e que sejam objeto de repasse a Petrobras serão cedidos automaticamente a esta, independentemente de qualquer notificação. O valor acumulado destes créditos até 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 4.755.704.

O 2º CCD foi dividido em 3 instrumentos particulares de confissão de dívida e respectivos parcelamentos firmados com a Petrobras Distribuidora S/A, relativo ao fornecimento de produtos derivados de petróleo, assinados em 31/12/2014, sendo os mais relevantes nos respectivos montantes i) Contrato I no montante de R\$ 3.257.366, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 4.019.200; ii) Contrato II no montante de R\$ 2.925.921, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 3.616.581 e iii) Contrato III no montante de R\$ 1.018.441, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 1.258.843. Os instrumentos preveem amortização em 120 (cento e vinte) parcelas mensais e sucessivas, pela variação pro rata dia, considerado desde a data da assinatura do contrato até a data do seu respectivo vencimento, sendo que o vencimento da primeira parcela foi em 20/02/2015 e a última parcela em 30/01/2025. Cabe destacar que a inadimplência com a Petrobras e Cigás é oriunda dos atrasos nos repasses dos recursos financeiros advindos da CDE/CCC.

Em virtude da Cisão parcial da BR Distribuidora, ocorrida em 31 de agosto de 2017, os créditos referentes aos contratos de confissão de dividas II e III, foram objeto de Cisão e

Cessão. Dessa forma, a Downstream Participações Ltda, empresa criada com a Cisão parcial da BR Distribuidora, passou a ser credora de 99,53476% das obrigações contratadas no âmbito dos contratos em questão, e a Petróleo Brasileiro, de 0,46524% em decorrência da cessão.

Nesse contexto, do montante atualizado dos contratos de confissão de dívidas II e III, R\$ 4.852.742 é credora a Downstream Participações Ltda e R\$ 22.682 é credora a Petróleo Brasileiro.

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo reconhecido pela Companhia referente ao direito de reembolso junto à Petrobras no valor de R\$ 4.755.704 referente a diferença do preço da parcela do transporte do gás. Maiores detalhes na Nota 11 item a.1.

## NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	68.738	60.504
Venda antecipada de energia - BTG PACTUAL	-	-	10.153	-
Adiantamentos de clientes - PROINFA	575.962	560.277	575.962	560.277
	<u>575.962</u>	<u>560.277</u>	<u>654.853</u>	<u>620.781</u>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	519.391	592.215
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>519.391</u>	<u>592.215</u>
<b>TOTAL</b>	<u>575.962</u>	<u>560.277</u>	<u>1.174.244</u>	<u>1.212.996</u>

### I – ALBRAS

A controlada Eletronorte celebrou venda de energia elétrica com a ALBRAS, em 2004, para fornecimento por um período de 20 anos, sendo 750 MW\* médios/mês, até dezembro de 2006 e 800 MW\* médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, tendo como parâmetro a tarifa de equilíbrio da UHE Tucuruí, acrescida de um prêmio, calculado em função da cotação do alumínio na *London Metal Exchange (LME)* - Inglaterra. Essa constituição de preço se constitui em um derivativo embutido (Vide Nota 46).

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

Cliente	Datas do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007 de 304 a 328 de 353,08 a 492
Alcoa	01/07/2004	31/03/2014	
BHP	01/07/2004	31/12/2024	

A posição e movimentação desse passivo são demonstradas a seguir:

Saldo em 31/12/2016	Amortizações Efetuadas	Ganhos	Saldo em 31/12/2017	Circulante	Não Circulante
652.719	(82.977)	18.387	588.129	68.738	519.391

  

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

## II – PROINFA

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

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

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

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

## NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

### 22.1 - Reserva Global de Reversão (RGR)

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

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

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR e utilizados na concessão de financiamentos às empresas do setor elétrico brasileiro, com juros de 5% ao ano. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 7.420.021 (R\$ 6.647.839 em 31 de dezembro de 2016), incluídos na rubrica Financiamentos e Empréstimos.

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

## 22.2 - Composição dos empréstimos e financiamentos:

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

31/12/2017								
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	329	30.774	-	4,98%	686	55.746	324.638
Corporación Andino de Fomento - CAF	3,95%	3.216	121.992	243.984	3,95%	3.216	121.992	243.984
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KfW	2,47%	17	11.329	218.798	2,47%	17	11.329	218.798
Eximbank	2,00%	152	32.256	0	2,00%	152	32.256	0
BNP Paribas	2,53%	310	116.194	348.580	2,53%	310	116.194	348.580
BIRD 7884	2,35%	4.544	130.221	521.219	2,35%	4.543	130.219	521.219
		8.568	442.767	1.332.581		8.925	467.736	1.657.219
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	111.190	-	3.308.000	6,88%	111.190	-	3.308.000
Vencimento 27/10/2021	5,75%	68.687	-	5.789.000	5,75%	68.687	-	5.789.000
		179.877	-	9.097.000		179.877	-	9.097.000
Outros								
MORGAN		-	-	-		-	-	-
LLOYDS		-	-	-		-	-	1.573
		-	-	-		-	-	1.573
		188.445	442.767	10.429.581		188.801	467.736	10.755.792
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão <sup>1</sup>		-	-	6.753.140	9,40%	-	-	7.420.021
FIDC		-	-	-	CDI + 2,0%	1.421	-	664.980
Banco do Brasil	8,82%	4.034	666.240	2.543.668	8,82%	25.560	1.644.455	3.514.081
Caixa Econômica Federal	8,82%	2.521	416.400	1.589.792	8,82%	116.653	1.693.531	7.510.100
BNDES	9,50%	240.929	374.998	-	9,50%	301.461	932.038	7.504.657
Banco da Amazônia		-	-	-	125% do CDI	11.124	127.271	427.643
Santander		-	-	-	CDI + 2,5%	109	25.590	124.410
State Grid		-	-	-	IPCA	14.203	-	687.857
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		12.084	324.104	626.109
		247.484	1.457.638	10.886.600		482.615	4.746.989	28.479.858
		435.929	1.900.405	21.316.181		671.416	5.214.725	39.235.650

<sup>1</sup>Para dívida da controladora no montante de R\$ 4.737.550 taxa de 5% a.a. e no valor de R\$ 2.015.590 taxa SELIC.

	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		-	-	-		-	-	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

## 22.3 - Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

	CONTROLADORA					
	31/12/2016	Captação / Custo	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Juros Pagos	Amortização do Principal	31/12/2017
Empréstimos e Financiamentos						
Moeda Estrangeira						
Instituições Financeiras						
BID	91.997	-	1.191	(3.382)	(58.702)	31.103
Corporación Andino de Fomento - CAF	834.550	-	34.871	(25.264)	(474.965)	369.192
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	203.712	-	37.537	(6.167)	(4.938)	230.144
Eximbank	92.353	-	3.540	(1.561)	(61.924)	32.408
BNP Paribas	572.741	-	19.493	(11.795)	(115.356)	465.084
Outras	775.220	-	19.830	(16.420)	(122.649)	655.981
Bônus						
Vencimento 30/07/2019	3.368.646	-	301.087	(250.544)	-	3.419.190
Vencimento 27/10/2021	5.771.097	-	449.300	(362.709)	-	5.857.687
	11.710.315	-	866.849	(677.842)	(838.534)	11.060.789
Moeda Nacional						
Instituições financeiras						
Reserva Global de Reversão	6.647.839	800.654	587.885	(185.152)	(1.098.083)	6.753.140
BNDES	1.675.353	-	128.352	(437.775)	(750.000)	615.930
Banco do Brasil	3.868.319	-	411.026	(416.247)	(649.157)	3.213.942
Caixa Econômica Federal	2.417.699	-	256.891	(260.154)	(405.723)	2.008.713
	14.609.211	800.654	1.384.154	(1.299.329)	(2.902.963)	12.591.725
<b>TOTAL</b>	<b>26.319.526</b>	<b>800.654</b>	<b>2.251.003</b>	<b>(1.977.170)</b>	<b>(3.741.497)</b>	<b>23.652.514</b>



CONSOLIDADO								
	31/12/2016	Captação / Custo	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Custos incorridos e pagos	Juros Pagos	Amortização do Principal	Transferência	31/12/2017
<b>Empréstimos e Financiamentos</b>								
<b>Moeda Estrangeira</b>								
<b>Instituições Financeiras</b>								
BID	461.387	-	14.168	-	(11.195)	(83.289)	-	381.070
Corporación Andino de Fomento - CAF	834.550	-	34.871	-	(25.264)	(474.965)	-	369.192
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	203.712	-	37.537	-	(6.167)	(4.938)	-	230.144
Eximbank	92.353	-	3.540	-	(1.561)	(61.924)	-	32.408
BNP Paribas	572.741	-	19.493	-	(11.795)	(115.356)	-	465.084
Outras	775.220	-	19.830	-	(16.420)	(122.649)	-	655.980
<b>Bônus</b>								
Vencimento 30/07/2019	3.368.646	-	301.087	-	(250.544)	-	-	3.419.190
Vencimento 27/10/2021	5.771.097	-	449.300	-	(362.709)	-	-	5.857.687
<b>Outros</b>								
MORGAN	10.846	(11.009)	163	-	-	-	-	-
LLOYDS	1.299	-	274	-	-	-	-	1.573
	12.091.850	(11.009)	880.263	-	(685.655)	(863.121)	-	11.412.328
<b>Moeda Nacional</b>								
<b>Instituições financeiras</b>								
Reserva Global de Reversão	6.647.839	1.429.485	625.935	-	(185.152)	(1.098.083)	-	7.420.023
BNDES	9.016.040	1.229.527	774.014	(41.346)	(1.131.942)	(1.189.144)	78.331	8.735.480
Banco do Brasil	5.943.566	85.000	628.275	-	(670.817)	(801.929)	-	5.184.096
Banco do Nordeste do Brasil	215.837	-	14.672	-	(13.677)	(45.759)	-	171.073
BRDE	180.826	124.902	17.590	(18.935)	(138.935)	(21.021)	9.115	153.542
Caixa Econômica Federal	9.228.525	812.500	954.561	-	(763.449)	(911.853)	-	9.320.284
Santander	-	150.000	9.324	-	(9.215)	-	-	150.109
BASA	647.787	-	43.346	-	(48.626)	(76.469)	-	566.038
FINEP	161.362	-	7.049	-	(6.138)	(23.367)	-	138.906
Banco ABC - 30MM	30.040	-	3.896	-	(3.904)	-	-	30.032
BBM	-	100.000	5.736	-	(5.663)	-	-	100.073
IBM	2.246	-	-	-	-	-	-	2.246
<b>Outros</b>								
Notas promissórias	285.310	690.000	4.441	(25.020)	(39.751)	(250.000)	-	664.980
FIDC	-	-	72.580	-	(71.159)	-	-	1.421
Cessão de Crédito - Santander	531.933	19.304	-	-	-	(182.137)	-	369.100
State Grid	637.266	30.314	34.480	-	-	-	-	702.060
	33.528.578	4.671.032	3.195.899	(85.301)	(3.088.429)	(4.599.762)	87.446	33.709.463
<b>TOTAL</b>	<b>45.620.428</b>	<b>4.660.023</b>	<b>4.076.162</b>	<b>(85.301)</b>	<b>(3.774.083)</b>	<b>(5.462.883)</b>	<b>87.446</b>	<b>45.121.791</b>

## Controlada Eletronuclear

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

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

Em 8 de março de 2017, o BNDES autorizou nova renegociação da dívida referente ao Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, destinado à construção do empreendimento de Angra 3. Nos termos aprovados, foi definido: I) a prorrogação, até 15.09.2017, da suspensão do pagamento do principal e de 70% dos juros apurados mensalmente, independente da

celebração de aditivo contratual, mantendo a capitalização dos juros apurados não pagos; II) a manutenção da suspensão do pagamento do principal de 15.10.2017 até 15.01.2018, condicionada à comprovação ao BNDES, até 15.09.2017: a) do pronunciamento favorável do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE quanto à viabilidade da continuidade da implantação do projeto; b) da vigência do contrato de execução das obras civis com a Andrade Gutierrez ou da publicação do edital de licitação de serviços de obras civis para conclusão do projeto; e c) da publicação dos editais de licitação para serviços de montagem eletromecânica do projeto; e III) a incorporação, ao saldo devedor do Contrato Nº 10.2.2032.1, referente ao valor da Comissão de Renegociação, equivalente a 0,5% (cinco décimos por cento) incidente sobre o saldo devedor total renegociado, acrescido de IOF, na forma do Subcrédito D.

Em 16.10.2017, a ELETRONUCLEAR iniciou a amortização do principal e passou a realizar o pagamento de 100% dos encargos dos Subcréditos A e B relativos ao contrato Nº 10.2.2032.1, celebrado com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES para investimentos no empreendimento de Angra 3.

#### 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 dos meses de abril, maio, junho e julho de 2016 de principal e encargos dos empréstimos e financiamentos junto a Eletrobras (ECF e ECR), em novembro de 2016, no valor de R\$ 194.950.

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

#### Controlada Eletronorte

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

#### Controlada Eletrosul

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

Administração da Eletrosul em 21 de junho de 2016 e a sua liquidação ocorreu em 24 de janeiro de 2017.

#### Detalhes do FIDC:

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

#### Distribuidoras

Os empréstimos obtidos pelas controladas junto a Câmara de Comercialização de energia Elétrica - CCEE com recursos da RGR foram realizados em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.079, em razão da não prorrogação da concessão, com vistas a assegurar a prestação adequada dos serviços até que haja licitação e assunção por um novo concessionário, com carência de 12 (doze) meses e amortização em 36 parcelas mensais após o fim da carência, com taxa de administração de 0,5% ao ano "pro rata temporis" sobre o saldo devedor, vencíveis no dia 30 de cada mês e juros equivalentes a 111% (cento e onze por cento) da taxa SELIC, divulgada pelo BACEN, calculados "pro rata temporis" sobre o saldo devedor, incorporado durante o período de carência.

#### 22.4 Composição dos financiamentos e empréstimos (por tipo de moeda):

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	31/12/2017		31/12/2016		31/12/2017		31/12/2016	
	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%
Moeda estrangeira								
USD não indexado	9.307.980	39%	9.231.738	35%	9.307.980	21%	9.242.584	20%
USD com LIBOR	1.490.257	6%	2.182.512	8%	1.840.224	4%	2.551.902	6%
EURO	230.144	1%	203.712	1%	230.144	1%	203.712	0%
IENE	32.408	0%	92.353	0%	32.408	-	92.353	-
Outros	-	-	-	-	1.574	-	1.304	-
Subtotal	11.060.790	47%	11.710.315	44%	11.412.331	25%	12.091.855	27%
Moeda nacional								
CDI	5.222.655	22%	6.286.018	24%	12.159.697	27%	12.701.548	28%
IPCA	-	-	-	-	369.100	0%	531.933	1%
TJLP	-	-	-	-	6.809.224	15%	10.063.827	22%
SELIC	615.930	3%	1.675.353	6%	1.782.785	4%	1.675.353	4%
Outros	-	0%	-	-	4.154.293	9%	1.359.417	3%
Subtotal	5.838.585	25%	7.961.371	30%	25.275.099	56%	26.332.078	58%
Não Indexado	6.753.140	29%	6.647.840	25%	8.434.363	19%	7.196.495	16%
Total	23.652.515	100%	26.319.526	100%	45.121.793	100%	45.620.428	100%

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

	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023	Total
Controladora	190.853	5.613.611	2.077.668	7.646.059	1.044.826	4.743.163	21.316.181
Consolidado	4.546.527	8.234.480	4.191.258	9.194.882	3.165.340	9.903.162	39.235.650

## 22.5 – Operação de arrendamento mercantil financeiro:

O montante do arrendamento financeiro é constituído por operações da Amazonas Distribuidora que serão repassados para a Amazonas GT devido processo de desverticalização vide nota 2.

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	
	31/12/2017	31/12/2016
Menos de um ano	209.226	212.698
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902
Mais de cinco anos	505.629	714.854
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	(473.937)	(594.950)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	1.077.820	1.169.504
Menos de um ano	145.324	136.662
Mais de um ano e menos de cinco anos	581.295	558.094
Mais de cinco anos	351.201	474.748
Valor presente dos pagamentos	1.077.820	1.169.504

## 22.6 - Conciliação da movimentação patrimonial com os fluxos de caixa decorrentes de atividade de financiamento

	CONTROLADORA				
	Empréstimos e Financiamentos	Dividendos/JCP a pagar	Debêntures	Outros passivos	Total
Variações dos fluxos de caixa de financiamento					
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(3.741.497)	-	-	-	(3.741.497)
Pagamento de remuneração aos acionistas	-	(369.905)	-	-	(369.905)
Recursos da RGR para repasse	-	-	-	800.654	800.654
Total das variações nos fluxos de caixa das atividades de financiamento	(3.741.497)	(369.905)	-	800.654	(3.310.748)

	CONSOLIDADO				Total
	Empréstimos e Financiamentos	Dividendos/JCP a pagar	Debêntures	Outros passivos	
Variações dos fluxos de caixa de financiamento					
Empréstimos e financiamentos obtidos	2.496.843	-	-	-	2.496.843
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(5.640.574)	-	-	-	(5.640.574)
Pagamento de remuneração aos acionistas	-	(381.436)	-	-	(381.436)
Recursos da RGR para repasse	-	-	-	800.654	800.654
Outros	-	-	154.025	19.292	173.317
Total das variações nos fluxos de caixa das atividades de financiamento	(3.143.731)	(381.436)	154.025	819.946	(2.551.195)

## 22.6 – 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 31/12/2017	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.400.896	24.009	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.312.337	13.123	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	374.953	3.750	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Garantia de Fiel Cumprimento de Contrato	SPE	15,00%	39.225	23.835	238	30/04/2019
Eletrobras	Rouar	CAF	SPE	50,00%	30.938	32.311	323	30/09/2018
Eletrobras	Mangue Seco 2	BNB	SPE	49,00%	40.951	34.769	348	14/10/2031
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	197.950	201.411	2.014	16/06/2031
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BRDE	SPE	49,00%	98.000	101.351	1.014	16/06/2031
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	44.100	57.757	578	15/06/2028
Eletrobras	Edílica Hermenegildo I S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.566	104.995	1.050	15/06/2032
Eletrobras	Edílica Hermenegildo I S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.764	46.013	460	15/06/2032
Eletrobras	Edílica Hermenegildo II S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.590	105.018	1.050	15/06/2032
Eletrobras	Edílica Hermenegildo II S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.775	46.023	460	15/06/2032
Eletrobras	Edílica Hermenegildo III S/A	BNDES	SPE	99,99%	93.367	89.472	895	15/06/2032
Eletrobras	Edílica Hermenegildo III S/A	BRDE	SPE	99,99%	40.703	39.210	392	15/06/2032
Eletrobras	Edílica Chui IX S/A	BNDES	SPE	99,99%	31.561	30.244	302	15/06/2032
Eletrobras	Edílica Chui IX S/A	BRDE	SPE	99,99%	13.758	13.254	133	15/06/2032
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	881.525	8.815	15/01/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	238.775	2.388	15/01/2035
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	864.743	8.647	15/01/2035
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	236.695	2.367	15/01/2035
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	223.419	72.319	723	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	126.221	42.621	426	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	170.029	11.549	115	15/10/2018
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	Corporativo	100,00%	182.417	127.376	1.274	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	182.417	127.393	1.274	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	115.734	1.157	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	6.966	70	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BDRE	Corporativo	100,00%	50.000	6.948	69	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	13.970	140	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	19.007	190	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	159.969	1.600	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	41.898	28.576	286	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	9.413	7.026	70	15/08/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	12.000	7.274	73	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	9.565	96	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	167.123	1.671	15/11/2023
Eletrosul	Teles Pires	BNDES	SPE	24,72%	296.940	327.604	3.276	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,72%	294.000	325.559	3.256	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	182.006	1.820	30/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	78,00%	29.255	20.782	208	15/06/2030
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	BNDES	SPE	80,00%	209.974	166.641	1.666	15/07/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	80,00%	62.040	88.393	884	15/09/2026
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	29.854	52.766	528	30/12/2038
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	136.064	177.361	1.774	30/12/2042
Eletrosul	Complexo Eólico Livramento - Entorno II	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	207.595	2.076	07/02/2018
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul 3	FIDC DI	Corporativo	100,00%	690.000	691.421	6.914	20/01/2022
Eletrobrasil	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	6.968	70	15/11/2024
Eletrobrasil	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	16.383	164	15/11/2024
Eletrobrasil	Ribeiro Gonçalves/Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	53.399	534	03/06/2031
Eletrobrasil	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	18.237	182	10/01/2029
Eletrobrasil	Subestação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	5.837	58	15/03/2028
Eletrobrasil	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	19.497	195	15/08/2028
Eletrobrasil	Ampliação da Subestação Lechuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	22.512	225	15/10/2028
Eletrobrasil	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	49,00%	514.500	427.812	4.278	15/12/2029
Eletrobrasil	Norte Brasil Transmissora	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	98.000	143.150	1.431	15/09/2026
Eletrobrasil	Linha Verde Transmissora	BASA	Corporativo	100,00%	185.000	191.146	1.911	10/11/2032
Eletrobrasil	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.300	87.107	871	15/12/2026
Eletrobrasil	Estação Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	505.477	362.128	3.621	15/11/2028
Eletrobrasil	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	202.757	2.028	15/10/2031
Eletrobrasil	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	200.563	2.006	10/07/2031
Eletrobrasil	Rio Branco Transmissora	BNDES	Corporativo	100,00%	138.000	100.142	1.001	15/03/2027
Eletrobrasil	Transmissora Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	33.937	339	01/02/2029
Eletrobrasil	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	26.571	266	15/05/2026
Eletrobrasil	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	25.105	251	15/10/2029
Eletrobrasil	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	350.782	3.508	28.07.2029
Eletrobrasil	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	429.894	4.299	15/08/2032
Eletrobrasil	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	226.383	2.264	15/08/2032
Eletrobrasil	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	3.197.993	31.980	15/01/2042
Eletrobrasil	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.748.032	17.480	15/01/2042
Eletrobrasil	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	499.438	4.994	15/01/2042
Eletrobrasil	Implantação do PAR e PMIS	BNDES	Corporativo	100,00%	361.575	278.875	2.789	15/12/2023
Eletrobrasil	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	283.411	229.148	2.291	15/08/2028
Eletrobrasil	Reforço à Estrutura de Capital de Giro	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	229.154	2.292	30/04/2019

