



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

Notas explicativas às demonstrações financeiras dos exercícios findos em
31 de dezembro de 2018 e de 2017
(Em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (“Eletrobras”, “Sistema Eletrobras” ou “Companhia”) é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF - Setor Comercial Norte, Quadra 6, Conjunto A, Bloco A – Ed. Venâncio 3000, Asa Norte, registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM e na *Securities and Exchange Commission* – SEC, com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (B3 S.A. – Brasil, Bolsa Balcão) – 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 também exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto em doze 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 - ELETROSUL;
- Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR;
- Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE;
- Eólica Hermenegildo I S.A – Hermenegildo I (a) (c);
- Eólica Hermenegildo II S.A – Hermenegildo II (a) (c);
- Eólica Hermenegildo III S.A – Hermenegildo III (a) (c);
- Santa Vitória do Palmar Holding S.A. - Santa Vitória do Palmar (b) (c);
- Companhia Eólica Chuí IX S.A.(a) (c); e
- Uirapuru Transmissora de Energia S.A. (a) (c).

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

- Companhia Energética de Alagoas – Ceal (c) (d);
- Amazonas Distribuidora de Energia S.A. – Amazonas Distribuidora (c) (e).

(a) Empresas adquiridas por meio de transação com controladas. Vide nota 14.

(b) Empresa adquirida em 29 de dezembro de 2017.

(c) Os ativos e passivos destas empresas foram classificados como Ativos Mantidos para Venda, vide nota 46.

(d) Empresa leiloadada em 10 de dezembro de 2018. A transferência do controle acionário ocorreu em 18 de março de 2019, maiores detalhes nas notas 47 e 49.4. Esta controlada também está sendo apresentada como parte das operações descontinuadas.

(e) Empresa leiloadada em 28 de dezembro de 2018, maiores detalhes na nota 46. Esta controlada também está sendo apresentada como parte das operações descontinuadas.

Durante o exercício de 2018 a Companhia transferiu o controle acionário das controladas do segmento de distribuição elencadas a seguir (vide maiores detalhes da alienação na nota explicativa nº 47):

- Boa Vista Energia S.A. – Boa Vista;
- Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre;
- Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron; e
- Companhia Energética do Piauí – Cepisa.

A Companhia ainda detém o controle acionário da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Adicionalmente, detém participações acionárias na Itaipu Binacional – Itaipu (em regime de controle conjunto nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai), na Inambari Geração de Energia S.A. e na 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 14).

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 atua 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 27 de março de 2019.

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

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, controladas em conjunto e coligadas, possui 60,268 GW* de capacidade instalada em empreendimentos de geração, 67,528mil km* de linhas de transmissão.

A Companhia detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

I – Concessões e Autorizações de Geração

Eólicas	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
Casa Nova I (3)	BA	180,0	2043
Mussambê	BA	32,9	2049
Banda de Couro	BA	32,9	2049
Baraúnas I	BA	32,9	2049
Casa Nova III	BA	24,0	2049
Nsa Sra de Fátima (3)(7)	CE	30,0	2047
Coxilha Seca	RS	30,0	2049
Morro Branco I	BA	32,9	2049
Cerro Chato I	RS	30,0	2045
Cerro Chato II	RS	30,0	2045
Cerro Chato III	RS	30,0	2045
Santa Joana XI	PI	29,6	2049
Santa Joana XIII	PI	29,6	2049
Santa Joana X	PI	29,6	2049
Santa Joana IX	PI	29,6	2049
Santa Joana III	PI	29,6	2049
Santa Joana XVI	PI	28,9	2049
Santa Joana XII	PI	28,9	2049
Santa Joana XV	PI	28,9	2049
Santa Joana V	PI	28,9	2049
Santo Augusto IV	PI	28,9	2049
Santa Joana IV	PI	28,9	2049
Santa Joana I	PI	28,9	2049
Casa Nova II	BA	28,2	2049
Santa Joana VII	PI	27,2	2049
Jandaia (3)(7)	CE	27,0	2047
Caiçara I	RN	27,0	2047
Baraúnas II	BA	25,9	2049
Ibirapuitã	RS	25,2	2047
Jandaia I (3)(7)	CE	24,0	2047
Junco I	RN	24,0	2047
Junco II	RN	24,0	2047
Cerro Chato IV	RS	10,0	2047
Serra das Vacas I	PE	23,9	2049
Serra das Vacas II	PE	22,3	2049
Serra das Vacas IV	PE	22,3	2049
Serra das Vacas III	PE	22,2	2049

Eólicas	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
São Januário (3)(7)	CE	21,0	2047
São Clemente (7)	CE	21,0	2047
Caçara II	RN	18,0	2047
Coqueirinho 2 (3)	BA	16,0	2049
Tamanduá Mirim 2 (3)	BA	16,0	2049
Cerro Chato V	RS	12,0	2047
Cerro Chato VI	RS	24,0	2047
Angical 2 (3)	BA	10,0	2049
Caititú 2 (3)	BA	10,0	2049
Carcará (3)	BA	10,0	2049
Corrupião 3 (3)	BA	10,0	2049
Caititú 3 (3)	BA	10,0	2049
Papagaio (3)	BA	10,0	2049
Capão do Inglês	RS	10,0	2049
Teiú 2 (3)	BA	8,0	2049
Galpões	RS	8,0	2049
Cerro dos Trindades	RS	8,0	2047
Acauã Energia (3)	BA	6,0	2049
Arapapá Energia (3)	BA	4,0	2049

Hidráulicas	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
UHE Belo Monte (3)	PA	11.233,0	2045
UHE Tucuruí	PA	8.535,0	2024
UHE Jirau	RO	3.750,0	2043
UHE Santo Antônio (Mesa)	RO	3.568,3	2043
UHE Xingó	SE	3.162,0	2042
UHE Paulo Afonso IV	BA	2.462,4	2042
UHE Itumbiara	MS	2.082,0	2020
UHE Teles Pires	MT	1.820,0	2046
UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	BA	1.479,6	2042
UHE Marimbondo	SP/MG	1.440,0	2047
UHE Serra da Mesa	TO	1.275,0	2039
UHE Furnas	MG	1.216,0	2045
UHE Sobradinho	BA	1.050,3	2022
UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP/MG	1.050,0	2045
UHE Foz do Chapecó	URU	855,0	2036
UHE Três Irmãos	SP	807,5	2044
UHE Paulo Afonso III	BA	794,2	2042
UHE São Manoel	PA	700,0	2049
UHE Peixe Angical	TO	498,8	2036