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/12/2017	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletronorte	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	227.483	2.275	15/06/2038
Eletronorte	Reforço à Estrutura de Capital de Giro 2	CEF	Corporativo	100,00%	500.000	479.420	4.794	30/03/2021
Eletronuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.181.048	3.650.440	36.504	15/06/2036
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	881.525	8.815	15/01/2034
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	238.775	2.388	15/01/2035
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	864.743	8.647	15/01/2034
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	236.695	2.367	15/01/2035
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.195	56.619	566	15/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.400.896	24.009	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.312.337	13.123	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	374.953	3.750	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	74.723	747	10/07/2032
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	338.220	3.382	15/02/2030
Chesf	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	124.479	1.245	18/03/2025
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	224.218	2.242	28/02/2020
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 2	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	151.105	1.511	27/02/2019
Chesf	IE Garanhuns S/A	BNDES	SPE	49,00%	175.146	139.120	1.391	15/12/2028
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 3	BNDES	Corporativo	100,00%	727.560	361.908	3.619	15/06/2029
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 4	BNDES	Corporativo	100,00%	475.454	209.493	2.095	15/06/2029
Chesf	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	227.483	2.275	15/06/2038
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 5	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	188.698	1.887	06/09/2021
Fumas	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	135.600	1.356	15.12.2025
Fumas	UHE Simplicio	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	586.337	5.863	15.07.2026
Fumas	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	100,00%	60.153	32.768	328	15.07.2026
Fumas	DIVERSOS	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	754.114	7.541	31.10.2018
Fumas	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	208.384	2.084	28.12.2020
Fumas	Projetos de Inovação	FINEP	Corporativo	100,00%	268.503	138.905	1.389	15.11.2023
Fumas	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	315.514	3.155	06.12.2023
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.594.159	1.951.042	19.510	15/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.574.659	2.014.178	20.142	15/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	229.597	2.296	10/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	163.800	212.214	2.122	27/12/2018
Fumas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	273.000	348.328	3.483	15/04/2024
Fumas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	7.612	76	15/04/2024
Fumas	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	25.105	251	15/10/2029
Fumas	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	74.723	747	10/07/2032
Fumas	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	338.220	3.382	15/02/2030
Fumas	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	124.479	1.245	18/03/2025
Fumas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,72%	296.940	327.604	3.276	15/02/2036
Fumas	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,72%	294.000	325.559	3.256	15/02/2036
Fumas	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	182.006	1.820	30/05/2032
Fumas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	2.536	1.485	15	15/05/2023
Fumas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	5.536	4.287	43	15/03/2028
Fumas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	350.782	3.508	28.07.2029
Fumas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	429.894	4.299	15/08/2032
Fumas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	226.383	2.264	15/08/2032
Fumas	Plano de Investimentos 2012-2014	BNDES	Corporativo	100,00%	441.296	208.420	2.084	15.06.2029
Fumas	Empresa de Energia São Manoel	BNDES	SPE	33,33%	437.996	450.594	4.506	12/12/2038
Fumas	Empresa de Energia São Manoel	Emissão de Debêntures	SPE	33,33%	93.332	112.163	1.122	15/12/2018
Fumas	Projetos Corporativos Fumas 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	50.018	500	28.12.2020
Fumas	Projetos Corporativos Fumas 2	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	35.000	35.013	350	28.12.2020
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	2.405.979	4.019.441	40.194	30/01/2025
Eletroacre	Eletroacre	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	91.774	78.391	784	30/01/2025
Boa Vista	Boa Vista	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	19.320	14.125	141	31/12/2024
Cepisa	Projeto Corporativo	CEF	Corporativo	100,00%	94.906	45.499	455	20/07/2026
Ceal	Projeto Corporativo Ceal	Banco IBM S/A	Corporativo	100,00%	10.736	4.066	41	11/12/2019
Total Controladora					47.425.617	46.658.261	466.583	

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/12/2017	Saldo Garantidor	Término da Garantia
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	48.750	59.178	592	16/09/2031
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	29.250	33.032	330	16/02/2029
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,00%	29.764	26.101	261	30/03/2031
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,00%	58.346	52.692	527	01/08/2032
Chesf	Eólica Serra das Vacas	Itau BBA e Bradesco BBI	SPE	49,00%	132.009	132.517	1.325	2017
Chesf	Eólica Serra das Vacas	Itau BBA e Bradesco BBI	SPE	49,00%	33.320	33.918	339	2017
Eletronorte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	75.000	91.043	910	16/09/2031
Eletronorte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	45.000	50.818	508	16/02/2029
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	142.100	142.865	1.429	15/12/2031
Eletronuclear	Angra III	CEF	Corporativo	100,00%	3.800.000	3.226.517	32.265	06/06/2038
Eletrosul	Ampliação do Sistema Sul de Transmissão	BNDES	Corporativo	100,00%	29.074	25.294	253	15/09/2029
Eletrosul	Interligação Brasil x Uruguai	BNDES	Corporativo	100,00%	21.827	18.988	190	15/09/2029
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea de Energia	BNDES	SPE	51,00%	252.108	225.345	2.253	15/02/2029
Furnas	Modernização da UHE Furnas e UHE Luiz Carlos BarBID		Corporativo	100,00%	407.595	349.610	3.496	15.12.2031
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	142.100	142.865	1.429	15/12/2031
Total Controladas					5.246.244	4.610.781	46.108	

## NOTA 23 – DEBÊNTURES

### 23.1 - Composição das debêntures:

CONSOLIDADO								
Controlada	Emissora	Data de Emissão	Principais características		Tx de juros	Vencimento	Saldo em 31/12/2017	Saldo em 31/12/2016
Eletronorte	Emitidas pela ETE (incorporada pela Eletronorte em março de 2014)	06/2011	Subscrição particular de primeira Emissão da Controlada escrituradas em favor do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia - FDA, e mantidas sob custódia do agente operador do contrato, o Banco da Amazônia S.A., com garantia real e fidejussória por fiança, em quatro séries, todas elas conversíveis em ações da SPE, com ou sem direito a voto.	Conversíveis em ações	TJLP + 1,65% a .a.	10/07/2031	202.757	201.375
CHESF	Emitidas pela Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.,	04/2017	Primeira emissão simples, não conversíveis em ações de emissão da Emissora, da espécie com garantia real, em série única. Foram emitidas o total de 168.000 com valor nominal de R\$ 1.000,00 e distribuídas através da instituição financeira Banco Bradesco S.A.	Não conversíveis em ações	IPCA + 7,0291% a.a.	15/01/2029	153.094	-
Santa Vitória do palmar	Eólicas Geribatu I a X	08/2014	Emissão pública de debêntures simples em série única não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, com garantia adicional real e fidejussória.	Não conversíveis em ações	IPCA + 7,94% a.a.	15/09/2027	114.928	-
							470.779	201.375
Total do Passivo Circulante							183.432	12.442
Total do Passivo Não Circulante							287.347	188.933

### 23.2 - Movimentação das debêntures:

CONSOLIDADO								
		31/12/2016	Captação	Encargos	Amortização do Principal	Transferência	Aquisição de Controlada (*)	31/12/2017
<b>CIRCULANTE</b>								
Instituições Financeiras								
Eletronorte	BASA/FDA	12.442	-	19.006	(17.625)	8.835	-	22.658
Chesf	Bradesco	-	168.000	10.533	(15.509)	(9.930)	-	153.094
S. Vitória do Palmar	BNDES/BRDE	-	-	-	-	-	7.680	7.680
<b>TOTAL CIRCULANTE</b>		<b>12.442</b>	<b>168.000</b>	<b>29.539</b>	<b>(33.134)</b>	<b>(1.095)</b>	<b>7.680</b>	<b>183.432</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>								
Instituições Financeiras								
Eletronorte	BASA/FDA	188.933	-	-	-	(8.834)	-	180.099
Chesf	Bradesco	-	-	-	-	-	-	-
S. Vitória do Palmar	BNDES/BRDE	-	-	-	-	-	107.248	107.248
<b>TOTAL NÃO CIRCULANTE</b>		<b>188.933</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(8.834)</b>	<b>107.248</b>	<b>287.347</b>
<b>TOTAL DEBENTURES</b>		<b>201.375</b>	<b>168.000</b>	<b>29.539</b>	<b>(33.134)</b>	<b>(9.929)</b>	<b>114.928</b>	<b>470.779</b>

(\*) Transferência de SPes da Eletrosul para a Eletrobras vide nota explicativa 15.6.

## 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 Índice de Preço ao Consumidor Amplo Especial IPCA-E, e correspondem, em 31 de dezembro de 2017, a R\$ 501.134 (R\$ 509.133 em 31 de dezembro de 2016), dos quais R\$ 458.874 no não circulante (R\$ 460.940 em 31 de dezembro de 2016).

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

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

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

Entendeu ainda a CVM que não há qualquer irregularidade nos procedimentos adotados pela Companhia em suas 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	
	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	42.260	48.193
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	458.874	460.940
TOTAL	501.134	509.133

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

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

A Conta de Consumo de Combustível apresentou um ativo total de R\$ 202.885 em 31 de Dezembro de 2016 e um passivo não circulante no montante de R\$ 482.179 para o mesmo período.

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

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

### 26.1- Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Passivo circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF)	28.974	37.239	252.601	288.537
PASEP e COFINS	64.312	-	512.227	314.435
ICMS	-	-	127.901	214.385
PAES / REFIS	-	-	35.960	175.462
IR / CS parcelamento	-	-	-	37.679
INSS/FGTS	1.643	1.451	93.910	134.907
ISS	-	-	28.491	41.585
Outros	5.838	2.864	122.229	129.099
Total	100.767	41.554	1.173.319	1.336.089

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Passivo não circulante:				
PASEP e COFINS	-	-	33.087	204.284
PASEP e COFINS Diferidos	-	2.222	65.588	40.319
PAES / REFIS	-	-	210.850	589.200
IR / CS parcelamento	-	-	-	135.016
INSS/FGTS	-	-	-	32.847
Outros	-	-	17.002	58.214
Total	-	2.222	326.527	1.059.880

## 26.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	752.465	357.503	1.075.786	447.236
Contribuição Social corrente	271.299	129.102	422.432	159.612
	<u>1.023.764</u>	<u>486.605</u>	<u>1.498.218</u>	<u>606.848</u>
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	<u>394.958</u>	<u>320.560</u>	<u>8.901.931</u>	<u>8.305.606</u>

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

	CONTROLADORA			
	31/12/2017		31/12/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	<u>(697.024)</u>	<u>(697.024)</u>	<u>3.452.678</u>	<u>3.452.678</u>
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	174.256	62.732	(863.170)	(310.741)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	9.838	3.542	25.378	9.136
Equivalência patrimonial	1.433.922	516.212	5.116.152	1.841.815
Passivo a descoberto em controladas	(1.542.698)	(518.937)	(3.038.777)	(1.093.960)
Compensação Prejuízo Fiscal	114.895	41.362	153.693	55.329
Provisão para Redução ao Valor de Mercado	-	-	-	-
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(983.941)	(354.219)	(1.314.469)	(473.209)
Doações	(24.725)	(8.901)	(25.516)	(9.186)
Demais adições e exclusões	<u>7.562</u>	<u>2.319</u>	<u>(72.686)</u>	<u>(26.568)</u>
Total da despesa de IRPJ e CSLL	<u>(810.891)</u>	<u>(255.890)</u>	<u>(19.395)</u>	<u>(7.384)</u>
Alíquota efetiva	<u>116,34%</u>	<u>36,71%</u>	<u>0,56%</u>	<u>0,21%</u>

  

	CONSOLIDADO			
	31/12/2017		31/12/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	<u>(200.398)</u>	<u>(200.398)</u>	<u>12.024.095</u>	<u>12.024.095</u>
Base de cálculo				
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	50.100	18.036	(3.006.024)	(1.082.169)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de dividendos	10.012	3.604	25.838	9.301
Equivalência patrimonial	673.043	242.295	778.512	280.264
Compensação Prejuízo Fiscal	359.767	131.429	172.498	62.099
Constituição Créditos Tributários	389.892	26.415	500.021	180.007
Impostos diferidos reconhecidos de períodos anteriores	-	-	-	-
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(2.937.852)	(1.179.571)	(4.044.525)	(1.465.668)
Incentivos Fiscais	412.143	-	185.217	-
Doações	(24.725)	(8.901)	(35.439)	(12.758)
Demais adições e exclusões	<u>206.033</u>	<u>102.987</u>	<u>(798.670)</u>	<u>(259.323)</u>
Total da despesa de IRPJ e CSLL	<u>(861.587)</u>	<u>(663.706)</u>	<u>(6.222.572,00)</u>	<u>(2.288.246)</u>
Alíquota efetiva	<u>429,94%</u>	<u>331,19%</u>	<u>51,75%</u>	<u>19,03%</u>

#### 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, corrigido pela SELIC, em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 180.203 (R\$ 478.525 em 31 de dezembro de 2016).

#### 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.

## 26.8 - Programa de Regularização Tributária-PRT

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

## NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>		
Quota RGR	83.641	56.083
Quota CDE	89.688	53.733
Quota PROINFA	9.159	14.152
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	178.978	72.456
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	27.442	29.819
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	240.812	126.071
Programa de Eficiência Energética - PEE	65.802	258.590
Outros	32.658	36.297
	<u>728.180</u>	<u>647.201</u>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>		
Quota RGR	7.146	21.093
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	671.791	528.865
Programa de Eficiência Energética - PEE	19.486	65.295
	<u>698.423</u>	<u>615.253</u>
<b>TOTAL</b>	<u>1.426.603</u>	<u>1.262.454</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.

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).

(\*) Informações não auditadas 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 e Programa de Eficiência Energética - PEE

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 e programa de eficiência energética 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. Busca-se promover a cultura de inovação, criando novos equipamentos e aprimorando a prestação de serviço que contribuam para a segurança do fornecimento de energia elétrica, a modalidade tarifária, a diminuição do impacto ambiental do setor e da dependência tecnológica do país.

Os recursos de PEE têm a finalidade de promover o uso eficiente de energia em todos os setores da economia por meio de projetos que demonstrem importância e a viabilidade econômica de melhoria de eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia. Busca-se maximizar os benefícios públicos de energia economizada e da demanda evitada, promovendo a transformação do mercado de eficiência energética, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias e a criação de hábitos e práticas racionais de uso da energia elétrica.

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



## NOTA 28 – REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Circulante				
Dividendos não reclamados	9.484	24.339	9.520	25.312
Dividendos retidos exercícios anteriores	-	-	-	1.837
Dividendos mínimos obrigatórios do exercício	-	433.963	8.819	435.742
	<u>9.484</u>	<u>458.302</u>	<u>18.339</u>	<u>462.891</u>

### 28.1 – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante em 31 de dezembro de 2017, contém a parcela de R\$ 9.520 (R\$ 25.312 em 31 de dezembro de 2016) no consolidado, referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2014, 2015 e 2016. A remuneração relativa ao exercício de 2011 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

### 28.2 – Dividendos mínimos obrigatórios

O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio. Os dividendos mínimos obrigatórios de R\$ 466.984 relativos ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, conforme parágrafo terceiro do artigo 205 da Lei 6.404/76 e aprovação na ata da 167ª Assembleia Geral Extraordinária e 57ª Assembleia Geral Ordinária em 28 de abril de 2017, foram pagos em 19 de dezembro de 2017.

## NOTA 29 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

As empresas do Sistema Eletrobras patrocina 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 2017.

Obrigações de benefício pós emprego - valores reconhecidos no balanço patrimonial

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Planos de benefícios previdenciários	591.363	408.039	1.870.577	2.214.342
Planos de saúde e seguro de vida	16.133	15.628	315.428	253.212
Outras obrigações de benefícios pós-emprego	-	-	-	8.093
Total das obrigações de benefício pós emprego	607.496	423.667	2.186.005	2.475.647
Circulante	28.830	29.632	184.293	107.571
Não circulante	578.666	394.035	2.001.712	2.368.076

#### 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	
	2017	2016	2017	2016
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	2.185.266	1.988.849	23.084.912	21.682.893
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.593.903)	(1.586.720)	(23.153.018)	(22.025.946)
Passivo/(Ativo) líquido	591.363	402.129	(68.107)	(343.054)
Efeito de restrição sobre o ativo	-	-	1.797.066	2.077.026
Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano	69.588	74.649	1.380.914	1.397.984
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	-	-	-	15.479
Outros benefícios previdenciários	-	5.913	26.683	171.525
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	591.363	408.039	1.870.577	2.214.342
Custo de serviço corrente líquido	(1.518)	(1.300)	(50.269)	(71.682)
Custo de juros líquidos	41.975	21.824	180.742	103.593
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	40.457	20.524	130.473	31.911

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

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	16.133	15.628	315.428	253.212
Valor justo dos ativos do plano (-)	-	-	-	-
Passivo/(Ativo) líquido	16.133	15.628	315.428	253.212
Valor de passivo/(ativo) de outros benefícios pós-emprego	16.133	15.628	315.428	253.212
Custo de serviço corrente	1.544	1.265	10.479	13.711
Custo de juros líquidos	1.734	1.535	26.566	35.601
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	2.812	2.345	37.045	49.312

#### 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	
	2017	2016	2017	2016
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.988.849	1.650.165	21.682.893	17.867.309
Controlada mantida para venda (*)	-	-	(339.490)	-
Custo de serviço corrente	3.570	3.546	102.752	75.475
Juros sobre a obrigação atuarial	211.943	207.224	2.273.454	2.262.079
Benefícios pagos no ano (-)	(243.320)	(201.599)	(1.821.569)	(1.576.185)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	224.225	329.513	1.186.871	3.054.215
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	-	213.883
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	134.888	206.566	1.094.536	2.723.761
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	89.337	122.947	92.335	116.571
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.185.266	1.988.849	23.084.912	21.682.893

## 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	
	2017	2016	2017	2016
Valor justo dos ativos no início do ano	1.586.720	1.474.504	22.025.946	18.905.009
Controlada mantida para venda (*)	-	-	(311.680)	-
Benefícios pagos durante o exercício (-)	(243.320)	(201.599)	(1.821.537)	(1.576.185)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	5.087	4.846	153.884	147.157
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	31.007	45.349	328.526	281.376
Rendimento esperado dos ativos no ano	169.968	185.400	2.334.352	2.423.501
Ganho/(Perda) sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	44.441	78.220	443.525	1.845.088
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.593.903	1.586.720	23.153.018	22.025.946
Rendimento efetivo dos ativos no ano	214.409	263.620	2.777.878	4.268.589

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

Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
	448.917	262.758	3.641.454	3.482.507
	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício líquidos dos impostos diferidos - Programa Previdenciário	(186.160)	(180.974)	(158.947)	(1.160.545)

### 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	
	2017	2016	2017	2016
Valor das obrigações atuariais no início do ano	15.628	9.933	253.212	272.296
Custo de serviço corrente	1.544	1.265	10.547	13.187
Juros sobre a obrigação atuarial	1.731	1.535	26.597	34.855
Benefícios pagos no ano	(19.951)	-	(211.441)	(30.013)
Custos de exercícios anteriores	-	1.618	-	-
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	17.181	1.277	236.515	(37.113)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	10.753	(3.190)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	856	813	24.243	27.039
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	16.325	464	201.518	(62.580)
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	16.133	15.628	315.429	253.212

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

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	(2.037)	(19.218)	236.515	9.213

  

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	(17.181)	(2.895)	(236.515)	37.113

## 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		
	2017	2016
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	9,38% a 9,73%	10,95% a 11,17%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	5,13% a 5,45%	5,70% a 5,91%
Projeção de aumento médio dos salários	4,06% a 6,59%	4,97% a 9,02%
Projeção de aumento médio dos benefícios	4,06%	4,97%
Taxa anual real de evolução custos médicos	-	0% a 4,43%
Taxa média de inflação anual	0,00%	4,97%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (ii)	9,38% a 9,73%	10,95% a 11,17%

Hipóteses Demográficas		
	2017	2016
Taxa de rotatividade	0%; N/A; NUCLEOS - 2015; Suavizada em 20%; T1 Service Table SUAV 20%	0%; GAMA - Exp. Rotatividade; T1 Service Table Suav. 20%; 80% T1 Service Table
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-83 Basic FEMALE; AT-83 Basic FEMALE; AT-2000 M&F SUAV 10%; AT-2000 BASIC M; AT-2000 BASIC DES 5% e Segregada por Sexo; AT-2000 BASIC (D30%) M&F; AT-2000 (UNISEX) DES 10%; AT-2000 (Suav. 10%) M&F; AT-2000 Basic M&F;	AT-2000 BASIC; AT-83 BASIC F; AT-2000 (D10%/D5%/D30%); AT-2000 (suavizada 10%);
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 DES; AT-49 DES 2 ANOS; AT-83 M&F SUAV 10%; MI-85 Segregada por Sexo; AT-83 M; AT-49 Segregada por Sexo; AT-49 M&F; AT-49 AGRV 100% M&F; AT-83M (desagravada em 5%); RP 2000 DISABLED M&F; RRB - 1983	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
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas; Light Média	Light Fraca, Média e Forte; Alvaro Vindas
% 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 2017 foi de R\$ 214.409 (R\$ 263.620 em 2016) na Controladora e R\$ 2.777.878 (R\$ 4.268.589 em 2016) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2017, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 25.505 (R\$ 18.562 em 2016) e R\$ 163.857 (R\$ 214.783 em 2016) no Consolidado.

Em 31 de dezembro de 2017, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 31.007 (R\$ 45.349 em 2016) e R\$ 328.526 (R\$ 281.376 em 2016) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$ 32.589 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 50.384 no Consolidado.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido da Controladora é de 8,95 anos e a média do Consolidado ponderada pelas obrigações é de 10,87 anos.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido pós-emprego para os próximos 10 anos:

Controladora

Programa Previdenciário	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Próximos 5 Anos	Total
Em 31 de dezembro de 2017	192.141	190.514	187.599	184.039	180.072	830.286	<b>1.764.651</b>

Consolidado

Programa Previdenciário	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Próximos 5 Anos	Total
Em 31 de dezembro de 2017	1.728.431	1.731.547	1.730.953	1.722.171	1.710.042	8.279.491	<b>16.902.635</b>

f) As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são: taxa de desconto, custo médico, aumento salarial esperado e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

---

#### Controladora

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 45.514 (aumento de R\$ 47.296).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 58.529 (redução de R\$ 59.210).

#### Consolidado

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 551.847 (aumento de R\$ 579.980).
- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 5.947 (redução de R\$ 7.502).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 490.696 (redução de R\$ 497.409).

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	
	2017	2016	2017	2016
Valores Disponíveis Imediatos	4	83	797	10.361
Realizáveis	62.157	142.347	834.606	913.902
Crédito de Depósitos Privados	159.477	213.464	1.171.009	364.800
Investimentos em Renda Fixa	499.798	814.464	16.359.920	16.409.421
Investimentos em Renda Variável	119.962	162.490	2.088.593	2.545.552
Investimento em Fundos	617.532	190.278	1.853.234	1.231.716
Investimentos Imobiliários	128.457	131.019	793.797	823.129
Investimentos Estruturados	-	-	545.444	451.874
Empréstimos e Financiamentos	81.566	81.383	562.396	563.357
Outros	2.291	2.210	2.186	76.172
(-) Recursos a receber do patrocinador	(7.910)	(81.291)	(319.896)	(421.767)
(-) Exigíveis Operacionais	(3.660)	(5.906)	(130.987)	(111.563)
(-) Exigíveis Contingenciais	(12.367)	(9.891)	(305.669)	(503.233)
(-) Fundos de Investimentos	(5.588)	(5.172)	(82.271)	(117.356)
(-) Fundos Administrativos	(47.816)	(48.758)	(200.293)	(192.172)
(-) Fundos Previdenciais	-	-	(19.849)	(18.249)
Total dos ativos	1.593.903	1.586.720	23.153.018	22.025.946

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 de 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, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, além de atender a condição de obrigação presente vinculada a evento passado, são constituídas provisões;
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, não é realizada provisão e suas informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, não é realizada provisão e somente são divulgadas em Notas Explicativas as informações relevantes, que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das demonstrações financeiras.

Portanto, para fazer face a eventuais perdas, são constituídas as provisões para contingências, 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 uma obrigação presente da entidade, derivada de eventos já ocorridos, cuja liquidação se espera que resulte em saída de recursos da entidade capazes de gerar benefícios econômicos:

a) Provisão para contingências:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>				
Trabalhistas	3.092	950	278.104	39.373
Tributárias	-	-	6.882	4.415
Cíveis	847.612	755.861	1.233.401	1.039.687
	<u>850.704</u>	<u>756.811</u>	<u>1.518.387</u>	<u>1.083.475</u>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
Trabalhistas	1.187.019	457.097	2.358.354	1.369.292
Tributárias	-	-	625.879	586.429
Cíveis	15.759.489	13.216.976	20.049.730	17.690.233
	<u>16.946.508</u>	<u>13.674.073</u>	<u>23.033.963</u>	<u>19.645.954</u>
	<u>17.797.212</u>	<u>14.430.884</u>	<u>24.552.350</u>	<u>20.729.429</u>

Estas provisões tiveram, neste período, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2016	<u>14.430.884</u>	<u>20.729.429</u>
Constituição de provisões	4.570.106	6.762.387
Reversão de provisões	(1.640.399)	(2.514.588)
Atualização Monetária	1.032.635	1.314.434
Baixas	-	(1.087.114)
Pagamentos	(596.014)	(652.198)
Saldo em 31/12/2017	<u>17.797.212</u>	<u>24.552.350</u>

A constituição e a reversão da provisão para contingências foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (Nota 43).

---

## 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.

A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na Controladora, no valor de R\$ 16.596.267 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 13.901.602 em 31 de dezembro de 2016) referente a esses processos.

#### ii. Amazonas GT e Eletrobras

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

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

Em específico a esses contratos de fornecimento de energia no qual a Eletrobras se figura como fiadora, a Companhia mantém a provisão de R\$ 545.928 (R\$ 531.198 em 31 de dezembro de 2016) lastreada no ativo de mesmo montante junto à controlada Amazonas GT.

#### iii. Amazonas Distribuidora e Eletrobras

Processo que discute eventuais atrasos no pagamento pela Amazonas Distribuidora ao Produtores Independente de Energia (PIE) Companhia Energética Manauara S/A. Assim, como a Eletrobras foi incluída no polo passivo, por ter se obrigado como fiadora e devedora principal desse contrato de fornecimento de energia, em 31 de dezembro de 2017 a

Companhia apresenta o montante de R\$ 12.985 (R\$ 12.635 em 31 de dezembro de 2016) provisionados em seu contingenciamento.

#### Consolidado

##### 1) Amazonas Distribuidora

###### i. Atrasos de Pagamentos aos Produtores Independentes de Energia

A Companhia é parte em 18 processos movidos por Produtores Independentes de Energia (PIE), GERA - Geradora de Energia do Amazonas S/A. Breitener Jaraqui S/A, Companhia Energética Manauara S/A e Rio Amazonas Energia S.A., em que se discute os seguintes objetos: a) anulação de multa aplicada pela Companhia em virtude do atraso por parte do PIE na entrada em operação da usina; b) cobrança de diferenças de faturamento da parcela do preço da energia relativa ao fornecimento de combustível usado na operação da usina, trazendo questionamentos acerca da fórmula constante no anexo G; e c) cobrança de diferença de valores decorrentes da extinção da CPMF.

Decorrente de novas movimentações processuais, a Administração reavaliou o prognóstico dos processos em conjunto com assessores jurídicos em 2016. Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia apresenta o montante atualizado de R\$ 1.060.261 (R\$ 965.517 em 31 de dezembro de 2016) provisionados em seu contingenciamento.

###### ii. Contingências tributárias passivas com risco possível

A Companhia possui riscos de natureza tributária relacionados ao PIS/COFINS sobre o reembolso CCC/CDE que não estão provisionados, pois envolve risco de perda classificado pela Administração e seus consultores jurídicos como possível.

A CCC/CDE é um encargo do setor elétrico brasileiro pago por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica, de forma a subsidiar os custos anuais de geração em áreas ainda não integradas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, chamadas de Sistemas Isolados.

Neste contexto, a conta CCC/CDE tem a finalidade de custear as despesas da Amazonas Energia com a aquisição de insumos (combustível líquido e gasoso), aquisição de energia para revenda (Produtores Independentes), entre outros gastos usuais. O valor repassado pela CCC/CDE corresponde ao excedente apurado em relação ao Custo Total de Geração (CTG) e a quantidade gerada valorada pelo preço médio da potência e energia negociado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), cujo montante apurado é reembolsado pela CCC/CDE e contabilizado como recuperação de despesa, não caracterizando-se como uma subvenção e, consequentemente, não é uma receita operacional, não sendo, portanto, base de cálculo do PIS/Pasep e da COFINS, no entendimento da Administração, com base em opinião emitida pelos consultores jurídicos da Companhia.

Embora nenhum passivo tenha sido reconhecido por não ser provável uma saída de recursos, caso as autoridades fiscais imputem a cobrança dos referidos tributos, a Administração da Companhia estima que o risco relativo aos últimos cinco exercícios fiscais totalize R\$ 716.932, considerado apenas o principal, sem multas e outros encargos.

---

## 2) CGTEE

### i. Processo 2-12 0 236/12

Postula o Banco KfW a cobrança das obrigações oriundas dos empréstimos em desfavor da CGTEE, a qual figurava como avalista do referido empréstimo, considerando as amortizações vencidas (contabilizadas as multas contratuais), juros de empréstimo vencidos, juros de mora sobre amortizações vencidas e indenização por danos. A CGTEE não reconhece os avais, havendo, inclusive, ação em trâmite 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 Carta Rogatória de notificação de ação de cobrança do KfW junto ao Tribunal Regional de Frankfurt. A Carta Rogatória tomou o nº 7988/DE (2013/0109413-6) junto ao STJ. Refere-se a cobrança da garantia de 4 (quatro) contratos da Usina Termelétrica Winimport S/A. Já foram realizadas 3 audiências na Alemanha. O Escritório NOER LLP comunicou a sentença condenatória de 20/05/2016 da Eletrobras CGTEE em favor de KfW no valor estimado de EUR 74.330. Apelação interposta em 23/06/2016. As razões da apelação foram apresentadas em 27/09/2016. A etapa seguinte será a manifestação do KfW acerca do recurso. De acordo com o Escritório NOER LLP, a probabilidade de perda é provável e o valor de R\$ 314.469 foi provisionado em 31 de dezembro de 2017.

## 3) 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. 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 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 judiciárias 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 foram deferidas liminares 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\$1.098.566 e outros adicionais de R\$ 109.956 em 31 de dezembro de 2017, 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.

## 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\$ 161.135. Em 31/12/2017, referida Ação Rescisória ainda encontra-se pendente de julgamento.

#### 4) 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 2017 é de R\$ 288.043 (Em dezembro de 2016 foi R\$ 283.428).

##### ii. Ação indenizatória – Sul America Companhia Nacional de Seguros

Trata-se do ressarcimento de valores a Sul América 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 processo passou a ser provisionado no exercício de 2015 por conta da mudança de estimativa de perda, que passou de possível para provável. No exercício de 2016 o processo montava R\$ 237.299. O saldo em 31 de dezembro de 2017 monta a R\$ 240.709.

#### 5) Ceal

O Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas, na qualidade de substituto processual, abonou reclamação trabalhista em favor dos empregados da Companhia, visando o recebimento de supostas diferenças salariais, ocorridas em virtude da implantação do denominado "Plano Bresser" (Decreto-Lei nº 2.335/87). O pedido teve amparo perante a Egrégia Segunda Junta de Conciliação e Julgamento de Maceió-AL, decisão está confirmada pelo Tribunal Regional do Trabalho da 19ª Região, estando a decisão transitado em julgado. Acrescente-se a isso o fato de a União ter ingressado no feito como assistente, o que reforça a defesa da Companhia na busca pela limitação à data base, bem como a decisão datada de 15 de março de 2011, do TRT da 19ª Região, proc. 251900.68.5.19.1989.0002, da Companhia de Abastecimento de Águas e Saneamento de Alagoas – CASAL, que houve a limitação à data base. A Companhia tem constituída provisão para contingências em relação a esse assunto, no montante de R\$ 356.000 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 11.111 em 31 de dezembro de 2016).

#### b) Passivo Contingente:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Trabalhistas	2.331.258	2.273.211	3.813.708	3.901.704
Tributárias	329.851	810.130	12.213.802	10.431.673
Cíveis	9.313.102	6.745.488	38.689.568	43.942.534
	<u>11.974.211</u>	<u>9.828.829</u>	<u>54.717.079</u>	<u>58.275.911</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.

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

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

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

Em 28 de fevereiro de 2018, o Tribunal concedeu o pedido conjunto das partes para uma suspensão de 60 dias do litígio, enquanto as partes tentam resolver o assunto através da mediação. Se um acordo em relação à liquidação não for alcançado antes da expiração da permanência, o argumento oral sobre a moção dos credores para certificação de classe, previamente agendada para 12 de março de 2018, será reprogramado e a descoberta continuará até pelo menos setembro de 2018.

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

Administração da Eletrobras acredita que as reclamações, em si, não criam uma obrigação presente para a Eletrobras em conformidade com o CPC 25/IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (*Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets*). Como o litígio ainda está em *its discovery and class certification stages*, 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 da Eletrobras. O resultado final desses processos judiciais poderá ter um efeito adverso relevante nas demonstrações financeiras da Eletrobras, nos resultados das operações e nos seus fluxos de caixa futuros.

### iii. Aquisição de energia de Belo Monte destinada ao ACL

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

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

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

Em 29 de junho de 2017, ocorreu audiência de exposição do caso em que foi determinado que (i) as partes juntem suas respectivas demonstrações financeiras auditadas, até 07 de

agosto de 2017, indicando onde constam os lançamentos e referências ou notas explicativas relativas ao negócio do objeto arbitragem, (ii) que as partes apresentem pareceres técnicos, até 11 de setembro de 2017, analisando a estrutura de capital do projeto e (iii) que os demais pareceres técnicos sejam apresentados até 11 de setembro de 2017 e que as partes falem sobre os pareceres técnicos e juntem contra pareceres até 10 de novembro de 2017.

Em 07 de agosto de 2017, as partes apresentaram suas demonstrações financeiras, e em 11 de setembro de 2017 apresentaram seus pareceres técnicos.

Em março de 2018 ocorreu nova audiência para oitiva de testemunhas e foi solicitada juntada de documentos, pelos árbitros, o que deverá ocorrer até 28 de março de 2018.

No presente procedimento arbitral, a Eletrobras avalia como possível a probabilidade de que ela venha a perder tal litígio, de forma que nenhuma provisão foi constituída para esse fim.

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\$ 1,9 bilhão na operação de compra e venda desta energia, considerando os valores em 31 de dezembro de 2017. Para tal estimativa foi utilizada como base o custo de capital da Eletrobras, o preço do ACL atualizado pelo IPCA, o preço referência de venda de energia no longo prazo e o percentual de participação no investimento societário da Eletrobras e suas controladas em Belo Monte.

#### iv. Empréstimo Compulsório: conversão dos créditos pelo valor patrimonial

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

O valor da causa inicial em R\$ 2.397.003. Em 31 de dezembro de 2017 o valor atualizado é de R\$ 3.525.049.

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

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

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

## 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 Amazonas Distribuição de Energia e Distribuição Alagoas, tendo atribuído à causa envolvendo a Eletrobras e suas controladas o valor de R\$ 13.523.334 na qual seu valor em contingência em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 17.620.288 (R\$ 23.333.079 em 31 de dezembro de 2016), conforme quadro abaixo:

Empresa	Perdas	Dobra Legal	Contingência 31/12/2017
Eletrobras Amazonas Distribuição de Energia S.A.	4.813.561	9.627.122	12.670.272
Eletrobras Distribuição Alagoas S.A.	1.948.106	3.896.212	4.950.016
Total	6.761.667	13.523.334	17.620.288

A variação deve-se pelas demais distribuidoras serem classificadas em 31 de dezembro de 2017 como ativos mantidos para venda conforme nota explicativa 44.

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 Distribuidora

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

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

Em 2017 a ANEEL através da Resolução Homologatória nº2.202, de 7 de março de 2017, que aprovou o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o ano de 2017, manteve a mesma limitação do reembolso referente ao volume de gás no patamar de

2016. A Companhia ingressou com Pedidos de Reconsideração junto à ANEEL em face das limitações orçamentárias impostas pela ANEEL que estão pendentes de apreciação.

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

O montante envolvido na limitação do reembolso referente ao volume de gás em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 626.478 (R\$ 340.000 reais em 31 de dezembro de 2016).

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

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

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

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

Mediante a referida ação judicial, foi proferida Decisão em Segunda Instância a qual garante a Companhia o integral reembolso dos custos de geração, afastando os efeitos da Resolução 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, a Companhia registrou a provisão de R\$ 100.081 referente ao valor estimado em litígio sobre a diferença do preço do óleo. Em 2017 o preço praticado estava abaixo do preço homologado, não gerando saldos a devolver..

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

As informações referentes às demais contingências prováveis e possíveis e a descrição das demandas judiciais relevantes para a Companhia e suas controladas encontram-se divulgadas nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2017, não tendo ocorrido mudança relevante no período.

### **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.

#### **a) Descomissionamento**

No exercício de 2017, foi realizado um estudo para atualização da estimativa de custos necessária para execução das atividades de descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2. O estudo concluiu por aumentar a mencionada estimativa para R\$ 4.190.415, sendo R\$ 1.923.878 para a Usina Angra 1 e R\$ 2.266.537 para a Usina Angra 2. O valor presente, correspondente, registrado no passivo é de R\$ 1.910.420. Tal estudo foi aprovado pela Diretoria Executiva da Eletronuclear em 07.11.2017 e prevê atualização a cada cinco anos. Conforme estabelecido no Pronunciamento Técnico CPC 25, a estimativa inicial dos custos de descomissionamento, referentes à desmontagem e remoção do item e de restauração dos locais nos quais as instalações estão localizadas, deve ser contabilizada como custo do empreendimento.



b) Constituição do Passivo para Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear Usado

A Diretoria executiva da controlada aprovou, através da resolução datada de 12/08/2015, o Relatório do Grupo de Trabalho, com a revisão das estimativas de Custos de Gerenciamento de Rejeitos Radioativos Operacionais e dos Elementos de Combustível Nuclear Usados ao Final da vida útil das Usinas Angra 1 e Angra 2, para a data base julho 2015. Essa atualização atende ao estabelecido pela Comissão Nacional de Energia Nuclear na Resolução CNEN nº 187, de 15/05/2015.

As estimativas de custos para gerenciamento, em longo prazo, dos rejeitos operacionais de baixo e médio nível de atividade e dos elementos combustíveis usados foram as seguintes:

b.1) Para transporte e disposição final dos rejeitos operacionais de baixa e média atividade, relativos ao volume acumulado até 2020, quando se considera que será iniciada sua transferência para o Repositório Nacional de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Nível de Atividade (RBMN), a ser implantado pela CNEN, responsável legal pela guarda final desses rejeitos, será despendido o montante de R\$ 54.555 milhões (base jul/2015).

b.2) Para armazenagem inicial dos elementos combustíveis, usados até o final da década de 2070, quando se estima ocorrer o término da vida útil de Angra 3 e, portanto, da própria Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (CNAEA), a estimativa está representada pelo valor de R\$ 610,127 milhões (base jul/2015), montante que será despendido para implantação da Instalação para Armazenamento dos Combustíveis Irrradiados (UFC) e respectivo sistema de movimentação dos elementos combustíveis das usinas para essa instalação, cujo projeto encontra-se em andamento e cujo comissionamento deverá ocorrer até 2020.

Nos termos do Pronunciamento Técnico 27 e ICPC 12, do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, a controlada contabilizou no Ativo Imobilizado, em contrapartida ao Passivo Não Circulante, os valores das estimativas aprovadas.

O custo total estimado é descontado a valor presente, com base em taxa que represente o custo de capital da Eletronuclear e registrado no Imobilizado, em contrapartida a obrigação para desmobilização de ativos.

c) Ajuste a valor presente do Descomissionamento, Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear Usado

No cálculo do ajuste a valor presente do passivo para descomissionamento é considerado o custo total estimado para o descomissionamento, descontado a uma taxa que represente o custo de capital da Companhia, desde o final da vida útil econômica de cada usina até a data do balanço.

O mesmo procedimento é efetuado para os rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado, mas o período para o ajuste a valor presente é o início do comissionamento até a data do balanço.