Hidráulicas	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476,0	2023
UHE Paulo Afonso II	BA	443,0	2042
UHE Sinop (3)	MT	408,0	2049
UHE Apolônio Sales (Moxotó)	BA	400,0	2042
UHE Corumbá I	GO	375,0	2044
UHE Aparecida	AM	283,0	2020
UHE Porto Colômbia	SP/MG	320,0	2047
UHE Simplício	MG	305,7	2041
UHE Dardanelos	MT	261,0	2042
UHE Balbina	AM	250,0	2027
UHE Boa Esperança (Castelo Branco)	PI	237,3	2042
UHE Samuel	RO	216,8	2029
UHE Funil	RJ	216,0	2045
UHE Serra do Facão	GO	212,6	2036
UHE Manso	MT	210,0	2035
UHE Paulo Afonso I	BA	180,0	2042
UHE Baguari	MG	140,0	2041
UHE Retiro Baixo	MG	82,0	2041
UHE Coaracy Nunes	AP	78,0	2042
UHE Passo São João	RS	77,0	2041
UHE Batalha	MG/GO	52,5	2041
UHE São Domingos	MS	48,0	2037
UHE Curuá-Una	PA	30,3	2038
UHE Funil	BA	30,0	2042
UHE Anta	RJ	28,0	2041
UHE Pedra	BA	20,0	2042
PCH Santo Cristo (2)	SC	20,0	2042
PCH João Borges	SC	19,0	2035
PCH Coxilha Rica (2)	SC	18,0	2042
PCH Barra do Rio Chapéu	SC	15,2	2034
UHE Curemas	PB	3,5	2024

Nucleares	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
Angra III (3)	RJ	1.405,0	-
Angra II	RJ	1.350,0	2041
Angra I	RJ	640,0	2024

Solar Fotovoltaica	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
Megawatt Solar	SC	0,9	-

Termelétricas	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
UTE Mauá 3	AM	590,7	2044
UTE Santa Cruz (1)	RJ	500,0	2015
UTE Candiota III (Fase C)(4)	RS	350,0	2041
UTE Mauá - Bloco 4	AM	150,0	2020
UTE Mauá	PR	178,0	2042
UTE Electron	AM	121,0	2020
UTE Flores	AM	95,4	2019
UTE Senador Arnon Afonso Farias	RR	86,0	2019
UTE Iranduba	AM	50,0	2020
UTE Campos (Roberto Silveira)	RJ	30,0	2027
UTE Santana (5)	AP	24,0	2024
UTE Serra do Navio	AP	23,3	2037
UTE Araguaia (6)	MT	23,1	2019
UTE Codojás (8)	AM	5,5	-
UTE Anori (8)	AM	4,6	-
UTE Anamã (8)	AM	2,2	-
UTE Caapiranga (8)	AM	2,2	-

(1) Solicitada à ANELL prorrogação da concessão nos termos do requerimento, onde a concessão segue vigente.

(2) Início de construção e operação indefinida em função de parecer negativo do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional;

(3) Empreendimentos ainda em implantação;

(4) Classificação com ativo mantido pra venda, vide nota 46;

(5) Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.956 de 17 de abril de 2018 - DOU 23 de abril de 2018 - altera a Potência Instalada da UTE Santana para 24 MW;

(6) Descontratação da usina em sua totalidade, autorizada pela Portaria MME Nº331 de 14 de agosto de 2018;

(7) A controlada Furnas detém 100% de participação na Brasil Ventos e esta é acionista majoritária das Eólicas do Complexo Fortim; e

(8) Usinas registradas, por isso não possuem data de término de autorização.

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

Através da portaria nº 488/2018 do MME foram declaradas extintas as concessões das usinas termelétricas de Nutepa, Presidente Médici (Fases A e B) e São Jerônimo outorgadas a CGTEE.

II - Concessão de Transmissão de Energia Elétrica

Contrato	Nome	Linhas em (KM) (*)	Localidade	Prazo (anos)	Vencimento
061/2001	LT Diversos Empreendimentos	18.964,7	PE /CE /SE /BA /AL /PI /MA /PB /RN	41	2042
062/2001	Diversos Empreendimentos próprios alcançados pela lei 12783/2013	18.816,9	RJ/SP/PR/MG/GO/TO/DF/ES/MT	30	2043
057/2001	38 Subestações de transmissão e linhas de transmissão em 525 Kv, 230 kv, 138kv e 69 kv	9.513,3	-	30	2042
015/2009	LT Coletora Porto Velho / Araraquara II, em 600 KV	2.375,0	RO /SP	30	2039
013/2009	SPE IE Madeira (Lote D)	2.375,0	RO/SP	30	2039
014/2014	SPE Belo Monte Transmissora	2.092,0	PA/TO/GO/MG	30	2044
001/2014	SPE Mata de Sta. Genebra Transmissora (3)	1.732,0	SP/PR	30	2044
007/2013	SPE Paranaíba Transmissora	953,4	BA/MG/GO	30	2043
-	LT Ibiúna - Batéias	664,0	-	28	2031
009/2009	SPE Transenergia Renovável	570,1	MS/GO	30	2039
010/2008	LT Oriximiná - Silves - Lechunga (AM), em 500 kv	559,0	PA /AM	30	2038
005/2004	LT Teresina II - Sobral - Fortaleza, em 500 KV	546,0	PI /CE	30	2034
002/2005	LT Ivaiporã - Londrina (2)	476,0	PR	30	2035
004/2004	LT Salto Santiago - Ivaiporã - Cascavel Oeste	371,9	PR	30	2034
010/2005	LT Campos Novos - Blumenau C2	357,8	SC	30	2035
004/2013	SPE Triângulo Mineiro Transmissora	296,5	SP/MG	30	2043
008/2010	SPE MGE Transmissão S.A.	260,0	MG/ES	30	2040
005/2009	SE Missões - 230/69 kv (150 MVA)	257,4	-	30	2036
005/2006	LT Campos Novos - Pólo 525kv	257,4	SC,RS	30	2036
005/2009	SPE Goiás Transmissão	254,0	GO	30	2040
022/2011	LT Garanhuns - Pau Ferro, em 500 kv	239,0	AL/PE/PB	30	2041
004/2008	LT P. Médici - Santa Cruz 1 230kv	237,4	RS	30	2038
002/2011	SE Foz do Chapeco	231,3	SC	30	2041
022/2011	LT Luis Gonzaga - Garanhuns, em 500 kv	224,0	AL/PE/PB	30	2041
005/2007	LT Funil - Itapebi, C3 (3)	223,0	-	30	2037
007/2005	LT Milagres - Tauá - 230 kv, C1	208,1	CE	30	2035
008/2011	LT Ceará-Mirim II - Campina Grande III, em 500 kv	192,0	RN/PB	30	2041
022/2011	LT Garanhuns - Campina Grande III, em 500 KV	190,0	AL/PE/PB	30	2041
028/2009	SPE Transenergia Goiás	189,0	GO	30	2039
012/2007	LT Picos - Tauá II - 230 kv, C1	183,2	PI /CE	30	2037
003/2009	LT Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2	180,0	MG	30	2039
014/2013	SPE Vale do S. Bartolomeu Transmissora	161,5	DF	30	2043
014/2008	LT 230 kv Eunápolis - Teixeira de Freitas II, C1 (3)	145,0	BA	30	2038
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II - 230 kv, C2 (3)	145,0	PE /PB /AL /RN	30	2039
-	LT Eletrodo de Terra - Ibiuna	134,0	SP	60	2025
012/2007	LT Paraíso - Açú II - 230 kv, C2	132,8	PI /CE /RN	30	2037
019/2010	LT Paraíso - Açú II - 230 kv, C3 (3)	123,0	BA	30	2040
008/2005	LT Milagres - Coremas - 230 kv, C2	119,8	CE /PB	30	2035
020/2010	LT Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II - 230 kv	115,0	BA	30	2040
005/2008	LT Jardim - Penedo - 230 kv, C1	110,0	SE /AL	30	2038
018/2012	LT Russas - Banabuiu - 230 kv (3)	110,0	BA	30	2042
019/2011	LT Camaçari IV - Sapeaçu - 230 kv (3)	105,0	PE	30	2041
006/2010	LT Mascarenhas - Linhares	94,7	ES	22	2040
010/2007	LT Ibicoara - Brumado - 230 kv, C1	94,5	BA	30	2037
021/2010	LT Acaraú II-Sobral III, C2, em 230 kv	91,3	CE	30	2040
006/2005	LT Campos - Macaé 3	90,0	RJ	30	2035
014/2011	LT Xavantes - Pirineus	90,0	GO	30	2041
061/2001	SE Diversos Empreendimentos	86,0	PE /CE /SE /BA /AL /PI /MA /PB /RN	41	2042
017/2009	LT Pau Ferro - Santa Rita II - 230kv (3)	85,0	BA	30	2039
019/2010	LT C. Mirim II - João Camara II - 230 kv, C1	74,5	RN	30	2040
007/2006	LT Tijuco Preto - Itapeti - Nordeste	71,0	SP	30	2036
019/2010	LT Açú II - Mossoró II - 230 kv, C2 (3)	69,0	RN	30	2040
003/2014	SPE Lago Azul Transmissora	69,0	GO	30	2044
225/2014	LT Casa Nova II - Sobradinho - C1	67,1	BA	35	2049
010/2011	LT Paraíso - Lagoa Nova II - 230 kv;	65,4	RN/CE	30	2041
009/2011	LT Morro do Chapéu II - Irecê - 230 kv	64,1	BA	30	2041
008/2011	LT Ceará-Mirim II- João Câmara III, em 500 kv	64,0	RN/PB	30	2041
554/2010	Interconexão Brasil-Uruguai	63,8	-	30	2040
018/2012	LT Ceará-Mirim II - Touros - 230 kv	61,5	RN	30	2042
019/2012	LT Igaporã III - Pindaí II - 230 kv	49,5	BA	30	2042
017/2011	LT Teresina II - Teresina III - 230 kv, C1/C2	45,6	PI	30	2041
007/2006	SPE Retiro Baixo Energética S.A. (1)	45,0	MG	35	2041
015/2012	LT Camaçari IV - Pirajá - 230 kv (3)	45,0	SE/AL/BA	30	2042
018/2011	LT Recife II - Suape II - 230 kv - C2 (3)	44,0	RN	30	2041
006/2009	LT Pirapama II - Suape II - 230 kv, C1, C2	41,8	PE	30	2039
002/2014	SPE SE São Manoel - SE Paranaíta (1)	40,0	PA/MT	35	2049
004/2010	LT São Luiz II - São Luiz III, em 230 kv (3)	39,0	RN	30	2040
130/2001	SPE Enerpeixe S.A. (1)	37,0	TO	35	2036
018/2012	LT Mossoró II - Mossoró IV - 230 kv	36,1	RN	30	2042
012/2010	LT Monte Claro - Garibaldi	32,7	RS	30	2040
129/2001	SPE Serra do Facão Energia S.A. (1)	32,0	GO	35	2036
019/2010	LT Extremoz II - C. Mirim - 230 kv, C1	31,4	RN	30	2040
019/2011	LT Sapeaçu - Sto. Antonio de Jesus - 230 kv (3)	31,0	BA	30	2041