A taxa de desconto atual aprovada para o sistema Eletrobras é de 5,88% ao ano.

O valor do ajuste a valor presente do descomissionamento, rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado, reconhecido no resultado de 2017, é de R\$ 89.051 (R\$ 84.083 em dezembro de 2016).

d) O quadro abaixo resume a posição dos valores correspondentes ao passivo total de desmobilização de ativos:

Descomissionamento				
Usina	31/12/2017		31/12/2016	
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Valor Presente
Angra 1	1.923.878	(634.204)	1.289.674	587.735
Angra 2	2.266.537	(1.645.791)	620.746	288.641
<b>Total</b>	<b>4.190.415</b>	<b>(2.279.995)</b>	<b>1.910.420</b>	<b>876.376</b>

  

Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear usado				
Usina	31/12/2017		31/12/2016	
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Valor Presente
Angra 1	248.137	(39.087)	209.050	196.400
Angra 2	416.545	(65.615)	350.930	329.694
<b>Total</b>	<b>664.682</b>	<b>(104.702)</b>	<b>559.980</b>	<b>526.094</b>

  

Total das Obrigações para Desmobilização de Ativos				
Usina	31/12/2017		31/12/2016	
	Estimativa Total de Custo	Ajuste a Valor Presente	Estimativa a Valor Presente	Valor Presente
Angra 1	2.172.015	(673.291)	1.498.724	784.135
Angra 2	2.683.082	(1.711.406)	971.676	618.335
<b>Total</b>	<b>4.855.097</b>	<b>(2.384.697)</b>	<b>2.470.400</b>	<b>1.402.470</b>

O saldo do passivo para descomissionamento a valor presente, incluídos os rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado em 31 de dezembro de 2017, é de R\$ 2.470.400 (R\$ 1.402.470, em 31 de dezembro de 2016).

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

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

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Aportes da União para Futuro Aumento de Capital	3.364.553	3.060.373
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	246.371	224.097
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	4.159	3.783
UHE de Xingó	11.686	10.629
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.829	1.664
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	10.843	9.863
	<b>3.639.441</b>	<b>3.310.409</b>

**NOTA 33 – CONTRATOS ONEROSOS**

	CONSOLIDADO			SALDO EM 31/12/2017
	SALDO EM 31/12/2016	CONSTITUIÇÕES	REVERSÕES/ COMPENSAÇÃO	
Transmissão				
LT Recife II - Suape II	41.463	8.734	-	50.197
LT Camaçari IV - Sapeaçu	114.501	9.603	-	124.104
Outros	10.521	-	(235)	10.286
	166.485	18.337	(235)	184.587
Geração				
Brasil Ventos S.A.	161.473	-	(161.473)	-
Funil	63.424	74.969	(11.532)	126.861
Coaracy Nunes	370.581	-	(138.529)	232.052
Marimbondo	235.806	-	(235.806)	-
Angra 3	1.350.241	562.862	(524.260)	1.388.843
Estreito	164.755	-	(164.755)	-
Outros	160.785	147.552	(161.453)	146.884
	2.507.065	785.383	(1.397.808)	1.894.640
Distribuição				
Ceal	7.809	-	(7.809)	-
Cepisa	65.382	-	(65.382)	-
Ceron	191.325	167.257	(358.582)	-
Boa Vista	2.223	2.876	(5.099)	-
Amazonas D	812.694	-	(812.694)	-
	1.079.433	170.133	(1.249.566)	-
	3.752.983	973.853	(2.647.609)	2.079.227
Total do Passivo Circulante	1.093.678	180.287	(1.261.917)	12.048
Total do Passivo Não Circulante	2.659.305	803.720	(1.395.846)	2.067.179
TOTAL	3.752.983	984.007	(2.657.763)	2.079.227

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de dezembro de 2017, R\$ 458.332 (R\$ 952.728 em 31 de dezembro de 2016) decorrem de contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei 12.783/13, pelo fato da tarifa determinada apresentar um desequilíbrio em relação aos atuais custos de operação e manutenção. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes do programa de redução de custos e/ou revisão tarifária.

## 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	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Amazonas D	765.072	805.526	843.492	885.666	930.113	1.333.694
CGTEE	224.822	224.822	220.696	220.696	220.695	-
Chesf	288.680	288.470	193.030	193.030	191.410	2.156.240
Chuí IX	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	27.011
Distribuidora Alagoas	746.742	849.345	924.376	902.648	944.759	944.759
Eletrosul	425.925	403.944	401.767	387.287	372.725	3.682.727
Furnas	760.663	814.827	811.459	802.999	686.728	3.785.479
Hermenegildo I	3.941	3.941	3.941	3.941	3.941	102.468
Hermenegildo II	3.435	3.435	3.435	3.435	3.435	89.300
Hermenegildo III	3.061	3.061	3.061	3.061	3.061	79.586
Total	3.223.380	3.398.410	3.406.296	3.403.802	3.357.906	12.201.265

### 34.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Amazonas D	3.389.790	3.552.036	3.701.736	3.868.314	4.042.388	29.211.293
CGTEE	89.946	89.946	89.946	89.946	89.946	89.946
Eletronuclear	11.747	85.188	119.381	-	63.795	8.783.000
Total	3.491.483	3.727.170	3.911.063	3.958.260	4.196.129	38.084.239

A 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	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Amazonas GT	602.736	480.105	342.028	342.028	342.028	1.083.246
CGTEE	474.699	474.699	474.699	474.699	474.699	474.699
Chesf	573.940	573.500	572.390	621.530	623.900	6.677.250
Chuí IX	10.803	10.803	10.803	10.803	10.803	280.888
Eletronorte	28.029	28.029	28.029	28.029	28.029	607.107
Eletronuclear	3.313.446	3.313.446	3.313.446	3.313.446	3.313.446	-
Eletrosul	498.378	406.392	404.157	402.985	402.028	6.189.205
Furnas	2.771.958	1.709.919	1.708.257	1.708.257	1.708.257	26.879.391
Hermenegildo I	36.841	36.841	36.841	36.841	36.841	957.874
Hermenegildo II	36.860	36.860	36.860	36.860	36.860	958.354
Hermenegildo III	30.741	30.741	30.741	30.741	30.741	799.267
Total	8.378.432	7.101.336	6.958.252	7.006.220	7.007.633	44.907.282

### 34.4- Compromissos socioambientais

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Eletronorte	370	370	370	370	-	-
Eletronuclear	49.919	50.190	49.170	47.323	44.226	46.277
Total	50.289	50.560	49.540	47.693	44.226	46.277

## 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.

## Tucuruí

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

### 34.5- Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2019	2020	2021	2022
Chesf	658.464	-	-	-
Eletronuclear	485.235	144.192	2.138	-
Eletrosul	191.585	208.002	100.516	92.083
Total	1.335.284	352.194	102.654	92.083

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	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
CGTEE	29.352	29.352	29.352	29.352	29.352	29.352
Total	29.352	29.352	29.352	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	2019
<b>Eletronorte</b>	
CCBM	19.560
ELM	36.613
CMBM	8.722
<b>Total</b>	<b>64.895</b>

### 34.7.2 - Uso do bem público

Empresas	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Norte Energia S.A	21.700	20.000	14.433	14.433	14.433	185.180
SINOP	1.692.485	1.558.888	1.435.837	1.322.499	1.322.499	12.289.699
<b>Total</b>	<b>1.714.185</b>	<b>1.578.888</b>	<b>1.450.270</b>	<b>1.336.932</b>	<b>1.336.932</b>	<b>12.474.879</b>

### 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	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023
Norte Energia S.A.	106.698	-	-	-	-	-
Complexo Famosa	-	62.010	64.516	66.999	-	-
Teles Pires	39.318	39.629	35.528	31.688	-	-
Novos Negócios	35.299	155.491	225.308	235.201	-	-
Complexo Eólico Baleia	-	71.030	73.900	76.745	-	-
Complexo Eólico Punaú	-	90.197	93.841	97.454	-	-
Holding Brasil Ventos	200.423	83.395	140.592	242.630	-	-
Complexo Eólico Itaguaçu Da Bahia	105.181	126.940	241.416	377.970	-	-
Complexo Eólico Pindaí I	127.250	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí II	38.114	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí III	17.560	-	-	-	-	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	19.956	-	-	-	-	-
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	33.613	-	-	-	-	-
ESBR Participações S.A.	40.400	-	-	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	55.679	-	-	-	-	-
Companhia Energética SINOP S.A.	137.430	-	-	-	-	-
Paraíso	19.975	30.098	-	-	-	-
Leilão Transmissão 004/2014 - Lote A	220.641	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.197.537</b>	<b>658.790</b>	<b>875.101</b>	<b>1.128.687</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## NOTA 35 – PROVISÃO PARA PASSIVO A DESCOBERTO

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia mantém registrado um passivo a descoberto de R\$ 21.656.617 (R\$ 20.160.828 em 31 de dezembro de 2016). A movimentação das empresas que apresentam passivo a descoberto está demonstrada a seguir:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2017
<b>MUTUAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA</b>					
ED Piauí	1.221.736	23.460	-	(1.245.196)	-
ED Roraima	609.313	120	-	(609.433)	-
Amazonas	9.334.631	995	-	2.600.909	11.936.535
ED Acre	264.769	148	-	(264.917)	-
ED Rondonia	1.295.918	(2.375)	-	(1.293.543)	-
CGTEE	2.352.887	(96)	-	1.170.338	3.523.129
Eletronuclear	4.507.800	92.655	-	542.452	5.142.907
ED Alagoas	573.774	17.661	-	462.611	1.054.046
<b>TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO</b>	<b>20.160.828</b>	<b>132.568</b>	<b>-</b>	<b>1.363.221</b>	<b>21.656.617</b>

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2016
<b>MUTUAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA</b>					
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
<b>TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO</b>	<b>7.793.798</b>	<b>189.908</b>	<b>(8.552)</b>	<b>12.185.673</b>	<b>20.160.828</b>

### 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 2017, apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 295.439 (negativo de R\$ 29.965 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 1.715.446 (R\$ 1.252.835 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R\$ 1.054.046 (R\$ 573.774 em 31 de dezembro de 2016) e depende do suporte financeiro da Companhia.

b) Amazonas Distribuidora - 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 2017, capital circulante líquido negativo de R\$ 5.854.170 (R\$ 6.701.443 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 16.540.071 (R\$ 13.939.161 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R\$ 11.936.535 (R\$ 9.334.631 em 31 de dezembro de 2016). Em 1º de julho de 2015, a controlada iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica foram segregadas de sua atividade de distribuição (vide Nota 1).

(\*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

### 35.2 - Empresas de Geração e Transmissão:

(a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da Companhia, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, e a realização de serviços de engenharia correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. A Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW\*, bem como construção da usina Angra 3. A partir de 1º de janeiro de 2013, a energia elétrica gerada pela controlada foi rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional - SIN, de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009. A controlada, em 31 de dezembro de 2017, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 504.766 (R\$ 627.954 em 31 de dezembro de 2016), prejuízos acumulados de R\$ 11.495.803 (R\$ 10.952.863 em 31 de dezembro de 2016) e passivo a descoberto de R\$ 5.147.539 (patrimônio líquido de R\$ 4.511.861 em 31 de dezembro de 2016) e depende do suporte financeiro da Companhia.



(b) Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) – tem por principal objeto social realizar estudos, projetos, construções e operações das instalações dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém concessão de geração para as seguintes usinas termelétricas: Usina Presidente Médici, Fases A e B (que estão desativadas), 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 2017 um capital circulante líquido negativo de R\$ 1.568.186 (R\$ 799.982 negativo em 31 de dezembro de 2016).

A CGTEE apresentou em 31 de dezembro de 2017 um prejuízo acumulado de R\$ 4.261.372, ante um prejuízo acumulado de R\$ 3.090.917 em 31 de dezembro de 2016. O resultado determinou um passivo a descoberto na mesma data de R\$ 3.523.481 (R\$ 2.353.121 em 31 de dezembro de 2016).

### NOTA 36 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
PASSIVO CIRCULANTE				
Folha de Pagamento	1.525	1.279	287.372	198.124
Provisão de férias	29.629	33.005	389.933	469.984
Encargos sobre férias	6.345	7.182	133.196	155.962
Provisão 13º salário	12.118	13.772	15.775	14.516
Encargos sobre 13º salário	4.594	4.778	43.459	5.320
Contribuição Previdenciária	46.952	35.408	48.128	35.408
PID / PREQ	6.799	10.674	101.539	69.624
Outros	-	781	172.558	239.211
	107.962	106.879	1.191.960	1.188.149
PASSIVO NÃO CIRCULANTE*				
Outros	-	-	258.614	147.651
	-	-	258.614	147.651
TOTAL	107.962	106.879	1.450.574	1.335.800

### NOTA 37 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

#### 37.1 - Capital Social

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

O Capital Social está representado por 1.352.634.100 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 31 de dezembro de 2017, conforme a seguir:

31/12/2017								
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1.544	0,00	554.397.196	40,99
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
Banco Clássico	68.750.800	6,32	-	-	-	-	68.750.800	5,08
American Depositary Receipts – ADR's	27.781.555	2,56	-	-	14.470.255	5,45	42.251.810	3,12
Outros	219.819.075	20,22	146.920	100,00	214.011.311	80,63	433.977.306	32,08
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100,00</u>	<u>146.920</u>	<u>100,00</u>	<u>265.436.883</u>	<u>100,00</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>

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

Do total das 493.174.166 ações em poder dos minoritários, 256.655.099, ou seja, 52,04% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 139.011.556 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 117.643.515 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 27.781.555 ações ordinárias e 14.470.255 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts – ADR's* e são negociadas na bolsa de valores de Nova Iorque (NYSE).

### 37.2 - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Compensação de insuficiência de remuneração - CRC	6.779.931	6.779.931
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>13.867.170</u>

### 37.3 - Absorção de prejuízos

Os montantes de cada reserva a serem absorvidas seguem demonstradas na tabela abaixo que representa a proposta da Administração sobre a destinação do resultado de 2017 a ser deliberada na Assembleia Geral Ordinária (AGO), a ser realizada em 28 de abril de 2018.

#### Absorção de prejuízos

Prejuízos Acumulados antes da absorção do prejuízo	(1.763.805)
--	-------------

#### Absorção de reservas

Saldo inicial das reservas de lucros	3.018.680
Realização de outros resultados abrangentes	(4.311)
Resultados de aquisição de investidas	(28.874)
Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	(22.967)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	(10.827)
Realização da reserva estatutária	(1.696.826)
Saldo de Prejuízos Acumulados após absorção das reservas	-

### 37.4 – Reservas de Lucros

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	171.295	171.295
Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976)	50.382	1.747.208
Lucros a Realizar (art. 197 - Lei 6.404/1976)	386.375	386.375
Retenção de Lucros (art. 196 - Lei 6.404/1976)	713.802	713.802
	<u>1.321.854</u>	<u>3.018.680</u>

### 37.5 – Política de distribuição de dividendos

De acordo com o Estatuto Social da Eletrobras, sobre o lucro líquido do exercício:

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

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

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

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

### NOTA 38 – RESULTADO POR AÇÃO

#### (a) Básico

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

31/12/2017				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(1.417.490)	(192)	(346.124)	(1.763.805)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	(1,30)	(1,30)	(1,30)	

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	

#### (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 2017, as 16.009.941 ações ordinárias potenciais dilutivas, referentes ao Empréstimo Compulsório, foram incluídas no cálculo da média ponderada do número de ações preferenciais devido ao efeito dilutivo em 2016 e 2017, conforme apresentado abaixo. Ressaltamos que em 31 de dezembro de 2017 este efeito é anti-dilutivo.

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 39 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>RECEITAS OPERACIONAIS</b>				
<b>Geração</b>				
Suprimento de energia para companhias de distribuição	3.858.319	3.778.654	14.698.137	12.885.622
Suprimento de energia para consumidores finais	-	-	2.554.279	2.945.506
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	1.006.114	927.183
Receita de Operação e Manutenção de Concessões Renovadas	-	-	2.198.347	2.178.699
Receita de Construção de Usinas Renovadas	-	-	52.836	41.316
Efeito Financeiro de Itaipu	626.135	(346.638)	626.135	(346.638)
	<u>4.484.454</u>	<u>3.432.016</u>	<u>21.135.848</u>	<u>18.631.688</u>
<b>Transmissão</b>				
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	3.132.349	2.735.999
Receita de Operação e Manutenção	-	-	265.471	239.691
Receita de Construção	-	-	917.447	1.174.703
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	1.139.816	805.708
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	-	-	4.922.827	28.600.553
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>10.377.910</u>	<u>33.556.654</u>
<b>Distribuição</b>				
Fornecimento/Suprimento de Energia Elétrica	-	-	9.467.631	15.208.202
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	724.961	314.833
Receita de Construção	-	-	782.068	1.165.611
CVA e outros itens financeiros	-	-	1.441.359	(339.405)
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>12.416.019</u>	<u>16.349.241</u>
<b>Outras receitas</b>				
	<u>157.170</u>	<u>59.674</u>	<u>2.060.479</u>	<u>2.450.329</u>
	<u>4.641.624</u>	<u>3.491.690</u>	<u>45.990.256</u>	<u>70.987.912</u>
<b>(-) Deduções à Receita Operacional</b>				
(-) ICMS	-	-	(2.249.541)	(4.000.750)
(-) PASEP e COFINS	(130.356)	(42.345)	(3.724.863)	(3.642.892)
(-) Encargos setoriais	-	-	(1.986.659)	(2.983.323)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(153.169)	(44.944)
	<u>(130.356)</u>	<u>(42.345)</u>	<u>(8.114.232)</u>	<u>(10.671.909)</u>
Receita operacional líquida	<u>4.511.268</u>	<u>3.449.345</u>	<u>37.876.024</u>	<u>60.316.003</u>

Em 2016, a ANEEL homologou a remuneração dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, conforme regras da Resolução Normativa 589 (vide nota 2.1). Conforme a prática seguida pelas companhias de transmissão no Brasil desde a adoção do IFRS/CPCs, consistente com o parágrafo 23 do OCPC 05, a Companhia reconheceu na rubrica de Retorno do Investimento, em 31 de dezembro de 2016 o valor de R\$ 28.600.553 e, em 31 de dezembro de 2017, o valor referente a atualização da remuneração no valor de R\$ 4.922.827.

## NOTA 40 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	4.859.823	18.042.028	-	-
Investimentos em coligadas				
Equivalência patrimonial	911.376	2.252.812	1.032.052	2.944.280
	911.376	2.252.812	1.032.052	2.944.280
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	21.304	1.026	21.304	1.026
Dividendos	39.380	101.510	39.380	101.510
Remuneração dos investimentos em parcerias	773	-	773	-
Rendimentos de capital - ITAIPU	73.453	84.768	73.453	84.768
Outros		(17.537)		(17.537)
	134.910	169.767	134.910	169.767
Alienação de Investimentos	1.525.209	-	1.525.209	-
	7.431.318	20.464.607	2.692.171	3.114.047

## NOTA 41 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Pessoal	496.486	444.482	7.721.938	6.548.572
Material	2.096	2.556	324.082	329.599
Serviços	201.000	408.970	2.884.313	3.485.040
	699.582	856.008	10.930.333	10.363.211

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

As adesões voluntárias ao PAE foram divididas em dois períodos, sendo o primeiro de 22 de maio a 14 de julho de 2017, e o segundo período entre 17 e 31 de julho de 2017. As adesões voluntárias nesses períodos totalizaram 2.097 colaboradores. Os desligamentos foram realizados entre junho e dezembro de 2017.

As despesas com o PAE a) incentivo indenizatório equivalente aos 40% do saldo para fins rescisórios do FGTS mais aviso prévio, e 50% sobre o somatório destes valores para adesões realizadas até 14.07.2017; b) incentivo indenizatório equivalente aos 40% do saldo para fins rescisórios do FGTS mais aviso prévio e 30% sobre o somatório destes valores para adesões realizadas de 17 a 31.07.2017, e c) manutenção da cobertura de assistência à saúde pelo período de 60 meses a contar da data do desligamento do empregado.

## NOTA 42 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Energia comprada para revenda				
Suprimento	-	-	5.357.608	5.714.743
Comercialização na CCEE	435.386	711.399	2.629.653	2.425.240
Proinfa	3.072.874	3.084.640	3.140.816	3.106.129
Outros	403.112	17.980	456.848	17.931
	<u>3.911.372</u>	<u>3.814.019</u>	<u>11.584.925</u>	<u>11.264.043</u>

## NOTA 43 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Garantias	18.444	29.913	18.444	29.913
Contingências	2.934.954	4.418.406	4.398.398	5.992.745
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	520.369	334.383
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	10.582	17.290	10.582	17.290
Passivo a descoberto em Controladas	6.170.792	12.155.108	-	-
Contratos Onerosos	-	-	(1.493.469)	2.194.498
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos	(570.406)	(26.834)	(335.592)	1.479.088
Impairment	(1.852)	(1.852)	640.631	5.537.062
Provisão ANEEL - CCC	-	-	985.573	741.623
Ajuste a Valor de Mercado	(551)	41	(551)	41
TFRH	-	-	517.727	346.328
Risco Hidrológico	-	-	-	(451.340)
Outras	178.471	82.600	484.761	500.951
	<u>8.740.434</u>	<u>16.674.672</u>	<u>5.746.873</u>	<u>16.722.582</u>

### Contratos Onerosos

No período findo em 31 de dezembro de 2017 a Companhia registrou uma reversão de contrato oneroso no valor de R\$ 1.493.469. Este valor deve-se, principalmente, às reversões da Amazonas Distribuidora no valor de R\$ 812.694 e demais distribuidoras no valor de R\$ 86.452, referentes ao encerramento das prestação de serviços públicos das mesmas em julho de 2018.

### Provisão ANEEL – CCC

No período findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia registrou um incremento de provisão ANEEL – CCC de R\$ 985.573. Este valor é referente, principalmente, a controlada Amazonas Distribuidora que reconheceu um valor de R\$ 917.499 (vide nota 11, item b).

### TFRH – Taxa de fiscalização de recusos hídricos

A controlada Eletronorte foi autuada no ano de 2015 referente ao não recolhimento da TFRH sobre os meses de abril a junho de 2015.

A partir do exercício de 2016, em atendimento a Lei nº 8.091/2014, que institui a TFRH, e por entender tratar-se de obrigação legal, a controlada provisiona a TFRH com base na vazão e volume turbinado das usinas hidrelétricas de Tucuruí e Curuá-Una.



No período findo em 31 de dezembro de 2017, a controlada reconheceu um total de R\$ 517.727 referente a atualização e constituição de novas provisões. O montante acumulado de R\$ 1.183.584 (R\$ 665.856 em 31 de dezembro de 2016) está reconhecido na rubrica “Outros” do passivo não circulante.

## NOTA 44 – ATIVOS MANTIDOS PARA VENDA E VENDA DE CONTROLADA

### 44.1 – Alienação de controle acionário de controladas

Em 08 de novembro de 2017 o Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI) aprovou a Resolução nº 20 contendo as condições mínimas e preços para alienação pela Eletrobras das ações representativas da sua participação acionária no capital social das empresas Companhia Energética de Alagoas, Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Amazonas Distribuidora de Energia S.A., Boa Vista Energia S.A. e Centrais Elétricas de Rondônia S.A.

A Eletrobras considerou o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e avaliou que, em 31 de dezembro de 2017, as distribuidoras Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Boa Vista Energia S.A. e Centrais Elétricas de Rondônia S.A atingiram os critérios de classificação como mantidos para venda, entretanto para as distribuidoras Companhia Energética de Alagoas e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. ainda existem condicionantes que ainda não permitem tal classificação.

Esta classificação de ativos mantidos para venda não foi considerada como operação descontinuada, pois a Companhia ainda tem atividades não classificadas como mantidas para venda no segmento de distribuição com as duas distribuidoras citadas acima.

A descrição dos ativos bem como os fatos e circunstâncias que conduziram à alienação esperada estão detalhadamente descritos na nota explicativa 2. A Companhia ressalta que está comprometida com um plano de venda das controladas e que um programa consistente de identificação de compradores já está sendo conduzido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Desta forma, a Companhia espera que a venda seja concluída até 31 de julho de 2018.

Os principais ativos e passivos das controladas classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2017 estão demonstrados a seguir:

	Eletrobras	Cepisa	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Não mantidos para venda e Eliminações	Total dos ativos e passivos mantidos para venda
	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017	31/12/2017
Caixa e equivalentes de caixa	-	11.547	18.532	10.401	5.358	-	45.838
Clientes	-	682.826	284.384	189.610	123.630	-	1.280.450
Financiamentos e empréstimos	1.482.907	-	-	-	-	-	1.482.907
Tributos e contribuições sociais	-	27.401	29.507	9.704	22.893	-	89.505
Direito de Ressarcimento	-	19.562	3.963.217	304.530	289.250	(4.421.820)	154.739
Ativo financeiro	-	854.482	1.198.009	429.813	217.846	-	2.700.150
Ativo Imobilizado	-	85.934	69.526	34.040	26.708	-	216.208
Ativo Intangível	-	49.066	23.390	14.392	5.712	-	92.560
Outros ativos	-	617.906	419.517	104.554	113.584	(1.492.039)	236.478
Total ativos da controlada classificados como mantidos para venda	1.482.907	2.348.724	6.006.082	1.097.044	804.981	(5.913.859)	5.825.879
Fornecedores	-	203.335	3.415.498	519.003	969.416	(548.881)	4.558.371
Empréstimos e financiamentos	-	2.322.825	1.365.157	508.244	312.254	(3.800.527)	707.953
Tributos e contribuições sociais	-	269.221	77.016	225.606	29.021	-	600.864
Provisão para passivo a descoberto em investidas	4.805.946	-	-	-	-	(4.805.946)	-
Provisões de contingências	-	169.613	261.876	122.060	61.252	-	614.801
Contrato Oneroso	-	-	167.257	-	2.876	-	170.133
AFAC	-	346.357	-	77.115	89.975	(513.447)	-
Outros passivos	-	434.648	2.878.215	129.564	121.317	(2.585.196)	978.548
Passivos da controlada associados a ativos classificados como mantidos para venda	4.805.946	3.745.999	8.165.019	1.581.592	1.586.111	(12.253.997)	7.630.670

## 44.2 – Venda de Controlada

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, alienando a totalidade das ações da CELG D pertencentes a Eletrobras para a ENEL BRASIL S/A. A Eletrobras recebeu, nesta data, o valor de R\$ 1.065.266 referente à referida alienação e reconheceu um ganho no resultado do exercício relativo a venda da controlada no montante de R\$ 1.524.687.

## NOTA 45 – COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS

### Chuí Holding S/A

Em 28 de dezembro de 2017, a controlada Eletrosul concluiu a capitalização na Chuí Holding S/A do montante de R\$ 431.913 aportados à título de adiantamento para futuro aumento de capital. A participação acionária passou de 49% para 86,57%, decorrente da diluição da participação do capital. Também na mesma data, a Companhia cedeu em permuta para a Acionista Brave Winds Geradora III S/A o montante de 50.228.188 ações ordinárias, ajustando a contraprestação efetivamente transferida para R\$ 338.608, passando a deter, após a cessão, o controle com 78% do capital da Chuí Holding S/A. A mensuração do valor da participação minoritária se deu pela proporção de participação no valor justo da Companhia.

	<u>28/12/2017</u>
Contraprestação efetivamente transferida (caixa)	338.608
Valor justo da participação acionário mantida antes da combinação de negócios	<u>192.315</u>
	530.923
Valores reconhecidos de ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos	
Caixa e equivalentes de caixa	61.103
Contas a receber	10.892
Impostos a recuperar	595
Outras contas a receber	255
Fundos vinculados	17.062
Intangível	664.997
Imobilizado	17.380
Empréstimos e financiamentos	(327.528)
Contas a pagar de fornecedores	(1.946)
Obrigações fiscais	(2.868)
Outras contas a pagar	<u>(47.463)</u>
Total dos ativos identificáveis líquidos (78%)	<u>392.479</u>
Participação de minoritários (22%)	(86.345)
Ágio (goodwill)	<u>224.789</u>
	<u>530.923</u>

Em 29 de dezembro de 2017, a Companhia integralizou as ações detidas no capital da Chuí Holding S/A no capital social de Santa Vitória do Palmar Holding S/A. A partir desse momento, Chuí Holding S/A passou a ser controlada por Santa Vitória do Palmar Holding S/A.

A combinação de negócios gerou um ágio de R\$ 224.789, registrado no subgrupo investimentos. O ágio representa a diferença entre o valor do negócio (contraprestação transferida = integralização dos AFACs e permuta de ações) e o valor justo dos ativos

identificáveis deduzido do valor justo dos passivos assumidos. O aumento da participação da Eletrosul é consequência do FIP não acompanhar os aportes de recursos necessários para a conclusão dos parques eólicos. A permuta de ações busca a uniformização das participações dos acionistas e preservar direitos acordados entre os mesmos.

### **Santa Vitória do Palmar Holding S/A**

Em 28 de dezembro de 2017, a controlada Eletrosul concluiu a capitalização na Santa Vitória do Palmar Holding S/A do montante de R\$ 37.945, aportados à título de adiantamento para futuro aumento de capital. Com a capitalização, a participação acionária passou de 49% para 53.63%, decorrente da diluição do capital. Também na mesma data, a Companhia recebeu em permuta da Acionista Brave Winds Geradora S/A, o montante de 101.925.081 ações ordinárias, ajustando a contraprestação efetivamente transferida para R\$ 65.528, passando a deter após a cessão, o controle com 78% do capital da Santa Vitória do Palmar Holding S/A.

O aumento da participação da Eletrosul é consequência do FIP não acompanhar os aportes de recursos necessários para a conclusão dos parques eólicos. A permuta de ações busca a uniformização das participações dos acionistas e preservar direitos acordados entre os mesmos.

Em 29 de dezembro de 2017, com a capitalização das ações detidas pelas acionistas, a Chuí Holding passou a ser subsidiária integral de Santa Vitória do Palmar. A mensuração do valor da participação minoritária se deu pela proporção de participação no valor justo da Companhia.

	<u>28/12/2017</u>
Contraprestação efetivamente transferida (caixa)	65.528
Valor justo da participação acionário mantida antes da combinação de negócios	167.045
Compra vantajosa	<u>33.335</u>
	265.908
 Valores reconhecidos de ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos	
Caixa e equivalentes de caixa	145.618
Contas a receber	31.515
Impostos a recuperar	1.780
Outras contas a receber	954
Fundos vinculados	61.634
Imobilizado	1.662.943
Intangível	51.970
Empréstimos e financiamentos	(943.751)
Debêntures	(114.928)
Contas a pagar de fornecedores	(35.708)
Obrigações fiscais	(8.043)
Outras contas a pagar	<u>(116.931)</u>
Total dos ativos identificáveis líquidos (78%)	<u>737.053</u>
 Capitalização das ações detidas em Chuí após a combinação de negócios	(308.993)
Participação de minoritários (22%)	<u>(162.152)</u>
	<u>265.908</u>

A Companhia efetuará a avaliação final da aquisição e eventuais ajustes, se houver, serão contabilizados de forma retrospectiva, conforme prevê o CPC 15 – Combinação de Negócios.

### **Livramento Holding S/A**

Em 28 de dezembro de 2017, a controlada Eletrosul concluiu a capitalização na Livramento Holding S/A do montante de R\$ 221.465, aportados à título de adiantamento para futuro aumento de capital. Com a capitalização, a participação acionária passou de 59% para 73,84%, decorrente da diluição do capital. Também na mesma data, em decorrência do acordo de acionistas, a Companhia recebeu em permuta da Acionista Brasil Energia Renovável – Fundo de Investimento em Participação (FIP), o montante de 20.481.425 ações ordinárias, ajustando a contraprestação efetivamente transferida para R\$ 223.183, passando a deter após a cessão o controle, com 78% do capital da Livramento Holding S/A.

O aumento da participação da Eletrosul é consequência do FIP e ELOS não terem acompanhado os aportes de recursos necessários para a conclusão dos parques eólicos. A permuta de ações busca a uniformização das participações dos acionistas e preservar direitos acordados entre os mesmos. A mensuração do valor da participação minoritária se deu pela proporção de participação no valor justo da Companhia.

	<u>28/12/2017</u>
Contraprestação efetivamente transferida (caixa)	251.493
Valor justo da participação acionário mantida antes da combinação de negócios	<u>(78.256)</u>
	173.237
Valores reconhecidos de ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos	
Caixa e equivalentes de caixa	4.319
Contas a receber	1.809
Impostos a recuperar	2.974
Outras contas a receber	80
Fundos vinculados	3.028
Imobilizado	151.221
Empréstimos e financiamentos	(42.059)
Contas a pagar de fornecedores	(7.233)
Obrigações fiscais	(2.923)
Outras contas a pagar	<u>(69.937)</u>
Total dos ativos identificáveis líquidos (78%)	<u>41.279</u>
Participação de minoritários (22%)	(9.081)
Ágio (goodwill)	<u>215.340</u>
	<u>247.538</u>

A Companhia efetuará a avaliação final da aquisição e eventuais ajustes, se houver, serão contabilizados de forma retrospectiva, conforme prevê o CPC 15 – Combinação de Negócios.

## NOTA 46- INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

### 46.1 - 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	
	31/12/2017	31/12/2016
Total dos empréstimos e financiamentos	45.121.791	45.620.428
(-) Caixa e Equivalente de Caixa e Títulos e valores mobiliários	8.048.472	6.424.881
Dívida Líquida	37.073.319	39.195.547
(+) Total do Patrimônio Líquido	42.752.532	44.064.927
Total do Capital	79.825.851	83.260.474
Índice de Alavancagem Financeira	46%	47%

### 46.2 – 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:

ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	CONTROLADORA		
	Mensuração	31/12/2017	31/12/2016
<b>Empréstimos e Recebíveis</b>		<b>34.692.622</b>	<b>38.310.981</b>
Caixa e equivalentes de caixa		161.326	10.293
Clientes	Custo Amortizado	532.812	431.472
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	31.178.312	35.381.756
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	-	74.527
Ativo Financeiro - Itaipu	Custo Amortizado	2.820.172	2.412.933
<b>Mantidos Até o Vencimento</b>		<b>269.141</b>	<b>245.296</b>
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	269.141	245.296
<b>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>		<b>5.059.957</b>	<b>4.471.954</b>
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	5.059.957	4.471.954
<b>Disponíveis para venda</b>		<b>1.261.234</b>	<b>1.168.935</b>
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.261.234	1.168.935
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>			
<b>Mensurados pelo Custo Amortizado</b>		<b>26.297.584</b>	<b>29.665.828</b>
Fornecedores	Custo Amortizado	514.752	440.976
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	23.652.514	26.319.526
Obrigações de ressarcimento	Custo Amortizado	1.346.660	1.693.309
Passivo Financeiro - Itaipu	Custo Amortizado	783.658	1.212.017
<b>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>		<b>2.175</b>	<b>6.614</b>
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	2.175	6.614

	CONSOLIDADO		
	Mensuração	31/12/2017	31/12/2016
<b>ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>			
<u>Empréstimos e Recebíveis</u>		79.613.681	79.487.465
Caixa e equivalentes de caixa		792.252	495.855
Clientes	Custo Amortizado	5.124.744	6.481.303
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	10.266.851	13.184.244
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	8.076.826	9.164.986
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	16.282.980	13.590.194
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	Custo Amortizado	38.238.015	36.570.883
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A	Custo Amortizado	832.013	-
<u>Mantidos Até o Vencimento</u>		331.588	1.505
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	331.588	1.505
<u>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</u>		7.350.863	5.910.564
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	6.924.632	5.681.791
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	426.231	228.773
<u>Disponíveis para venda</u>		3.950.774	6.283.905
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.418.659	1.357.923
Ativo Financeiro - Distribuição	Valor justo	2.532.115	4.925.982
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>			
<u>Mensurados pelo Custo Amortizado</u>		67.431.966	69.885.305
Fornecedores	Custo Amortizado	18.239.097	19.442.121
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	45.121.791	45.620.428
Debêntures	Custo Amortizado	268.022	201.375
Debêntures (Banco Amazônia)	Custo Amortizado	202.757	-
Obrigações de Ressarcimento	Custo Amortizado	2.455.176	3.384.398
Arrendamento Mercantil	Custo Amortizado	1.077.820	1.169.504
Concessões a Pagar UBP	Custo Amortizado	67.303	67.479
Passivo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado		
<u>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</u>		42.060	50.631
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	39.885	44.017
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	2.175	6.614

#### 46.2.1 - Técnicas de avaliação e informações usadas

- 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. Os ativos financeiros de geração e transmissão e Valores a receber – parcela A são classificados como empréstimos e recebíveis, enquanto o ativo financeiro - Distribuidoras é classificado como mantido para venda.



- d) 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 em *hedge accounting*.
- e) 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.
- f) Investimentos em Participações Societárias: refere-se a investimentos permanentes em outras sociedades.
- g) 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.
- h) 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.
- i) Empréstimos e financiamentos: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva.
- j) 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.
- k) Obrigações de ressarcimento: referem-se aos valores de adiantamentos e tributos (ICMS, PIS e COFINS) a serem devolvidos ao Fundo CCC.
- l) 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; e (ii) são concentrados em títulos de renda fixa, remunerados a taxa de CDI.

#### 46.2.1 – Estimativa de valor justo:

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

CONTROLADORA				
31/12/2017				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
<b>ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Empréstimos e Recebíveis	161.326	31.711.124	2.820.172	34.692.622
Caixa e equivalentes de caixa	161.326	-	-	161.326
Clientes	-	532.812	-	532.812
Empréstimos e financiamentos	-	31.178.312	-	31.178.312
Ativo Financeiro - Itaipu	-	-	2.820.172	2.820.172
Mantidos Até o Vencimento	-	269.141	-	269.141
Títulos e Valores Mobiliários	-	269.141	-	269.141
Disponível para venda	1.261.234	-	-	1.261.234
Investimentos (Participações Societárias)	1.261.234	-	-	1.261.234
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	5.059.957	-	5.059.957
Títulos e Valores Mobiliários	-	5.059.957	-	5.059.957
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Mensurados pelo Custo Amortizado	-	26.297.584	-	26.297.584
Fornecedores	-	514.752	-	514.752
Empréstimos e financiamentos	-	23.652.514	-	23.652.514
Obrigações de ressarcimento	-	1.346.660	-	1.346.660
Passivo Financeiro - Itaipu	-	783.658	-	783.658
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	2.175	-	2.175
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	2.175	-	2.175

	CONTROLADORA			
	31/12/2016			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
<b>ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Empréstimos e Recebíveis	10.293	38.300.688	-	38.310.981
Caixa e equivalentes de caixa	10.293			10.293
Clientes		431.472		431.472
Empréstimos e financiamentos		35.381.756		35.381.756
Direitos de Ressarcimento		74.527		74.527
Ativo Financeiro - Itaipu		2.412.933		2.412.933
Mantidos Até o Vencimento	-	245.296	-	245.296
Títulos e Valores Mobiliários	-	245.296	-	245.296
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	-	4.471.954	-	4.471.954
Títulos e Valores Mobiliários	-	4.471.954	-	4.471.954
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Mensurados pelo Custo Amortizado	-	28.965.246	-	28.965.246
Fornecedores	-	440.976	-	440.976
Empréstimos e financiamentos	-	26.319.526	-	26.319.526
Obrigações de ressarcimento	-	992.727	-	992.727
Passivo Financeiro - Itaipu	-	1.212.017	-	1.212.017
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	6.614	-	6.614
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	6.614	-	6.614

	CONSOLIDADO			
	31/12/2017			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
<b>ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Empréstimos e Recebíveis	-	71.536.855	8.076.826	79.613.681
Caixa e equivalentes de caixa	-	792.252	-	792.252
Clientes	-	5.124.744	-	5.124.744
Empréstimos e financiamentos	-	10.266.851	-	10.266.851
Direitos de Ressarcimento	-	-	8.076.826	8.076.826
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	-	16.282.980	-	16.282.980
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	-	38.238.015	-	38.238.015
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A	-	832.013	-	832.013
Mantidos Até o Vencimento	-	331.588	-	331.588
Títulos e Valores Mobiliários	-	331.588	-	331.588
Disponível para venda	1.418.659	-	-	3.950.774
Investimentos (Participações Societárias)	1.418.659	-	-	1.418.659
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	2.532.115	-	2.532.115
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	7.350.863	-	7.350.863
Títulos e Valores Mobiliários	-	6.924.632	-	6.924.632
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	426.231	-	426.231
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Fornecedores	-	49.192.869	-	49.192.869
Empréstimos e financiamentos	-	45.121.791	-	45.121.791
Debêntures	-	268.022	-	268.022
Debêntures (Banco Amazônia)	-	202.757	-	202.757
Obrigações de Ressarcimento	-	2.455.176	-	2.455.176
Arrendamento Mercantil	-	1.077.820	-	1.077.820
Concessões a Pagar UBP	-	67.303	-	67.303
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	42.060	-	42.060
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	39.885	-	39.885
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	-	2.175	-	2.175

	CONSOLIDADO			
	31/12/2016			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
<b>ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Empréstimos e Recebíveis	679.668	69.826.624	9.164.986	79.671.278
Caixa e equivalentes de caixa	679.668	-	-	679.668
Clientes	-	6.481.303	-	6.481.303
Empréstimos e financiamentos	-	13.184.244	-	13.184.244
Direitos de Ressarcimento	-	-	9.164.986	9.164.986
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	-	13.590.194	-	13.590.194
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	-	36.570.883	-	36.570.883
Mantidos Até o Vencimento	-	246.801	-	246.801
Títulos e Valores Mobiliários	-	246.801	-	246.801
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	-	5.727.185	-	5.727.185
Títulos e Valores Mobiliários	-	5.498.412	-	5.498.412
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	228.773	-	228.773
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>				
Fornecedores	-	69.885.305	-	50.443.184
Empréstimos e financiamentos	-	19.442.121	-	19.442.121
Debêntures (Banco Amazônia)	-	45.620.428	-	45.620.428
Obrigações de Ressarcimento	-	201.375	-	201.375
Arrendamento Mercantil	-	3.384.398	-	3.384.398
Concessões a Pagar UBP	-	1.169.504	-	1.169.504
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	67.479	-	67.479
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	50.631	-	50.631
	-	44.017	-	44.017
	-	6.614	-	6.614

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

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

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

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 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*.