Contrato	Nome	Linhas em (KM) (*)	Localidade	Prazo (anos)	Vencimento
-	LT Eletrodo de Terra - Foz do Iguaçu	31,0	PR	60	2025
-	LT Jacarepaguá - Zona Oeste - ZIN	29,9	RJ	30	2046
-	LT Jacarepaguá - Paciência - Palmares	27,9	RJ	30	2044
005/2012	LT Messias - Maceió II - 230 kV (3)	20,0	SE/AL/BA	30	2042
008/2011	LT Ceará-Mirim II - Extremoz II, em 230 kV	19,0	RN/PB	30	2041
022/2011	LT Garanhuns - Angelim I, em 230 kV	13,0	AL/PE/PB	30	2041
023/2014	1 Conversora de Frequência e Linhas de Transmissão de 132 kv	12,5	-	7	2021
017/2009	LT Paulo Afonso III - Zebu II - 230 kv, C1, C2	10,8	PE /PB /AL /RN	30	2039
019/2012	LT Igaporã II - Igaporã III - 230 KV, C1, C2	10,8	BA	30	2042
008/2011	LT Campina Grande III - Campina Grande II, em 230 kV	10,0	RN/PB	30	2041
001/2008	SPE Madeira Energia S.A. (1)	10,0	RO	35	2043
-	LT Santa Cruz - ZIN	8,8	RJ	30	2046
002/2011	SPE Teles Pires Participações S.A. (1)	7,5	MT/PA	35	2046
006/2009	LT Suape III - Suape II - 230 kv, C1, C2	7,2	PE	30	2039
015/2012	LT Pituaçu - Pirajá - 230 kV (3)	5,0	BA	30	2042
017/2009	SE Santa Rita II - 230/69kV; SE Zebu - 230/69kV; SE Natal III - 230/69kV	3,0	PE /PB /AL /RN	30	2039
005/2012	SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 kV; SE Maceió II, 230/69 kV; SE Poções II 230/138kV (3)	3,0	BA	30	2042
001/2006	SPE Baguari Energia S.A. (1)	2,5	-	35	2041
006/2009	SE Suape II - 500/230 kV (600 MVA); SE Suape III - 230/69 kV (200 MVA)	2,0	PE	30	2039
019/2012	SE Igaporã III 500/230 kV; SE Pindaí II 230 kV	2,0	BA	30	2042
004/2010	SE Pecém II, em 500/230 kV; SE Aquiraz II, em 230/69 kV	2,0	MA/CE	30	2040
008/2011	SE João Câmara II, em 500/138 kV; SE Ceará-Mirim II, em 500/230 kV.	2,0	RN/PB	30	2041
022/2011	SE Garanhuns, em 500/230 kV; SE Pau Ferro, em 500/230 kV	2,0	AL/PE/PB	30	2041
015/2009	Estação Retificadora nº 02 CA/CC em 500/600 kV; Estação Inversora nº 02 CC/CA em 600/500 kV	2,0	RO/SP	30	2039
010/2008	SE Silves (ex-Itacoatiara) 500/138 kV;	2,0	AM	25	2038
005/2012	SE Lechuga (ex-Cariri) 500/230 kV	1,3	BA	30	2042
006/2004	LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro - 230 kV (3)	1,0	BA	38	2042
006/2004	SE Elev. Usina Apolônio Sales	1,0	BA	38	2042
006/2004	SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	1,0	BA	38	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF I	1,0	BA	38	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF II	1,0	BA	38	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF III	1,0	BA	38	2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF IV	1,0	BA	38	2042
006/2004	SE Elev. Usina Xingó	1,0	BA	38	2042
006/2004	SE Elev. Usina Boa Esperança	1,0	BA	38	2042
006/2004	SE Elev. Usina Funil	1,0	BA	38	2042
006/2004	SE Elev. Usina Pedra	1,0	BA	38	2042
006/2004	SE Elev. Usina Sobradinho	1,0	BA	48	2052
006/2004	SE Elev. Usina Curemas	1,0	BA	20	2024
006/2004	SE Elev. Usina Camaçari	1,0	BA	23	2027
225/2014	SE Elev. Usina Casa Nova II e III	1,0	BA	32	2049
007/2005	SE Tauá - 230 kV	1,0	CE	30	2035
010/2007	SE Ibicoara - 500/230 kV	1,0	PE	30	2037
007/2010	SE Camaçari IV - 500/230 kV	1,0	BA	30	2040
013/2010	SE Arapiraca III - 230/69 kv	1,0	AL	30	2040
019/2010	SE Extremoz II - 230 kv	1,0	RN	30	2040
019/2010	SE João Câmara - 230 kv	1,0	RN	30	2040
020/2010	SE Igaporã - 230 kv	1,0	BA	30	2040
021/2010	SE Acaraú II - 230 kv	1,0	CE	30	2040
010/2007	SE Brumado II	1,0	BA	30	2037
020/2010	SE Bom Jesus da Lapa II	1,0	BA	30	2040
010/2011	SE Lagoa Nova 230 kV	1,0	RN/CE	30	2041
010/2011	SE Ibiapina 230 kV	1,0	RN/CE	30	2041
014/2010	SE Pólo 230/69 kV	1,0	BA	30	2040
017/2012	SE Mirueira II 230/69 kV	1,0	PE	30	2042
018/2012	SE Touros, 230 kV	1,0	RN	30	2042
009/2011	SE Morro do Chapéu 230 kV	1,0	BA	30	2041
-	SE Tabocas do Brejo Velho	1,0	BA	0	-
017/2011	SE Teresina III em 230/69 kV	1,0	PI	30	2041
018/2012	SE Mossoró IV, 230 kV.	1,0	RN	30	2042
225/2014	SE Casa Nova II	1,0	BA	35	2049
008/2011	SE Campina Grande III, em 500/230 kV	1,0	RN/PB	30	2041
017/2012	SE Jaboatão II 230/69 kV	1,0	PE	30	2042
-	SE Ourulândia II	1,0	-	-	-
014/2008	SE Teixeira de Freitas II - 230/138 kv (3)	1,0	MA/CE	30	2038
015/2012	SE Pirajá 230/69 KV (3)	1,0	SE/AL/BA	30	2042
058/2001	Transmissão Rede Básica	-	PA/PI/RO/RR/TO	42	2043
007/2008	LT 230 kV SE Ribeiro Gonçalves - SE Balsas, SE Ribeiro Gonçalves e SE Balsas	-	MA	30	2038
001/2009	LT 230kV SE São Luís II - SE São Luís III e SE São Luís III	-	MA /PI	30	2039
002/2009	SE Miranda II - 500/230 kV (450 MVA)	-	MA	30	2039
010/2009	SE Coletora Porto Velho 500/230kV 2 Estações Conversoras CA/CC/CA Back-to-Back 400MW LT Coletora Porto Velho - Porto Velho - C1 e C2 - 230kV	-	RO	30	2039
012/2009	Estação Retificadora nº 01 CA/CC - 500/±600 kV - 3150 MW - Estação Inversora nº 01 CC/CA ±600/500 kV - 2950 MW	-	RO /SP	30	2039
021/2009	LT 230kV SE Jauru - SE Vilhena - SE Pimenta Bueno - SE Ji-Paraná - SE Ariquemes - SE Samuel - SE Porto Velho - C3	-	MT/RO	30	2039