#### 46.3 - 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:

#### 46.3.1 - 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 31/12/2017			Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 <sup>1</sup>	Cenário II (25%) <sup>1</sup>	Cenário III (50%) <sup>1</sup>
Empréstimos obtidos	3.264.872	10.798.237	154.755	(2.506.116)	(5.166.986)
USD Empréstimos concedidos	2.715.075	8.981.468	(130.324)	2.082.463	4.295.249
Ativo financeiro - ITAIPU	615.633	2.036.514	(29.550)	472.191	973.931
Impacto no resultado - USD			(5.119)	48.537	102.194
EURO Empréstimos obtidos	58.012	230.144	3.318	(53.388)	(110.095)
Empréstimos concedidos	57.977	230.127	(3.438)	53.234	109.906
Impacto no resultado - EURO			(120)	(154)	(188)
IENE Empréstimos obtidos	1.102.326	32.408	441	(7.551)	(15.543)
Empréstimos concedidos	4.969.558	146.105	(1.988)	34.041	70.071
Impacto no resultado - IENE			(1.547)	26.491	54.528
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			(6.786)	74.874	156.534

CONSOLIDADO					
Saldo em 31/12/2017			Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 <sup>1</sup>	Cenário II (25%) <sup>1</sup>	Cenário III (50%) <sup>1</sup>
Empréstimos obtidos	3.370.685	11.148.204	159.770	(2.587.338)	(5.334.446)
USD Empréstimos concedidos	2.616.372	8.654.957	(125.586)	2.006.757	4.139.100
Ativo financeiro - ITAIPU	615.633	2.036.514	(29.550)	472.191	973.931
Impacto no resultado - USD			4.634	(108.390)	(221.415)
EURO Empréstimos obtidos	58.012	230.144	3.318	(53.388)	(110.095)
Impacto no resultado - EURO			3.318	(53.388)	(110.095)
IENE Empréstimos obtidos	1.102.326	32.408	441	(7.551)	(15.543)
Impacto no resultado - IENE			441	(7.551)	(15.543)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			8.393	(169.330)	(347.053)

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

	Provável	25%	50%
USD	3,260	4,075	4,890
EURO	3,910	4,888	5,865
IENE	0,029	0,036	0,044

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

			CONTROLADORA		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 <sup>1</sup>	Cenário II (25%) <sup>1</sup>	Cenário III (50%) <sup>1</sup>

			CONSOLIDADO				
			Saldo em 31/12/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2017 <sup>1</sup>	Cenário II (25%) <sup>1</sup>	Cenário III (50%) <sup>1</sup>
USD	Empréstimos obtidos	3.370.685	11.148.204	159.770	2.906.879	5.653.987	
	Empréstimos concedidos	2.616.372	8.654.957	(125.586)	(2.257.929)	(4.390.271)	
	Ativo financeiro - ITAIPU	615.633	2.036.514	(29.550)	(531.291)	(1.033.032)	
	Impacto no resultado - USD			4.634	117.659	230.684	
EURO	Empréstimos obtidos	58.012	230.144	3.318	60.025	116.731	
	Impacto no resultado - EURO			3.318	60.025	116.731	
IENE	Empréstimos obtidos	1.102.326	32.408	441	8.433	16.425	
	Impacto no resultado - IENE			441	8.433	16.425	
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				8.393	186.116	363.840	

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

	Provável	-25%	-50%
USD	3,260	2,445	1,630
EURO	3,910	2,933	1,955
IENE	0,029	0,022	0,015

## 46.3.2 - 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 (46.3.1 (a)) desta nota.

### (a.1) LIBOR

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/12/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2017 <sup>1</sup>	Cenário II (+25%) <sup>1</sup>
					Cenário III (+50%) <sup>1</sup>
LIBOR	Empréstimos obtidos	450.501	1.490.257	(2.746.343)	(3.432.929)
	Derivativo	275.000	909.700	1.676.455	2.095.569
	Total			(1.069.888)	(1.337.360)

		CONSOLIDADO			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/12/2017		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2017 <sup>1</sup>	Cenário II (+25%) <sup>1</sup>
					Cenário III (+50%) <sup>1</sup>
LIBOR	Empréstimos obtidos	556.295	1.840.224	(3.391.285)	(4.239.107)
	Derivativo	275.000	909.700	1.676.455	2.095.569
	Total			(1.714.830)	(2.143.538)

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

	31/12/2017
USD	3,308
LIBOR	n/a

	Provável	25%	50%
USD	3,2600	4,0750	4,8900
LIBOR	1,8700	2,3375	2,8050

## (a.2) Indexadores nacionais

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA		
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Saldo em 31/12/2017	Cenário I - Provável 2017 <sup>1</sup>	Cenário II (+25%) <sup>1</sup>	Cenário III (+50%) <sup>1</sup>
CDI Empréstimos obtidos	5.222.655	(348.351)	(435.439)	(522.527)
Impacto no resultado - CDI		(348.351)	(435.439)	(522.527)
IGPM Empréstimos concedidos	230.880	10.228	12.785	15.342
Impacto no resultado - IGPM		10.228	12.785	15.342
IPCA Empréstimos concedidos	6.394.769	238.525	298.156	357.787
Impacto no resultado - IPCA		238.525	298.156	357.787
SELIC Empréstimos obtidos	615.930	(41.083)	(51.353)	(61.624)
Impacto no resultado - SELIC		(41.083)	(51.353)	(61.624)
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES		(140.681)	(175.851)	(211.021)

		CONSOLIDADO		
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Saldo em 31/12/2017	Cenário I - Provável 2017 <sup>1</sup>	Cenário II (+25%) <sup>1</sup>	Cenário III (+50%) <sup>1</sup>
CDI Empréstimos obtidos	12.159.697	(811.052)	(1.013.815)	(1.216.578)
Impacto no resultado - CDI		(811.052)	(1.013.815)	(1.216.578)
TJLP Empréstimos obtidos	6.809.224	(465.070)	(581.337)	(697.605)
Debêntures emitidas	202.757	(13.848)	(17.310)	(20.772)
Impacto no resultado - TJLP		(478.918)	(598.648)	(718.377)
IGPM Arrendamento Mercantil	1.077.820	(47.747)	(59.684)	(71.621)
Empréstimos concedidos	229.108	10.149	12.687	15.224
Impacto no resultado - IGPM		(37.598)	(46.997)	(56.397)
SELIC Empréstimos obtidos	1.782.785	(118.912)	(148.640)	(178.368)
Impacto no resultado - SELIC		(118.912)	(148.640)	(178.368)
IPCA Empréstimos obtidos	369.100	13.767	17.209	20.651
Debêntures emitidas	268.022	9.997	12.497	14.996
Impacto no resultado - IPCA		23.765	29.706	35.647
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES		(1.422.715)	(1.778.394)	(2.134.073)

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

	Provável	25%	50%
CDI	6,67%	8,34%	10,01%
IPCA	3,73%	4,66%	5,60%
TJLP	6,83%	8,54%	10,25%
IGPM	4,43%	5,54%	6,65%
SELIC	6,67%	8,34%	10,01%

• risco de depreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo em 31/12/2017	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 <sup>1</sup>	Cenário II (-25%) <sup>1</sup>	Cenário III (-50%) <sup>1</sup>
CDI	Empréstimos obtidos	5.222.655	(348.351)	(261.263)	(174.176)
Impacto no resultado - CDI			(348.351)	(261.263)	(174.176)
IPCA	Empréstimos concedidos	6.394.769	238.525	178.894	119.262
Impacto no resultado - IPCA			238.525	178.894	119.262
IGPM	Empréstimos concedidos	230.880	10.228	7.671	5.114
Impacto no resultado - IGPM			10.228	7.671	5.114
SELIC	Empréstimos obtidos	615.930	(41.083)	(30.812)	(20.541)
Impacto no resultado - SELIC			(41.083)	(30.812)	(20.541)
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES			(140.681)	(105.511)	(70.340)

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2017	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2017 <sup>1</sup>	Cenário II (-25%) <sup>1</sup>	Cenário III (-50%) <sup>1</sup>
CDI	Empréstimos obtidos	12.159.697	(811.052)	(608.289)	(405.526)
	Impacto no resultado - CDI		(811.052)	(608.289)	(405.526)
TJLP	Empréstimos obtidos	6.809.224	(465.070)	(348.802)	(232.535)
	Debêntures emitidas	202.757	(13.848)	(10.386)	(6.924)
	Impacto no resultado - TJLP		(478.918)	(359.189)	(239.459)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.077.820	(47.747)	(35.811)	(23.874)
	Empréstimos concedidos	229.108	10.149	7.612	5.075
	Impacto no resultado - IGPM		(37.598)	(28.198)	(18.799)
SELIC	Empréstimos obtidos	1.782.785	(118.912)	(89.184)	(59.456)
	Impacto no resultado - SELIC		(118.912)	(89.184)	(59.456)
IPCA	Empréstimos obtidos	369.100	13.767	10.326	6.884
	Debêntures emitidas	268.022	18.306	13.729	9.153
	Impacto no resultado - IPCA		32.073	24.055	16.037
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(1.414.406)	(1.060.805)	(707.203)

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

	Provável	-25%	-50%
CDI	6,67%	5,00%	3,34%
IPCA	3,73%	2,80%	1,87%
TJLP	6,83%	5,12%	3,42%
IGPM	4,43%	3,32%	2,22%
SELIC	6,67%	5,00%	3,34%

Para reduzir o risco nas exposições do fluxo de caixa da dívida de taxa variável emitida, a Companhia contratou *swaps* de alteração nas taxas de juros e designou como *hedge accounting*. De acordo com os contratos de *swap* de taxa de juros, a Companhia concorda em trocar a diferença entre os valores de taxas de juros prefixadas e pós fixadas calculados a partir do valor notional acordado, mitigando o risco de alteração nas taxas de juros sobre o valor justo da dívida emitida com taxas de juros fixa nas exposições do fluxo de caixa da dívida de taxa variável. 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	
					31/12/2017	31/12/2016
Libor X Pre-tax	03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(1.238)	(2.642)
Libor X Pre-tax	04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(2.567)	(5.437)
Libor X Pre-tax	09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	300	157
Libor X Pre-tax	10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	332	211
Libor X Pre-tax	11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	998	636
Libor X Pre-tax	12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	-	82
Libor X Pre-tax	13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	-	88
Libor X Pre-tax	14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	-	53
Libor X Pre-tax	15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	-	73
Libor X Pre-tax	16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	-	65
Libor X Pre-tax	17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	-	58
Libor X Pre-tax	18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	-	42
	TOTAL	650.000			(2.175)	(6.614)

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no exercício um resultado abrangente negativo de R\$ 6.250 (resultado abrangente positivo de R\$ 11.684 em 31 de dezembro de 2016).

Com a designação dos *swaps* para contabilização de *hedge*, no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia reconheceu R\$ 6.047 como despesas financeiras referentes aos *swaps* (R\$ 14.160 em 31 de dezembro de 2016).

A relação entre as dívidas designadas em relações de *hedge* e os desembolsos futuros dos contratos indexados à *libor*, segue a seguinte distribuição no tempo:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Valor protegido / Desembolsos futuros (%)	31,11%	51,22%	33,11%	0%	0%	0%

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

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

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

Considerando que o prêmio está associado ao preço da *commodity* do alumínio da LME, é possível atribuir o *fair value* destes contratos. O valor da LME fechou o mês de dezembro de 2017 cotado em US\$ 2.087/ton, o que representou uma variação positiva de 21,2% em relação ao valor verificado em dezembro de 2016, quando o preço da commodity alcançou US\$ 1.772/ton.

No mesmo exercício de análise, houve uma apreciação do real em relação ao dólar com a cotação passando de R\$ 3,35 para R\$ 3,15. 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 2017 é de R\$ 197.458 (ganho de R\$ 182.462 em 31 de dezembro de 2016) e está apresentado no resultado financeiro.

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

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

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



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

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

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

<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>Cenário I (+25%) Índices e preços</b>	<b>Cenário II (+50%) Índices e preços</b>
228.773	928.181	1.095.362

#### 46.3.4 - Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade de a 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\$ 1.564.755 ou 28% (R\$ 2.395.918 ou 38% em 31 de dezembro de 2016) do saldo em aberto ao final do exercício de 31 de dezembro de 2017, e tendo como principal característica o alto grau de pulverização por contemplar um volume de vendas significativo a consumidores da classe residencial.

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

As disponibilidades excedentes de caixa são aplicadas em fundos extramercados exclusivos, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, havendo exposição a risco de crédito menor em relação aos demais instrumentos.

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.

#### 46.3.5 - 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 31/12/2017					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	5.016.378	7.177.889	12.163.365	4.965.353	29.322.984
Fornecedores	514.752	-	-	-	514.752
Empréstimos e financiamentos	3.154.966	7.177.889	12.163.365	4.965.353	27.461.572
Obrigações de Ressarcimento	1.346.660	-	-	-	1.346.660
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	2.175	-	-	-	2.175
Instrumentos Financeiros Derivativos	2.175	-	-	-	2.175

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	8.413.214	5.029.265	17.133.821	4.345.535	34.921.834
Fornecedores	440.976	-	-	-	440.976
Empréstimos e financiamentos	6.278.929	5.029.265	17.133.821	4.345.535	32.787.549
Obrigações de Ressarcimento	1.693.309	-	-	-	1.693.309
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.614	-	-	-	6.614
Instrumentos Financeiros Derivativos	6.614	-	-	-	6.614

CONSOLIDADO 31/12/2017					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	19.495.221	16.848.882	20.617.858	22.863.703	79.825.663
Fornecedores	10.443.752	2.681.872	2.504.559	2.608.914	18.239.097
Empréstimos e financiamentos	7.325.949	12.521.043	17.811.981	19.856.515	57.515.487
Debêntures	183.432	287.347	-	-	470.779
Obrigações de Ressarcimento	1.392.542	1.062.634	-	-	2.455.176
Arrendamento Mercantil	145.324	290.648	290.648	351.200	1.077.820
Concessões a Pagar UBP	4.222	5.338	10.670	47.074	67.304
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	2.466	39.594	-	-	42.060
Instrumentos Financeiros Derivativos	2.466	39.594	-	-	42.060

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	13.625.853	79.545.263
Fornecedores	9.659.301	3.518.140	3.487.328	2.777.352	19.442.121
Empréstimos e financiamentos	9.440.941	15.718.925	21.822.739	8.297.782	55.280.386
Debêntures	12.442	10.300	41.200	137.433	201.375
Obrigações de Ressarcimento	1.167.503	152.339	146.051	1.918.505	3.384.398
Arrendamento Mercantil	136.662	139.524	418.571	474.748	1.169.504
Concessões a Pagar UBP	4.142	2.244	41.060	20.033	67.479
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.946	43.685	-	-	50.631
Instrumentos Financeiros Derivativos	6.946	43.685	-	-	50.631

#### 46.4 – 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 Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia - 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 2017 é de R\$ 4.131 (ganho de R\$ 36.252 em 31 de dezembro de 2016) e está apresentado na demonstração do resultado do exercício.

#### 46.4.1 – 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.

	<b>Saldo em 31 de dezembro</b>	<b>Cenário I (-25%) Índices e preços</b>	<b>Cenário II (-50%) Índices e preços</b>	<b>Cenário I (+25%) Índices e preços</b>	<b>Cenário II (+50%) Índices e preços</b>
<b>2017</b>	39.885	19.564	16.231	26.180	29.277

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 47 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

As informações por segmento de negócios, correspondentes a 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, são as seguintes:

	31/12/2017							
	Geração			Transmissão				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	215.936	18.070.002	1.843.804	1.442.175	8.684.129	9.597.517	(1.977.539)	37.876.024
Custos e Despesas Operacionais	(7.772.986)	(11.932.046)	(2.015.008)	(1.288.450)	(3.721.060)	(10.778.137)	1.932.390	(35.575.297)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(7.557.050)	6.137.956	(171.204)	153.725	4.963.069	(1.180.620)	(45.149)	2.300.727
Resultado Financeiro	1.046.195	(1.497.218)	(242.721)	(405.681)	(636.691)	(3.502.329)	45.149	(5.193.296)
Resultado de Participações Societárias	2.692.171	-	-	-	-	-	-	2.692.171
Imposto de renda e contribuição social	(1.081.294)	(188.195)	(41.453)	(47.038)	(671.048)	503.735	-	(1.525.293)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(4.899.978)	4.452.543	(455.378)	(298.994)	3.655.330	(4.179.214)	-	(1.725.691)

	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	15.673.574	1.626.261	1.604.010	31.939.704	11.581.936	(2.286.887)	60.316.003
Custos e Despesas Operacionais	(6.207.466)	(18.142.949)	(2.558.582)	(2.516.547)	(4.830.830)	(15.562.154)	2.343.297	(47.475.231)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(6.030.061)	(2.469.375)	(932.321)	(912.537)	27.108.874	(3.980.218)	56.410	12.840.772
Resultado Financeiro	1.019.617	(1.743.807)	(619.292)	(179.444)	306.918	(2.658.306)	(56.410)	(3.930.724)
Resultado de Participações Societárias	3.114.047	-	-	-	-	-	-	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	(1.963.990)	(3.680.651)	(1.385.996)	(1.259.332)	18.441.769	(6.638.524)	-	3.513.276

\* A Companhia procedeu, em 31 de dezembro de 2016, com a apresentação das linhas de Resultado de Participações Societárias e Custos e Despesas Operacionais, do segmento Administração, de forma líquida de eliminações de receita de equivalência patrimonial e despesa de passivo a descoberto (de subsidiárias nas DFs individuais), respectivamente, para melhor retratar os resultados consolidados da Companhia de acordo com o IFRS 8. O mesmo procedimento foi efetuado de forma consistente para o exercício de 31 de dezembro de 2017.

A coluna de eliminação apresenta os ajustes ocorridos entre os segmentos Companhia, conciliando os saldos divulgados por cada segmento. Os valores acima apresentados estão substancialmente relacionados ao custo de energia comprada para revenda e ao custo de encargos sobre uso da rede elétrica. As eliminações referentes a receitas e despesas com juros são apresentadas na tabela abaixo. Não existem reconciliações provenientes de diferenças de prática contábil.

### Receitas e Despesas de juros por segmento:

	31/12/2017					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	3.406.499	17.797	22.642	-	(2.615.376)	831.562
Despesa de Juros	(2.218.699)	(1.746.362)	(1.195.069)	(3.289.556)	2.692.642	(5.757.044)
Total	1.187.800	(1.728.565)	(1.172.427)	(3.289.556)	77.266	(4.925.482)

	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)

## Receita de consumidores externos por segmento:

31/12/2017				
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	14.698.137	-	-	14.698.137
Fornecimento de Energia Elétrica	2.554.279	-	9.467.631	12.021.910
Energia Elétrica de Curto Prazo	1.006.114	-	724.961	1.731.075
CVA e outros itens financeiros	-	-	1.441.359	1.441.359
Efeito Financeiro de Itaipu	626.135	-	-	626.135
Receita de operação e manutenção	2.198.347	3.397.820	-	5.596.167
Receita de construção	52.836	917.447	782.068	1.752.351
Financeira - Retorno do Investimento	-	1.139.816	-	1.139.816
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	-	4.922.827	-	4.922.827
Total da receita bruta	21.135.848	10.377.910	12.416.019	43.929.777

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	927.183	-	314.833	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	-	805.708	-	805.708
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	-	28.600.553	-	28.600.553
Total da receita bruta	18.631.688	33.556.654	16.349.241	68.537.583

## Receita Intersegmento:

31/12/2017				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	648.617	-	648.617
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	637.414	-	637.414
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	407.879	407.879
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	116.294	116.294
Receita de juros do segmento de geração	713.620	-	-	713.620
Receita de juros do segmento de transmissão	850.747	-	-	850.747
Receita de juros do segmento de distribuição	1.051.009	-	-	1.051.009
Total	2.615.376	1.286.031	524.173	4.425.580

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

Adição a ativos não circulantes por segmento:

31/12/2017					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	94.615	1.977.076	-	-	2.071.691
Intangível	262.194	96.916	-	67.818	426.928
Total	356.809	2.073.992	-	67.818	2.498.619

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

Ativos não circulantes por segmento:

31/12/2017					
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
<u>Ativos não circulantes</u>					
Imobilizado	1.697.310	25.427.101	-	841.426	27.965.837
Intangível	402.739	185.521	83.837	77.665	749.762
Total	2.100.049	25.612.622	83.837	919.091	28.715.599

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



Itens não-caixa por segmento:

	31/12/2017				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	194.022	1.470.334	-	86.948	1.751.303
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(612.425)	18.102	(899.146)	(1.493.469)
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	213.488	1.618.759	(1.107.481)	(84.135)	640.631
Total	407.510	2.476.668	(1.089.379)	(896.333)	898.465

	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

#### NOTA 48 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Companhia é a União que detém 51% das ações ordinárias da Companhia (Vide Nota 37).