Contrato	Nome	Linhas em (KM) (*)	Localidade	Prazo (anos)	Vencimento
022/2009	LT 230kV SE Porto Velho - SE Abunã - SE Rio Branco - C2	-	RO /AC	30	2039
009/2010	LT 230 kV SE Jorge Teixeira - SE Lechuga (ex-Cariri)	-	AM	30	2040
004/2011	SE Lucas do Rio Verde 230/138 Kv	-	MT	30	2041
012/2011	SE Miramar em 230/69 kV SE Tucuruí em 230/138 kV	-	AM/RR	30	2041
013/2011	SE Nobres em 230/138 kV	-	MT	30	2041
014/2012	LT 230 kV SE Lechuga - SE Jorge Teixeira C3 e SE Lechuga, 230/138 kV 3x150 MVA	-	AM	30	2042
016/2009	Norte Brasil Transmissora de Energia Elétrica	-	RO	30	2039
014/2014	Belo Monte Transmissora de Energia Elétrica	-	PA/MG	30	2044
016/2012	SE Zona Oeste	-	RJ	30	2042
006/2010	SE Linhares	-	ES	30	2040
004/2011	SPE Caldas Novas	-	GO	30	2041
015/2009	SPE IE Madeira (Lote F)	-	RO/SP	30	2039
001/2009	SPE Transenergia São Paulo S.A.	-	SP	30	2039
008/2014	SE 230/138 kV Ivinhema 2, 2 x 150 MVA	-	-	30	2044
011/2010	SE Ijuí 2 SE Nova Petrópolis 2 SE Lajeado Grande SE Caxias 6	-	RS	30	2040

- (1) Instalações de transmissão de interesse restrito à Central geradora;
- (2) Classificação com ativo mantido pra venda, vide nota 46; e
- (3) Empreendimentos ainda em implantação.

(*) Não examinado pelos auditores independentes.

III - Distribuição de Energia

A Companhia, através da 165ª Assembleia Geral Extraordinária, aprovou a não prorrogação das concessões das distribuidoras de energia controladas. No exercício de 2018, todas as controladas, cujas atividades eram referentes à distribuição de energia, foram leiloadas. As transferências dos controles acionários vêm ocorrendo de acordo com os prazos estabelecidos nos editais de leilão e apenas as companhias Amazonas Distribuidora e CEAL não foram transferidas no exercício de 2018 e estão classificadas como ativos mantidos para venda e apresentadas como parte das operações descontinuadas (vide maiores informações na nota explicativa 46 e 48).

IV – Concessões a indenizar

Indenizações pós Projeto Básico – modernização e melhorias

Geração Hidráulica

Em 11 de dezembro de 2014, a controlada Chesf apresentou à Agência Nacional de Energia Elétrica – 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 prorrogadas 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 prorrogadas 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\$ 1.266.342 como valor base para a citada indenização, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 2 de outubro de 2015, era de R\$ 995.718.

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Geração Térmica

Os valores refletem montantes residuais que permanecerão ao final do período de concessão dos empreendimentos termoeletrônicos UHE Santa Cruz e UTE Presidente Médici.

Descritivo	31/12/2018			
	Chesf	Furnas	CGTEE	Total
Geração				
Modernizações e melhorias	487.822	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	731.988	378.034	1.110.022
	487.822	1.727.706	378.034	2.593.562

Descritivo	31/12/2017			
	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

Todos os montantes acima referenciados estão pendentes de homologação pela ANEEL.

NOTA 3 – PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo pelas novas normas adotadas no início do exercício de 2018 descritas na nota explicativa 3.1.2.

3.1 - Base de preparação

A preparação das 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 demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de reais arredondadas para o número mais próximo, 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.

3.1.1 - Demonstrações financeiras individuais e consolidadas

As demonstrações financeiras da Companhia compreendem as demonstrações financeiras individuais da controladora, identificadas como Controladora, e as demonstrações financeiras consolidadas, identificadas como Consolidado, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRSs) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB). As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os pronunciamentos, interpretações e orientações expedidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), aprovado pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), e as disposições contidas na legislação societária brasileira.

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.

3.1.2 – Adoção de novas normas e interpretações

A Companhia adotou as normas (a) CPC 48/IFRS 9 – Instrumentos Financeiros e (b) CPC 47/IFRS 15 – Receita de contratos com clientes, em 1º de janeiro de 2018 e não estendeu a aplicação aos requerimentos exigidos pela norma para o período comparativo apresentado visto que a Companhia adotou expedientes práticos previstos nestas normas relativos a esta não reapresentação das informações comparativas.

(a) CPC 48/IFRS 9 – Instrumentos Financeiros

Classificação e Mensuração de ativos financeiros

De acordo com o CPC 48/IFRS 9, há três principais categorias de classificação para os ativos financeiros, aqueles: custo amortizado (CA), instrumento patrimonial mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) ou mensurado ao valor justo por meio do resultado (VJR).

Tal classificação e mensuração é baseada, em duas condições: (i) o modelo de negócios da Companhia para a gestão dos ativos financeiros; e (ii) nas características do fluxo de caixa contratual do referido ativo financeiro.

Em suma, os modelos de negócios são divididos em três categorias apresentadas a seguir:

Modelo	Contexto
1 Manter para coletar somente fluxos de caixa contratuais	Os que apresentam como característica a coleta de fluxos de caixa contratuais, compostos somente de principal e juros, e cujo objetivo é o de carregar esse instrumento até o seu vencimento. As vendas são incidentais a este objetivo e espera-se que sejam insignificantes ou pouco frequentes.
2 Manter tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros	Aqueles que demonstram como característica a coleta de fluxos de caixa contratuais de principal e juros e a venda destes ativos, e cujo objetivo é o de vendê-los antes do seu vencimento.
3 Demais modelos de negócio para os instrumentos financeiros	Aqueles que não se enquadram em nenhum dos dois modelos anteriores.

As seguintes políticas contábeis aplicam-se às categorias de classificação e mensuração dos ativos financeiros, conforme definições abaixo:

Classificação e Mensuração - CPC 48/IFRS 9	
Ativos financeiros ao custo amortizado	Estes ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivo e mantidos dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxo de caixa contratuais e seus termos contratuais geram, em data específica, fluxos de caixa que são relativos ao pagamento de principal e juros. O custo amortizado é reduzido por perdas por impairment. A receita de juros, ganhos e perdas cambiais e impairment são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é registrado no resultado.
Ativos financeiros mensurados a VJR	Esses ativos são mensurados ao valor justo, sendo os demais modelos de negócios. O resultado líquido, incluindo juros ou receita de dividendos, é reconhecido no resultado.
Instrumentos de dívida ao VJORA	Esses ativos são mensurados ao valor justo e mantidos dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa quanto pela venda de ativos financeiros e seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos ao pagamento de principal e juros. Os rendimentos dos juros são calculados utilizando o método dos juros efetivo, ganhos e perdas cambiais e impairment são reconhecidos no resultado. Outros resultados líquidos são reconhecidos em outros resultados abrangentes.
Instrumentos patrimoniais ao VJORA	Esses ativos são mensurados ao valor justo. Os dividendos são reconhecidos como ganho no resultado, a menos que o dividendo represente claramente uma recuperação de parte do custo do investimento. Outros resultados líquidos são reconhecidos em outros resultados abrangentes e nunca são reclassificados para o resultado.

A tabela a seguir demonstra as categorias de mensuração originais no CPC 38/IAS 39 e as novas categorias de mensuração do CPC 48/IFRS 9 para cada classe de ativos financeiros:

		CONSOLIDADO		
Classificação CPC 38/IAS 39		Classificação CPC 48/IFRS 9	Saldo em 31/12/2017	Saldo em 01/01/2018
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
			79.613.681	69.048.909
Caixa e equivalentes de caixa	Empréstimos e Recebíveis	Valor Justo por Meio de Resultado	792.252	792.252
Clientes	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	5.124.744	5.044.920
Empréstimos e financiamentos	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	10.266.851	10.266.851
Direitos de Ressarcimento	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	8.076.826	8.076.826
Ativo Financeiro - Transmissão (*)	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	11.623.493	-
Ativo Financeiro - Geração	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	4.659.487	4.659.487
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	Empréstimos e Recebíveis	Valor Justo por Meio de Resultado	38.238.015	39.376.560
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	832.013	832.013
			331.588	331.588
Títulos e Valores Mobiliários	Mantidos Até o Vencimento	Custo Amortizado	331.588	331.588
			7.350.863	7.350.863
Títulos e Valores Mobiliários	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	Valor Justo por Meio de Resultado	6.924.632	6.924.632
Instrumentos Financeiros Derivativos	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	Valor Justo por Meio de Resultado	426.231	426.231
			3.950.774	3.950.774
Investimentos (Participações Societárias)	Disponíveis para venda	Valor Justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes	1.418.659	1.418.659
Ativo Financeiro - Distribuição	Disponíveis para venda	Valor Justo por Meio de Resultado	2.532.115	2.532.115

(*) Os ativos financeiros de transmissão passaram a ser contabilizados como ativos de contrato conforme o CPC 47/IFRS 15, conforme descrito no item (b) desta nota.

Redução a valor recuperável (*impairment*) de ativos financeiros

Em cada data de balanço, a Companhia avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados ao VJORA estão com problemas de recuperação. Um ativo financeiro possui "problemas de recuperação" quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro.

A provisão para perdas para ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado é deduzida do valor contábil bruto dos ativos. Para títulos de dívida mensurados ao VJORA, a provisão para perdas é contabilizada no resultado e reconhecida em outros resultados abrangentes.

O novo modelo de *impairment* aplica-se aos ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado, ativos contratuais e instrumentos de dívida mensurados a VJORA, mas não se aplica aos investimentos em instrumentos patrimoniais (ações).

Mensuração das provisões para perdas de acordo com as seguintes bases:

CPC 48/IFRS 9	
Perdas de crédito esperadas para 12 meses	Aquelas que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data do balanço
Perdas de crédito esperadas para a vida inteira	Aquelas que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

A Companhia adotou a abordagem simplificada e realizou o cálculo de perda esperada, tomando como base a expectativa de risco de inadimplência que ocorre ao longo da vida do instrumento financeiro. Estabeleceu uma matriz de cálculo baseado nas taxas de perda esperadas para cada segmento de clientes das distribuidoras (residencial, industrial, comercial, rural e setor público), que possuem, em conjunto, características comuns de risco.

Um ativo financeiro é considerado pela Companhia como inadimplente quando:

- É pouco provável que o credor pague integralmente suas obrigações de crédito a Companhia, sem recorrer a ações como a realização da garantia (se houver alguma); ou
- O ativo financeiro está vencido conforme regras vigentes da Companhia.

A adoção inicial do CPC 48/IFRS 9 gerou impactos nos segmentos de distribuição, e transmissão do Sistema Eletrobras no montante de R\$ 1.551.239, aumentando o saldo de lucros acumulados.

Contabilidade de *hedge*

Segundo o CPC 48/IFRS 9, ao aplicar pela primeira vez este pronunciamento para a contabilidade de *hedge*, a entidade pode escolher se continua aplicando os requisitos da contabilização de *hedge* do CPC 38/IAS 39 ou os requerimentos desta norma.

A Companhia optou por continuar aplicando os requisitos da contabilização de *hedge* do CPC 38/IAS 39.

(b) CPC 47/ IFRS 15 – Receita de contratos com clientes

O CPC 47/IFRS 15 estabelece um novo conceito para o reconhecimento de receita, substituindo a CPC 30/IAS 18 Receita, o CPC 17/IAS 11 Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

A Companhia adotou o CPC 47/IFRS 15 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018.

A norma estabelece um modelo de cinco etapas, sendo elas, (1) identificação do contrato, (2) identificação das obrigações de desempenho, (3) determinação do preço da transação, (4) alocação do preço de transação e (5) reconhecimento da receita, para determinar quando reconhecer a receita, e por qual valor. O modelo especifica que a receita deve ser reconhecida quando (ou conforme) uma entidade transfere o controle de bens ou serviços para os clientes, pelo valor que a entidade espera ter direito a receber. Dependendo se determinados critérios são cumpridos, a receita é reconhecida:

- Com o passar do tempo, de uma forma a refletir o desempenho da entidade da melhor maneira possível; ou
- Em um determinado momento, quando o controle do bem ou serviço é transferido para o cliente.