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, quando aplicável. 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.

NATUREZA DA OPERAÇÃO		CONTROLADORA					
		31/12/2017			31/12/2016		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Furnas	Empréstimos e financiamentos	3.420.567	-	-	3.873.939	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	54.727	-	-	49.772	-	-
	Dividendo a receber	298.680	-	-	298.680	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	-	-	-	293.670	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	399.474	-	-	517.516
		3.773.974	-	399.474	4.516.062	-	517.516
CHESF	Empréstimos e financiamentos	839.159	-	-	698.716	-	-
	Dividendo a receber	30.471	-	-	-	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	-	-	-	157.278	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	124.440	-	-	28.760
		869.630	-	124.440	855.995	-	28.760
Eletronorte	Empréstimos e financiamentos	2.233.824	-	-	2.758.547	-	-
	Dividendo a receber	1.099.896	-	-	18	-	-
	Outros Ativos	1.515.998	-	-	1.459.757	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	-	-	-	82.409	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	262.327	-	-	205.791
		4.849.718	-	262.327	4.300.731	-	205.791
Eletrorol	Empréstimos e financiamentos	933.787	-	-	2.295.669	-	-
	Dividendo a receber	81.408	-	-	89.755	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	-	-	-	92.697	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	273.358	-	-	257.685
		1.015.195	-	273.358	2.478.121	-	257.685
CGTEE	Empréstimos e financiamentos	3.076.311	-	-	2.672.509	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	781.789	-	-	483.858	-	-
	Dividendo a receber	91.550	-	-	83.273	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	492.354	-	-	392.164
		3.949.650	-	492.354	3.239.639	-	392.164
Eletronuclear	Empréstimos e financiamentos	1.679.790	-	-	1.591.566	-	-
	Outros passivos	-	661.567	-	-	525.977	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	171.944	-	-	177.166
		1.679.790	661.567	171.944	1.591.566	525.977	177.166
ED Alagoas	Empréstimos e financiamentos	1.776.678	-	-	1.457.930	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	180.142	-	-	159.155	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	223.941	-	-	190.526
		1.956.820	-	223.941	1.617.085	-	190.526
ED Piauí	Empréstimos e financiamentos	2.016.396	-	-	1.639.734	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	346.357	-	-	295.402	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	275.884	-	-	213.157
		2.362.752	-	275.884	1.935.136	-	213.157
Amazonas D	Empréstimos e financiamentos	2.595.084	-	-	1.991.981	-	-
	Outros ativos	12.985	-	-	12.635	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	129.189	-	-	117.446	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	451.610	-	-	385.220
		2.737.259	-	451.610	2.122.062	-	385.220
Amazonas Energia - GT	Empréstimos e financiamentos	2.011.696	-	-	1.767.488	-	-
	Outros ativos	545.928	-	-	531.198	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	128.138	-	-	103.721
		2.557.624	-	128.138	2.298.686	-	103.721
ED Rondônia	Empréstimos e financiamentos	1.178.796	-	-	965.389	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	127.527	-	-	115.197
		1.178.796	-	127.527	965.389	-	115.197
Eletrorpar	Dividendo a receber	7.797	-	-	-	-	-
		7.797	-	-	-	-	-
Eletroracre	Empréstimos e financiamentos	442.788	-	-	370.511	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	77.115	-	-	69.462	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	50.243	-	-	47.385
		519.903	-	50.243	439.973	-	47.385
ED Roraima	Empréstimos e financiamentos	190.280	-	-	115.692	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	89.975	-	-	80.089	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	29.976	-	-	9.586
		280.255	-	29.976	195.781	-	9.586
Itaipu	Empréstimos e financiamentos	8.699.591	-	-	10.770.787	-	-
	Dividendo a receber	1.654	-	-	4.314	-	-
	Despesas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	(828.011)	-	-	(1.417.999)
		8.701.245	-	(828.011)	10.775.100	-	(1.417.999)
Poder Público Federal	Obrigações de Ressarcimento (RBNl)	-	-	-	-	700.582	-
		-	-	-	-	700.582	-
Poder Público Federal - BNDES	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	615.927	-	-	3.306.546	-
		-	615.927	-	-	3.306.546	-
Poder Público Federal - Banco do Brasil	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	3.213.942	-	-	1.033.411	-
		-	3.213.942	-	-	1.033.411	-
Poder Público Federal - Caixa Econômica federal	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	2.008.713	-	-	3.621.415	-
		-	2.008.713	-	-	3.621.415	-
Poder Público Federal - Reserva Global de Reversão	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	6.753.140	-	-	6.647.839	-
		-	6.753.140	-	-	6.647.839	-
Tesouro Nacional	Obrigações de ressarcimento - Itaipu	-	2.598.348	-	-	2.705.947	-
		-	2.598.348	-	-	2.705.947	-

NATUREZA DA OPERAÇÃO		CONTROLADORA					
		31/12/2017			31/12/2016		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Eletros	Contribuições a pagar - patrocinador	-	28.830	-	-	31.059	-
	Provisões	-	578.666	-	-	394.035	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(34.265)	-	-	(33.156)
	Taxas	-	-	(3.462)	-	-	(2.644)
		-	607.496	(37.726)	-	425.094	(35.800)
CEEE- GT	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	-	-	-	15.039	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	85
		-	-	-	15.039	-	85
Energisa MT	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	264.723	-	-
	Dividendo a receber	3.039	-	-	396	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	10.333	-	-	29.002
		3.039	-	10.333	265.119	-	29.002
EMAE	Dividendo a receber	12.753	-	-	6.213	-	-
		12.753	-	-	6.213	-	-
CTEEP	Empréstimos e financiamentos	111	-	-	154	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNl)	-	-	-	39.114	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	10	-	-	17
		111	-	10	39.268	-	17
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	132.001	-	-	217.676	-	-
	Dividendo a receber	30.962	-	-	25.506	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	6.036	-	-	20.359
		162.963	-	6.036	243.182	-	20.359
Lajeado Energia	Dividendo a receber	55.896	-	-	9.692	-	-
		55.896	-	-	9.692	-	-
CEB Lajeado	Dividendo a receber	9.800	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	-	-	-	672
		9.800	-	-	-	-	672
Paulista Lajeado	Dividendo a receber	2.666	-	-	1.210	-	-
		2.666	-	-	1.210	-	-
CEEE- D	Empréstimos e financiamentos	20.222	-	-	24.368	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	1.521	-	-	1.854
		20.222	-	1.521	24.368	-	1.854

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Poder Público Federal	Cientes	22.673	-	-	2.245	-	-
	Outros Ativos	3.300	-	-	1.991	-	-
	Fornecedores (BR Distribuidora)	-	5.108.628	-	-	5.937.476	-
	Obrigações de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	-	700.582	-
	Outras receitas	-	-	124.444	-	-	51.403
		25.973	5.108.628	124.444	4.236	6.638.058	51.403
Poder Público Federal - BNDES	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	8.738.156	-	-	10.647.232	-
		-	8.738.156	-	-	10.647.232	-
Poder Público Federal - Banco da Amazônia	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	566.038	-	-	647.787	-
		-	566.038	-	-	647.787	-
Poder Público Federal - Banco do Brasil	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	5.184.096	-	-	3.108.658	-
		-	5.184.096	-	-	3.108.658	-
Poder Público Federal - Caixa Econômica federal	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	9.320.284	-	-	10.432.241	-
		-	9.320.284	-	-	10.432.241	-
Poder Público Federal - FIDC	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	666.401	-	-	-	-
		-	666.401	-	-	-	-
Poder Público Federal - Reserva Global de Reversão	Empréstimos e Financiamentos a Pagar	-	7.420.021	-	-	6.647.839	-
		-	7.420.021	-	-	6.647.839	-
Tesouro Nacional	Obrigações de ressarcimento - Itaipu	-	2.598.348	-	-	2.705.947	-
		-	2.598.348	-	-	2.705.947	-
Norte Brasil Transmissora	Cientes	-	-	-	203	-	-
	Outros ativos	122	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	992	-	-	1.538	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	1.098	-	-	1.035
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(12.067)	-	-	(14.267)
		122	992	(10.969)	203	1.538	(13.232)
ETAU	Outras contas a receber	40	-	-	10	-	-
	JCP / Dividendos a receber	3.163	-	-	5.616	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.001	-	-	928
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(37)	-	-	(43)
		3.203	-	964	5.626	-	885
ESBR	Cientes	14.846	-	-	9.487	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	734.400	-	-	535.200	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	17.630	-
	Energia comprada para revenda	-	19.660	-	-	17.206	-
	Receita de prestação de serviço	-	-	54.824	-	-	-
	Despesa Energia comprada	-	-	(402.578)	-	-	(399.299)
	Receita de uso de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	48.206
	Outras Receitas	-	-	3.677	-	-	7.369
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(15.484)
		749.246	19.660	(344.077)	544.687	34.836	(359.208)
Costa Oeste	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	300	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(9)	-	-	(12)
		-	-	(9)	300	-	(12)
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.626	-	-	2.736
	Outras receitas	-	-	90	-	-	83
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(67)	-	-	(82)
		-	-	3.649	-	-	2.737
Marumbi	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	880	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	961	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(19)	-	-	(23)
		-	-	(19)	1.841	-	(23)
TDG	Contas a receber	231	-	-	225	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	101.000	-	-	101.000	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	115	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.715	-	-	2.688
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.155)	-	-	(1.432)
		101.231	-	1.560	101.225	115	1.256

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
NATUREZA DA OPERAÇÃO		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Manaus Transmissão	Dividendos / JCP a receber	1.993	-	-	3.934	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	415	-	-	415	-	-
	Outros ativos	1.067	-	-	1.067	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	1.994	-
	Outros passivos	-	597	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(15.387)	-	-	(1.679)
		3.475	597	(15.387)	5.416	1.994	(1.679)
Madeira Energia	Outras contas a receber	358.084	-	-	359.959	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	5.693	-	-	55.759
	Outras despesas	-	-	(220.105)	-	-	-
	Despesas Financeiras	-	-	(7.568)	-	-	-
		358.084	-	(221.980)	359.959	-	55.759
IE Madeira	Dividendos / JCP a receber	20.737	-	-	30.630	-	-
	Fornecedores	-	1.327	-	-	1.547	-
	Contas a pagar	-	411	-	-	335	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	513	-	-	199
	Outras despesas (receitas)	-	-	(3.621)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(41.016)	-	-	(51.903)
		20.737	1.738	(44.124)	30.630	1.882	(51.704)
Manaus Construção	Dividendos / JCP a receber	9.229	-	-	9.178	-	-
		9.229	-	-	9.178	-	-
STN	Contas a receber	309	-	-	304	-	-
	Dividendos / JCP a receber	7.839	-	-	8.974	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	842	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.690	-	-	3.503
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(8.267)	-	-	(9.887)
		8.148	-	(4.577)	9.278	842	(6.384)
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	Dividendos / JCP a receber	1.241	-	-	1.172	-	-
	Clientes	-	-	-	548	-	-
	Outros ativos	371	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	1.577	-
	Outros passivos	-	397	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	4.916	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	4.154
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(6.300)
	Despesa Energia comprada	-	-	(123.710)	-	-	-
		-	-	(11.501)	-	-	(7.719)
		1.612	397	(130.295)	1.720	1.577	(9.865)
EAPSA - Energética Águas da Pedra S.A.	Clientes	317	-	-	190	-	-
	Dividendos / JCP a receber	4.675	-	-	4.743	-	-
	Outros ativos	193	-	-	-	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	2.124	-	-	197
		5.185	-	2.124	4.933	-	197
Sete Gameleiras	Clientes	15	-	-	9	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.290	-	-	293	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	66	-	-	-
		1.305	-	66	302	-	-
S. Pedro do Lago	Clientes	15	-	-	9	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	31	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.290	-	-	341	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	66	-	-	341
		1.305	-	66	381	-	341
Pedra Branca	Clientes	15	-	-	9	-	-
	Contas a Receber	33	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	2.035	-	-	757	-	-
		2.083	-	-	766	-	-
Brasventos Miassaba	Clientes	177	-	-	89	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.312	-	-	-	-	-
	Outros ativos	93	-	-	75	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	17	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2.045	-	-	1.415
		1.582	-	2.062	164	-	1.415
Brasventos Eolo	Clientes	151	-	-	76	-	-
	Dividendos / JCP a receber	73	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	316	-	-
	Outros ativos	80	-	-	64	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	16	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1.747	-	-	666
	Outras receitas	-	-	-	-	-	540
		304	-	1.763	456	-	1.206
Enerpeixe	Clientes	590	-	-	285	-	-
	Dividendos / JCP a receber	15.878	-	-	26.446	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	27	-	-	379
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	4.053	-	-	2.475
		16.468	-	4.080	26.731	-	2.854
Transleste	Dividendos / JCP a receber	1.250	-	-	282	-	-
	Fornecedores	-	122	-	-	179	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.376)	-	-	(1.544)
		1.250	122	(1.376)	282	179	(1.544)

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
NATUREZA DA OPERAÇÃO		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Transudeste	Clientes	16	-	-	15	-	-
	Outras Contas a receber	15	-	-	14	-	-
	Dividendos / JCP a receber	979	-	-	1.256	-	-
	Fornecedores	-	75	-	-	111	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	180	-	-	169
	Outras Receitas	-	-	193	-	-	182
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(854)	-	-	(976)
		1.010	75	(481)	1.285	111	(625)
Transirape	Dividendos / JCP a receber	1.413	-	-	678	-	-
	Fornecedores	-	73	-	-	111	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(851)	-	-	(885)
		1.413	73	(851)	678	111	(885)
Centroeste	Outras Contas a Receber	66	-	-	62	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.154	-	-	59	-	-
	Fornecedores	-	40	-	-	58	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	855	-	-	894
	Outras receitas	-	-	103	-	-	97
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(578)	-	-	(672)
		1.220	40	380	121	58	319
Baguari	Clientes	50	-	-	23	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	315	-	-	316	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	348	-	-	212
		365	-	348	339	-	212
Retiro Baixo	Dividendos / JCP a receber	2.535	-	-	2.107	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.225	-	-	1.225	-	-
		3.760	-	-	3.332	-	-
Serra Facão Energia	Outras contas a Receber	101	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	80	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	190	-	-	142
	Receita de venda de energia	-	-	2.901	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(20)
		101	-	3.091	80	-	122
Chapecoense	Outras Contas a receber	740	-	-	740	-	-
	Dividendos / JCP a receber	25.674	-	-	24.625	-	-
		26.414	-	-	25.365	-	-
INAMBARI	Outras receitas (despesas)	-	-	41	-	-	34
		-	-	41	-	-	34
Transenergia Renovável	Dividendos / JCP a receber	6.851	-	-	14.762	-	-
	Fornecedores	-	45	-	-	64	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(644)	-	-	(723)
	Outras Despesas	-	-	(43.686)	-	-	(1)
		6.851	45	(44.330)	14.762	64	(724)
MGE Transmissão	Clientes	16	-	-	16	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	161	-	-
	Dividendos / JCP a receber	7.576	-	-	6.547	-	-
	Fornecedores	-	84	-	-	113	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	1.679
	Outras receitas	-	-	194	-	-	183
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.176)	-	-	(1.393)
	Outras Despesas	-	-	(161)	-	-	(6)
		7.592	84	(1.143)	6.724	113	463
Goiás Transmissão	Outras contas a receber	-	-	-	254	-	-
	Dividendos / JCP a receber	22.030	-	-	17.936	-	-
	Fornecedores	-	138	-	-	192	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	35	-	-	3.258
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.963)	-	-	(2.340)
	Outras despesas	-	-	(54.640)	-	-	(9)
		22.030	138	(56.568)	18.190	192	909
Trans. São Paulo	Dividendos / JCP a receber	848	-	-	2.557	-	-
	Fornecedores	-	37	-	-	39	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	40	-	-	1.701
	Outras receitas	-	-	-	-	-	198
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(305)	-	-	(336)
		848	37	(265)	2.557	39	1.563
Caldas Novas	Clientes	16	-	-	15	-	-
	Outras contas a receber	38	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	3.626	-	-	1.038	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	721	-	-	891
	Outras receitas	-	-	187	-	-	175
		3.680	-	(30)	1.053	-	(36)
IE Garanhuns	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	9.891	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	529	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	482	-	-	445
		-	-	482	9.891	529	445
Luziânia Niquelândia Transmissora	Fornecedores	-	10	-	-	16	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	361	-	-	616
	Outras receitas	-	-	85	-	-	80
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(154)	-	-	(197)
		-	10	292	-	16	499

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
NATUREZA DA OPERAÇÃO		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	87.394	-	-
	Fornecedores	-	6	-	-	11	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	980	-	-	812
	Outras Receitas	-	-	33	-	-	41
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(106)	-	-	(131)
		-	6	907	87.394	11	722
Norte Energia (Belo Monte)	Clientes	5.326	-	-	3.965	-	-
	Outros ativos	8.959	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	3.954	-	-	-	-	-
	Outros Passivos	-	1.030	-	-	-	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	69.073	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	11.639	-	-	-
	Receita de uso da rede elétrica	-	-	25.796	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	57.119
		18.239	1.030	106.508	3.965	-	57.119
AETE	Outros ativos	190	-	-	191	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	175	-
	Outros passivos	-	109	-	-	-	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	2.544	-	-	2.533
	Receita Financeira	-	-	325	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.793)	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	2.124
		190	109	1.076	191	175	4.657
Brasnorte	Outros ativos	-	-	-	855	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	99	-
	Outros passivos	-	61	-	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(1.177)
	Receita de prestação de serviços	-	-	159	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(999)	-	-	-
		-	61	(840)	855	99	(1.177)
TME - Transmissora Matogrossense de Energia	Clientes	-	-	-	22	-	-
	Outros ativos	11	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	239	-
	Outros passivos	-	179	-	-	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	794	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(21)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.084)	-	-	-
		11	179	(1.290)	22	239	(21)
Transnorte	Clientes	-	-	-	66	-	-
	Outros ativos	57	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	36	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	681	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(333)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(241)	-	-	-
		57	-	440	66	36	(333)
CTEEP	Empréstimos e financiamentos	111	-	-	154	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	1.630	-	-
	Outros ativos	-	-	-	641	-	-
	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	39.114	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	10	-	-	17
		111	-	10	41.539	-	17
EMAE	Dividendos / JCP a receber	12.753	-	-	6.213	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(227)
		12.753	-	-	6.213	-	(227)
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Outras contas a receber	11	-	-	11	-	-
	Fornecedores	-	(68)	-	-	-	-
	Outras contas a pagar	-	(27)	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	198
	Outras Despesas	-	-	(41.161)	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.422)	-	-	-
		11	(95)	(42.583)	11	-	198
CEPEL	Despesas Operacionais	-	-	(3.376)	-	-	(12.670)
		-	-	(3.376)	-	-	(12.670)
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Dividendos / JCP a receber	7.093	-	-	-	-	-
	AFAC	2.082	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	405	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	667
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(3.479)	-	-	(527)
		9.175	405	(3.479)	-	-	140
Fronteira Oeste (FOTE)	Outras Contas a Receber	90	-	-	1.822	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	37.467	-	-	16.144	-	-
	Receitas de prestação de serviço	-	-	596	-	-	777
	Outras Receitas	-	-	51	-	-	15
		37.557	-	647	17.966	-	792
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Clientes	95	-	-	12	-	-
	Outras contas a receber	337	-	-	389	-	-
	Fornecedores	-	28	-	-	7	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.322	-	-	760
	Outras receitas	-	-	307	-	-	515
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(236)	-	-	(53)
		432	28	1.393	401	7	1.222
MATA DE SANTA GENEBRA	Dividendos / JCP a receber	3.251	-	-	-	-	-
		3.251	-	-	-	-	-