A norma determina que a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos. Contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso deixarão de ter as respectivas receitas reconhecidas. Os contratos de concessão de transmissão foram considerados como ativos contratuais e registrados de acordo com a norma CPC 47/IFRS 15.

Receita relacionada aos ativos de transmissão de energia elétrica

Antes da adoção do CPC 47/IFRS 15, a Companhia contabilizava receita de operação e manutenção, receita de construção e atualização da taxa de retorno de transmissão como itens separados e alocava a contraprestação (a receita anual permitida – RAP) para cada modalidade de receita utilizando o seu melhor julgamento à época.

De acordo com o CPC 47/IFRS 15, a Companhia avaliou que existem duas obrigações de desempenho nos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica sendo elas, a construção da infraestrutura necessária para as linhas de transmissão e a operação e manutenção da disponibilidade.

Antes da adoção do CPC 47/IFRS 15 a Companhia reconhecia ativos financeiros de transmissão de acordo com o ICPC 01/IFRIC 12 mesmo que o recebimento da contraprestação total estivesse condicionado à execução dos serviços necessários para a manutenção da disponibilidade das redes de transmissão.

De acordo com o CPC 47/IFRS 15, qualquer contraprestação cuja obrigação de desempenho tenha sido executada e transferida ao cliente, mas ainda não é devida deve ser reconhecida como ativo de contrato. Portanto, após a adoção do CPC 47/IFRS 15, a Companhia desreconheceu seus ativos financeiros de transmissão de R\$ 11.755.690 e novos ativos de contrato foram reconhecidos nos montantes de R\$ 13.748.933. A diferença entre esses saldos teve sua contrapartida registrada em lucros acumulados, em 1º de janeiro de 2018.

Um ativo de contrato é o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferidos ao cliente. Se o Grupo desempenhar suas atividades transferindo bens ou serviços ao cliente antes que este pague a contraprestação, ou antes, que o pagamento seja devido, é reconhecido um ativo de contrato pela contraprestação adquirida, que é incondicional.

Receita do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

Dentre outros aspectos, o CPC 47/IFRS 15 estabelece orientações diferentes do CPC 30/IAS 18 para situações onde a entidade precisa considerar se atua como principal ou agente, ou seja, quando outras partes são envolvidas no fornecimento de bens ou serviços para o cliente de uma entidade, esta deve necessariamente verificar se a sua obrigação de desempenho (o contrato) é fornecer o bem ou serviço diretamente (principal) ou providenciar que outra parte forneça o bem ou serviço (agente).

Na relação estabelecida entre a Eletrobras e os agentes/fornecedores do PROINFA, a Companhia conclui que os fornecedores detêm o controle da energia que geram ou têm capacidade de gerar e transferem diretamente para os consumidores o controle da energia, sem interferência significativa da Eletrobras. Portanto, neste caso, a Eletrobras não tem condições de determinar ou de interromper o fornecimento de energia, exceto se o fornecedor não atender as condições de credenciamento estabelecidas pela regulação que criou o PROINFA. Neste sentido, com base nos requerimentos contidos no CPC 47/IFRS 15, a Companhia concluiu que atua como agente, pois não chega a obter o controle dos bens ou serviços que são subsequentemente vendidos ao consumidor, conforme apresentado acima, havendo assim uma modificação no papel da Eletrobras, considerando as mudanças conceituais no modelo de "riscos e benefícios" da norma CPC30/IAS 18, principalmente a desconsideração do risco de crédito e a menor ênfase quanto à responsabilidade da Eletrobras pela aceitação quanto à fonte de energia gerada e capacitação do fornecedor credenciado por ela, a partir de 1º de janeiro de 2018, as receitas, custos e receitas financeiras dessas operações estão sendo apresentadas líquidas na mesma linha na demonstração de resultados.

Em conformidade com as disposições transitórias previstas pelo CPC 47/IFRS 15, a Companhia adotou o pronunciamento retrospectivamente com reconhecimento dos efeitos da aplicação inicial em lucros acumulados.

A tabela seguir resume os impactos, líquidos de impostos, da adoção do CPC 47/IFRS 15 e CPC 48/IFRS 9 sobre lucros acumulados em 1º de janeiro de 2018:

Adoção CPC 47/IFRS 15 e CPC 48/IFRS 9			
ATIVO	31/12/2017	Ajustes	01/01/2018
Ativo Contratual Transmissão	-	13.748.933	13.748.933
Ativo Financeiro Transmissão	11.755.690	(11.755.690)	-
Ativo Financeiro Transmissão (RBSE)	38.238.015	1.471.415	39.709.430
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	7.891.418	-	7.891.418
PCLD Clientes	600.835	79.824	680.659
Outros	114.489.401	-	114.489.401
TOTAL DO ATIVO	172.975.359	3.544.482	176.519.841
PASSIVO			
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.901.931	1.016.813	9.918.744
Outros	121.320.896	-	121.320.896
TOTAL DO PASSIVO	130.222.827	1.016.813	131.239.640
Lucros acumulados	-	2.527.669	2.527.669
Outros	42.752.532	-	42.752.532
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	42.752.532	2.527.669	45.280.201

Novas normas sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas

No exercício corrente, a Companhia aplicou diversas alterações e novas interpretações às IFRSs e aos CPCs emitidos pelo IASB e pelo CPC, respectivamente, que entraram obrigatoriamente em vigor no exercício iniciados em 1º de janeiro de 2018. Tais alterações e melhorias anuais não tiveram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas e estão descritas a seguir:

Revisão IFRS 10/CPC 36 (R3) – Demonstrações Consolidadas e IAS 28/CPC 18 (R2) – Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto.

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.

ICPC 21/IFRIC 22 – Transação em Moeda Estrangeira e Adiantamento

Essa interpretação auxilia na determinação da data de transação quando ela ocorre em moeda estrangeira. Abordando como deve ser definido 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.

3.1.3 – Novas normas e interpretações ainda não vigentes

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

O CPC 06(R2)/IFRS 16 substituirá as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (R1)/IAS 17 Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 (que abrange o IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) - Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. A nova norma supracitada distingue contratos de arrendamento e contratos de serviços considerando se um ativo identificado é controlado por um cliente.