		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Lagoa Azul Transmissora	Dividendos / JCP a receber	249	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	10	-	-	27	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	24	-	-	368
	Outras receitas	-	-	-	-	-	106
	Encargos de Uso da Rede	-	-	(153)	-	-	(53)
		249	10	(129)	-	27	421
Itaguaçu da Bahia Energias Renováveis	Adiantamento para futuro aumento de capital	72.814	-	-	67.130	-	-
	Outras Provisões	-	633	-	-	-	-
		72.814	633	-	67.130	-	-
Belo Monte Transmissora SPE S.A.	Outras Contas a Receber	553	-	-	553	-	-
	Fornecedores	-	1.019	-	-	-	-
	Outros Ativos	-	-	-	584	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.882	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.019)	-	-	-
	Despesas Financeiras	-	-	(961)	-	-	(288)
		553	1.019	902	1.137	-	(288)
Itaipu	Empréstimos e financiamentos	8.699.591	-	-	10.770.787	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.654	-	-	4.314	-	1.952
	Despesas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	(828.011)	-	-	(1.417.999)
		8.701.245	-	(828.011)	10.775.100	-	(1.416.047)
Santo Antônio Energia	Clientes	33.525	-	-	12.289	-	-
	Outras contas a receber	682	-	-	748	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	17	-	-	3.240
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	116.086	-	-	60.653
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	26.747
	Receita Venda de Energia Elétrica	-	-	76.373	-	-	72.051
	Outras Despesas	-	-	(211)	-	-	(723)
		34.207	-	192.265	13.037	-	161.968
Eletros	Contribuições a pagar - patrocinador	-	28.830	-	-	31.059	-
	Provisões	-	578.666	-	-	394.035	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(34.265)	-	-	(33.156)
	Taxas	-	-	(3.462)	-	-	(2.644)
		-	607.496	(37.726)	-	425.094	(35.800)
CEEE- GT	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	15.039	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	85
		-	-	-	15.039	-	85
Energisa MT	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	264.723	-	-
	Dividendos / JCP a receber	3.039	-	-	396	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	10.333	-	-	29.002
		3.039	-	10.333	265.119	-	29.002
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	132.001	-	-	217.676	-	-
	Dividendos / JCP a receber	30.962	-	-	25.506	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	6.036	-	-	20.359
		162.963	-	6.036	243.182	-	20.359
Lajeado Energia	Dividendos / JCP a receber	55.896	-	-	9.692	-	-
		55.896	-	-	9.692	-	-
CEB Lajeado	Dividendos / JCP a receber	9.800	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	672
		9.800	-	-	-	-	672
Paulista Lajeado	Dividendos / JCP a receber	2.666	-	-	1.210	-	-
		2.666	-	-	1.210	-	-
CEEE- D	Empréstimos e financiamentos	20.222	-	-	24.368	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	1.521	-	-	1.854
		20.222	-	1.521	24.368	-	1.854
CELG Geração e Transmissão -	Direitos de Ressarcimento (RBNI)	-	-	-	6.809	-	-
		-	-	-	6.809	-	-
Foz do Chapecó	Clientes	923	-	-	456	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	123	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	197	-	-	258
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	8.473	-	-	5.209
		923	-	8.670	579	-	5.467
Tijoa Participações e Investimentos S.A.	Clientes	1.023	-	-	385	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.508	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	8.036	-	-	4.319
	Outras receitas	-	-	104	-	-	-
		1.023	-	9.648	385	-	4.319
CSE Centro de Soluções Estratégicas S.A.	Outras contas a receber	144	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	144	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	272	-	-	-
		144	-	416	-	-	-
Empresa de Energia São Manoel S.A.	Outras contas a receber	15	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.052	-	-	5.874
	Outras despesas	-	-	(277.832)	-	-	-
		15	-	(274.780)	-	-	5.874
Energia Olímpica S.A.	Dividendos / JCP a receber	428	-	-	-	-	-
		428	-	-	-	-	-
Teles Pires Participações	Despesas Financeiras	-	-	-	-	-	(851)
	Outras Despesas	-	-	156.027	-	-	-
		-	-	156.027	-	-	(851)

		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Cia Hidrel Teles Pires	Cientes	6.972	-	-	4.560	-	-
	Fornecedores	-	11.422	-	-	(531)	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	6.704	-
	Energia Comprada para Revenda	-	111.578	-	-	7.685	(128.858)
	Receita de venda de energia elétrica	-	-	5.205	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	52.789	-	-	36.105
	Outras receitas	-	-	5.205	-	-	-
		6.972	123.000	63.199	4.560	13.858	(92.753)
Vamcruz Participações S.A.	Dividendos / JCP a receber	1.382	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	9.800	-	-	43.099	-	-
		11.182	-	-	43.099	-	-
Rei dos Ventos	Outros ativos	82	-	-	-	-	-
	Receita de prestação de serviços	-	-	16	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	700	-	-	1
		82	-	716	-	-	1
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Cientes	156	-	-	78	-	-
	Dividendos / JCP a receber	364	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1.096	-	-	685
		520	-	1.096	78	-	685
CHAPADA DO PIAUÍ I S.A.	Contas a receber	-	-	-	21	-	-
	Outros ativos	-	-	-	492	-	-
		-	-	-	513	-	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	9.442	-	-
		-	-	-	9.442	-	-
Chapada do Piauí II Holding S.A.	Cientes	-	-	-	29	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	35.213	-	-
		-	-	-	35.242	-	-
BARAÚNAS I	Cientes	13	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	26	-	-	26	-	-
		39	-	-	26	-	-
Baraúnas II	Energia comprada para revenda	-	-	(6.625)	-	-	-
		-	-	(6.625)	-	-	-
MUSSAMBÊ	Dividendos / JCP a receber	143	-	-	143	-	-
		143	-	-	143	-	-
MORRO BRANCO I	Dividendos / JCP a receber	62	-	-	62	-	-
		62	-	-	62	-	-
Brasil Ventos Energia S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	(4.797)	-	-	-	-	-
		(4.797)	-	-	-	-	-
Centrais Eolica Famosa I S.A.	Outras Despesas	-	582	-	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	53	-	-	-
		-	582	53	-	-	-
Centrais Eolica Pau Brasil S.A.	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	328	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(226)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	388	-	-	-
		-	-	490	-	-	-
Centrais Eolica São Paulo S.A.	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	383	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(143)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	453	-	-	-
		-	-	693	-	-	-
Centrais Eolica Rosada S.A.	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	661	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(515)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	776	-	-	-
		-	-	922	-	-	-
Punaú I Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(3.730)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	679	-	-	-
		-	-	(3.051)	-	-	-
Camaúba I Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(3.281)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	622	-	-	-
		-	-	(2.659)	-	-	-
Camaúba II Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(2.352)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	509	-	-	-
		-	-	(1.843)	-	-	-
Camaúba III Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(2.375)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	452	-	-	-
		-	-	(1.923)	-	-	-
Camaúba V Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(3.232)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	679	-	-	-
		-	-	(2.553)	-	-	-
Cervantes I Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(2.386)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	452	-	-	-
		-	-	(1.934)	-	-	-
Cervantes II Eólica S.A.	Outras Despesas	-	-	(1.837)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	339	-	-	-
		-	-	(1.498)	-	-	-

NATUREZA DA OPERAÇÃO		CONSOLIDADO					
		31/12/2017			31/12/2016		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Bom Jesus Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	49	-	-	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(143)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	509	-	-	-
		49	-	366	-	-	-
Cachoeira Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	49	-	-	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(469)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	340	-	-	-
		49	-	(129)	-	-	-
Pitimbu Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	49	-	-	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(889)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	509	-	-	-
		49	-	(380)	-	-	-
São Caetano Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	49	-	-	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(227)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	713	-	-	-
		49	-	486	-	-	-
São Caetano I Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	49	-	-	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(111)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	509	-	-	-
		49	-	398	-	-	-
São Galvão Eólica S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	74	-	-	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(394)	-	-	-
	Outras Receitas	-	-	623	-	-	-
		74	-	229	-	-	-
Banda de Couro	Clientes	12	-	-	-	-	-
	Energia comprada para revenda	-	-	(8.102)	-	-	-
		12	-	(8.102)	-	-	-
Eólica Ibirapuitã S.A.	Outros ativos	25	-	-	-	-	-
		25	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos V	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.910	-	-	-	-	-
	Outras Provisões	-	12.996	-	-	-	-
		4.910	12.996	-	-	-	-
Energia dos Ventos VI	Adiantamento para futuro aumento de capital	7.249	-	-	-	-	-
	Outras Provisões	-	17.936	-	-	-	-
		7.249	17.936	-	-	-	-
Energia dos Ventos VII	Adiantamento para futuro aumento de capital	7.249	-	-	-	-	-
	Outras Provisões	-	18.201	-	-	-	-
		7.249	18.201	-	-	-	-
Energia dos Ventos VIII	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.910	-	-	-	-	-
	Outras Provisões	-	12.680	-	-	-	-
		4.910	12.680	-	-	-	-
Energia dos Ventos IX	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.910	-	-	-	-	-
	Outras Provisões	-	12.929	-	-	-	-
		4.910	12.929	-	-	-	-

## NOTA 49 - REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	5.445	6.282	37.692	40.228
Salários e encargos sociais	1.818	1.764	7.907	8.006
Outros	2.115	848	5.085	4.045
	<u>9.378</u>	<u>8.893</u>	<u>50.685</u>	<u>52.279</u>

As rescisões decorrentes do Plano de demissão voluntária de empregados que ocupam cargo na Diretoria Executiva foram registradas em despesa de pessoal (Vide nota 41).

## NOTA 50 - EVENTOS SUBSEQUENTES

### 50.1 Aportes de capital nas sociedades investidas da controlada Eletrosul

SPE	Evento	Valor
Fronteira Oeste	AFAC	2.550
Paraíso	AFAC	65
		<u>2.615</u>

### 50.2 Resolução número 20 do Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI)

Em 08 de novembro de 2017 o Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI) aprovou a Resolução nº 20 que lista as condições mínimas e preços para alienação pela Eletrobras das ações representativas da sua participação acionária no capital social das empresas Companhia Energética de Alagoas, Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Amazonas Distribuidora de Energia S.A., Boa Vista Energia S.A. e Centrais Elétricas de Rondônia S.A.

Em 8 de fevereiro de 2018 a 170ª Assembleia Geral Extraordinária avaliou a modelagem de privatização prevista na resolução nº20 do CPPI e aprovou a venda das ações das distribuidoras e assunção dos direitos e obrigações pela Eletrobras da CCC e CDE. Maior detalhamento destas aprovações está demonstrado na nota explicativa 2.

### 50.3 Alienação de parte das ações da coligada Energisa Mato Grosso S.A ("Energisa MT").

Em 15 de janeiro de 2018 o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a alienação de parte das ações na coligada Energisa MT através da OPA - Oferta Pública voluntária para Aquisição de ações ordinárias e preferenciais.

A Eletrobras fará adesão à OPA para alienar o equivalente a cerca de 55,42% das ações ordinárias e 69,14% das ações preferenciais, permitindo o recebimento de R\$ 276.181 pela venda.

Em 2 de fevereiro de 2018 a Eletrobras realizou outra alienação de parte de suas ações preferenciais na coligada Energisa MT permitindo que a Companhia receba R\$ 88.503 pela venda.

#### 50.4 Despacho ANEEL 129

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") no uso de suas atribuições regimentais decidiu através do Despacho Nº 149, de 22 de Janeiro de 2018, dar provimento parcial ao pedido de efeito suspensivo interposto pela Eletrobras, em face do Despacho nº 2.504/2017, no sentido de suspender o item "i" do Despacho nº 2.504/2017, que determinou à Eletrobras o ressarcimento ao fundo da Conta de Consumo de Combustíveis ("CCC") do valor de R\$ 2.906.095.463,51, no prazo de até 90 dias a partir da publicação do novo Despacho.

Desta forma, a Aneel avaliou ser adequada a concessão do efeito suspensivo requerido, até que a referida agência reguladora possa tomar a decisão final administrativa.

A avaliação é cabível somente no montante financeiro que a Eletrobras deve ressarcir ao fundo da Conta de Consumo de Combustíveis, posto que, a suspensão dos desembolsos dos Contratos de Confissão de Dívidas – CCD's celebrados entre a Eletrobras e a Amazonas Energia teve efeito imediato pelo Despacho nº 2.504/2017.

#### 50.5 Acordo entre a Eletrobras e a Eletropaulo

Em 9 de março de 2018 o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou os termos e condições, bem como a celebração pela Companhia, de um acordo com a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Eletropaulo"), visando encerrar a disputa judicial (processo nº 001002119.1989.8.19.0001 – "Processo Judicial") mencionada na nota explicativa 8.1.

A Companhia esclarece ainda que entendia ser devido o valor de R\$ 2.793.932 excluídos os valores referentes ao honorário de sucumbência, sendo R\$ 350.399 já reconhecidos no Ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos.

Desse montante, foram deduzidos os valores de R\$ 553.000 referente à mora acumulada e R\$ 583.000 referentes ao novo cálculo pericial, o qual atualizou o valor do laudo anterior segundo cláusulas contratuais (10% a.a. +1% a.a. de taxa de fiscalizacao - juros simples), obtendo um resultado parcial de R\$ 1.658.000 pelo cálculo pericial.

Foi iniciado o processo de mediação junto à Câmara FGV de Mediação e Arbitragem na cidade do Rio de Janeiro, oportunidade na qual se estabeleceram as regras procedimentais do citado processo, dentre as quais ficou convencionado entre as partes a contratação de um assessor financeiro independente para calcular o valor do débito segundo os parâmetros financeiros e legais sustentados pelas partes no processo judicial (incluindo a perícia), bem como avaliar os custos de oportunidade para cada uma das empresas.

Nesse sentido, embasadas nos estudos realizados no âmbito do Acordo, as partes acordaram que a Eletropaulo se compromete a desembolsar R\$ 1.400.000 em favor da

Eletrobras, com a finalidade de quitar o débito oriundo do Processo Judicial, objeto da ação de cobrança, ora em fase de liquidação, da seguinte forma:

- Pagamento de R\$ 250.000 a ser realizado após o trânsito em julgado da homologação judicial do Acordo;
- Pagamento de 3 parcelas anuais de R\$ 300.000 cada, sendo a primeira parcela paga 12 meses após o trânsito em julgado da homologação judicial do Acordo;
- Pagamento de R\$ 250.000 a ser realizado 48 meses após o trânsito em julgado da homologação judicial do Acordo;
- Todos os pagamentos serão atualizados por CDI + 1%, até a efetiva data do pagamento de cada parcela, contados a partir do dia 1 de fevereiro de 2018.

A data base considerada para apuração dos valores foi 31 de janeiro de 2018.

A Eletropaulo compromete-se também a liquidar, o valor de R\$ 100.000 em relação aos honorários de sucumbência aos advogados, também apurados com data base em 31 de janeiro de 2018, sendo:

- Pagamento de 50% a ser realizado após o trânsito em julgado da: (a) homologação judicial do Acordo; e (b) homologação judicial da transação com os advogados relativa à sucumbência; o que ocorrer por último;
- Pagamento do saldo remanescente ao final de 60 meses a contar do pagamento da primeira parcela acima, contados a partir do dia 1 de fevereiro de 2018.
- Os pagamentos serão atualizados por CDI + 1%, na efetiva data do pagamento de cada parcela.

Os efeitos supracitados se enquadram como evento subsequente não modificativos, ainda assim a Companhia, com a celebração do acordo irá contabilizar uma receita líquida no valor de R\$ 643.528.

## 50.6 Alienação de SPEs

Em 23 de fevereiro de 2018 o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a alienação das participações societárias da Eletrobras em Sociedades de Propósito Específico ("SPEs") detidas pelas subsidiárias - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco ("Chesf"), Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas"), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. ("Eletronorte") e Eletrosul Centrais Elétricas S.A. ("Eletrosul") e da Eólica Mangue Seco 2 Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A detida pela Eletrobras Holding.

Esta operação se dará em formato de leilão previsto para ser realizado em 7 de junho de 2018, composto por 70 (setenta) SPEs, abaixo relacionada:

SPes Geração Eólica	Participação	SPes Transmissão	Participação
Eólica Serra das Vacas Holding S.A. (EOL Serra das Vacas I a IV)	49,00%	Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A. (AETE)	49,00%
Chapada do Piauí I Holding S.A. (EOL Santa Joana IX a XVI)	49,00%	Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (BRASNORTE)	49,71%
Chapada do Piauí II Holding S.A. (EOL Santa Joana I, III, IV, V, VII e Santo Augusto IV)	49,00%	Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A. (CENTROESTE)	49,00%
Vam Cruz I Participações S.A. (EOL Caiçara I e II e Junco I e II)	49,00%	Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A (ETAU)	27,42%
Pedra Branca S.A.	49,00%	Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A. (LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA)	49,00%
São Pedro do Lago S.A.	49,00%	Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (TME)	49,00%
Sete Gameleiras S.A.	49,00%	Companhia Transirapé de Transmissão (TRANSIRAPÉ)	24,50%
Baraúnas I Energética S.A.	49,00%	Companhia Transleste de Transmissão (TRANSLESTE)	24,00%
Mussambê Energética S.A.	49,00%	Companhia Transudeste de Transmissão (TRANSUDESTE)	25,00%
Morro Branco I Energética S.A.	1,50%	Uirapuru Transmissora de Energia S/A (UIRAPURU)	75,00%
Baraúnas II Energética S.A.	1,70%	Manaus Transmissora de Energia S.A. (MANAUS TR)	49,50%
Banda de Couro Energética S.A.	49,00%		
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	49,00%		
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	49,00%		
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	49,00%		
Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. (EOL Mangue Seco 2)	49,00%		
Santa Vitória do Palmar Holding S.A. (EOL Verace I a X) e Chuí Holding S.A. (EOL Chuí I, II, IV e V e Minuano I e II)	78,00%		
Eólica Hermenegildo I S.A.	99,99%		
Eólica Hermenegildo II S.A.	99,99%		
Eólica Hermenegildo III S.A.	99,99%		
Eólica Chuí IX S.A.	99,99%		

A operação acima mencionada representa uma das etapas previstas no Plano Diretor de Negócios e Gestão ("PDNG") 2018/2022 da Companhia e tem por objetivo promover a quitação de dívidas destas subsidiárias junto à Eletrobras, permitindo a redução de sua alavancagem financeira e melhora no indicador Dívida Líquida/EBITDA.

## 50.7 Desverticalização da Amazonas Distribuidora de Energia S.A - Resolução Autorizativa 6.883 da ANEEL

Em 27 de fevereiro de 2018, através da resolução autorizativa 6.883 a ANEEL alterou os §§ 1º e 2º do artigo 3º, e os artigos 4º, 8º e 9º da Resolução Autorizativa nº 4.244 de 16 de julho de 2013, que versa sobre a desverticalização da Amazonas Distribuidora de Energia S.A., mediante versões dos ativos e passivos das atividades de geração e transmissão para a Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A., conforme abaixo:

1. A anuência à segregação de atividades da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. ("Amazonas Distribuidora") mediante contribuição dos ativos associados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica ao capital da Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. ("Amazonas GT"), assim como as transferências de outorgas da Usina Balbina e das Usinas térmicas Aparecida, Mauá, Cidade Nova, Flores, São José e Electron passou a ter como data final para implementação da operação em 30 de abril de 2018.
2. As concessionárias e a controladora terão prazo de 30 (trinta) dias, a contar da data da implementação da segregação, para enviar à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL, os documentos comprobatórios da formalização das operações de que trata o caput da Resolução Autorizativa nº 4.244.
3. A Amazonas Energia e a Amazonas GT deverão entregar à Aneel, em até 30 (trinta) dias, a contar da data da implementação da segregação, o diagrama societário do grupo econômico da empresa.



4. Deverá ser aprovado o Termo de Dação em Pagamento das ações da Amazonas GT, da Amazonas Distribuidora, a ser pactuado com a Eletrobras, para liquidação de dívidas da distribuidora com a Eletrobras.
5. O Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Geração de Energia Elétrica nº 001/2010 deverá ser aprovado e assinado pela Amazonas GT e a Eletrobras no prazo de até 60 (sessenta) dias a contar da data em que a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira ("SFF") entender cumpridas as obrigações estabelecidas nos §§ 1º, 2º e 3º do art. 3º da referida Resolução.
6. Em decorrência da desverticalização a Amazonas Energia e a Amazonas GT deverão celebrar contratos de compra e venda de energia e/ou aditar contratos existentes de modo a preservar o atual nível de contratação da Amazonas Distribuidora de Energia S.A., e submetê-los à aprovação da ANEEL.

Em complemento, os colegiados da Amazonas GT, Amazonas Distribuidora e Eletrobras deliberaram, no dia 01 de março de 2018, pela desverticalização da Amazonas Energia, a qual está condicionada à finalização da negociação do contrato de gás junto à Petrobras Distribuidora S.A.

#### 50.8 Ativos mantidos para venda

Em março de 2018 a distribuidora Companhia Energética de Alagoas entrou em acordo com o Sindicato dos Urbanitários de Alagoas para o pagamento das diferenças salariais decorrentes do Plano Bresser (maiores detalhes na nota explicativa 30).

Considerando a deliberação acima no âmbito do CPC 31 – Ativos mantidos para venda, a Eletrobras avaliou que a Companhia Energética de Alagoas atingiu os critérios de classificação como mantido para venda em data posterior a data-base destas demonstrações financeiras e assim foi classificada como evento subsequente que não origina ajuste.

#### 50.9 Resolução número 30 do Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI)

Em 19 de março de 2018 o Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI) aprovou a Resolução nº 30 que trata do processo de desestatização da Eletrobras, recomendando à Presidência da República a determinação das responsabilidades e competências do BNDES, da Eletrobras e do MME neste processo. Esta resolução também altera a Resolução nº 13 de 23 de agosto de 2017.

**Wilson Ferreira Júnior**  
*Presidente*

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

**Antônio Varejão de Godoy**  
*Diretor de Geração*

**Lucia Maria Martins Casasanta**  
*Diretora de Conformidade*

**José Antônio Muniz Lopes**  
*Diretor de Transmissão*

**Luiz Henrique Hamann**  
*Diretor de Distribuição*

**Rodrigo Vilella Ruiz**  
*Contador*  
CRC-DF 088488/9 O