O CPC 06(R2)/IFRS 16 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. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

A Companhia atua como arrendatária e reconhece atualmente uma despesa linear de arrendamento operacional durante o prazo do arrendamento, e reconhecem ativos e passivos na medida em que havia uma diferença temporal entre os pagamentos efetivos de arrendamentos e as despesas reconhecidas.

A Companhia reconhecerá, a partir da adoção da nova norma, novos ativos relativos ao direito de uso dos bens e passivos de arrendamento para seus arrendamentos operacionais. A natureza das despesas relacionadas àqueles arrendamentos mudará porque a Companhia reconhecerá uma despesa ou custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento, em montante total diferente daquele atualmente apresentado na despesa de alugueis, impactando o resultado bruto, o resultado operacional antes do resultado financeiro, o resultado líquido do exercício e outros subtotais da demonstração de resultados.

Atualmente a Companhia está no processo de implementação desta norma e avaliação do impacto que a aplicação inicial do CPC 06 (R2)/IFRS 16 terá sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. A Companhia está identificando os contratos que possuem *leasing*, determinando se detém o direito de direcionar o uso dos ativos e analisando as taxas de desconto aplicáveis para os grupos de ativos identificados. Até o momento a Companhia identificou contratos de *leasing* que são em sua maioria referentes a locações de imóveis para uso administrativo, veículos e alguns equipamentos de escritório.

Transição

Como arrendatária, a Companhia pode aplicar um regime de transição para adoção da norma utilizando uma: (i) abordagem retrospectiva; ou (ii) abordagem retrospectiva modificada com expedientes práticos opcionais.

A Companhia pretende aplicar o CPC 06(R2) / IFRS 16 inicialmente em 1º de janeiro de 2019, utilizando a abordagem retrospectiva modificada, aplicando inicialmente os efeitos de adoção inicial da norma como ajustes ao saldo de abertura de lucros acumulados sem a reapresentação das informações comparativas.

A Companhia pretende aplicar o expediente prático que permite a não aplicação da nova norma CPC 06(R2) / IFRS 16 para contratos que não foram anteriormente classificados como *leasing* de acordo com a antiga norma CPC 06(R1)/IAS 17. Para os contratos de arrendamento anteriormente classificados como arrendamento operacional (de acordo com a norma anterior - CPC 06(R1)/IAS 17), ativos e passivos serão reconhecidos na data da aplicação inicial de acordo com o CPC 06 (R2)/IFRS 16, considerando:

- O passivo mensurado ao valor presente dos pagamentos de arrendamento remanescentes descontados utilizando a taxa incremental de empréstimos do arrendatário, considerando uma transação de valor, prazo, garantias e demais características similares e;
- O ativo mensurado ao valor equivalente ao passivo de arrendamento ajustado pelo valor de quaisquer pagamentos de arrendamento antecipados ou acumulados referentes a esse arrendamento que tiver sido reconhecido no balanço patrimonial imediatamente antes da data da aplicação inicial.

A Companhia pretende ainda aplicar isenções para arrendamentos de curto prazo, arrendamentos para os quais o prazo do arrendamento se encerra dentro de 12 meses da data da aplicação inicial e para itens cujo ativo subjacente seja de baixo valor, podendo este ser pequenos itens mobiliários de escritório, telefones e computadores.

Além disso a Companhia pretende adotar uma taxa de desconto única à carteira de arrendamentos com características razoavelmente similares (tais como os arrendamentos com prazo de arrendamento remanescente similar para uma classe similar de ativo subjacente em ambiente econômico similar).

Arrendamentos anteriormente classificados como arrendamentos financeiros

Como a Companhia optou pela transição para esta norma pela abordagem retrospectiva modificada, para os arrendamentos anteriormente classificados como arrendamentos financeiros, a Companhia continuará contabilizando o ativo de direito de uso e o passivo de arrendamento pelo valor atualmente registrado e divulgado na nota explicativa 21.5.

b) ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro (IFRIC 23 - *Uncertainty over Income Tax Treatments*)

Esta interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando há incerteza sobre os tratamentos do imposto de renda sobre o lucro. A interpretação requer que a Companhia: (1) determine se posições fiscais incertas são avaliadas separadamente ou como um grupo; e (2) avalie se é provável que a autoridade fiscal aceite a utilização de tratamento fiscal incerto, ou proposta de utilização pela Companhia. Em caso positivo, a entidade deve determinar sua posição fiscal e contábil em linha com o tratamento fiscal utilizado ou a ser utilizado nas suas declarações de imposto de renda. Em caso negativo, a Companhia deve refletir o efeito da incerteza na determinação da sua posição fiscal e contábil. A Companhia está avaliando os impactos da adoção dessa nova norma, considerando que adotará o método retrospectivo modificado quando da sua adoção.

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

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.

<u>Controladas</u>	<u>31/12/2018</u>		<u>31/12/2017</u>	
	Participação		Participação	
	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>
Amazonas Distribuidora (1)	100,00%	-	100,00%	-
Amazonas GT	100,00%	-	-	100,00%
Boa Vista Energia (3)	-	-	100,00%	-
Ceal (1)	100,00%	-	100,00%	-
Cepisa (3)	-	-	100,00%	-
Ceron (3)	-	-	100,00%	-
CGTEE	99,99%	-	99,99%	-
Chesf	99,58%	-	99,58%	-
Eletroacre (3)	-	-	96,71%	-
Eletronorte	99,48%	-	99,48%	-
Eletronuclear	99,91%	-	99,91%	-
Eletropar	83,71%	-	83,71%	-
Eletrosul	99,88%	-	99,88%	-
Fumas	99,56%	-	99,56%	-
Chuí IX (1)	99,99%	-	99,99%	-
Santa Vitoria do Palmar (1)	78,00%	-	78,00%	-
Hermenegildo I (1)	99,99%	-	99,99%	-
Hermenegildo II (1)	99,99%	-	99,99%	-
Hermenegildo III (1)	99,99%	-	99,99%	-
Uirapuru (1) (2)	75,00%	-	-	-
Chuí Holding	-	78,00%	-	100,00%
Geribatu I	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu II	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu III	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu IV	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu V	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu VI	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu VII	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu VIII	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu IX	-	100,00%	-	100,00%
Geribatu X	-	100,00%	-	100,00%
Livramento	-	78,00%	-	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.	-	100,00%	-	100,00%
<u>Complexo Eólico Pindai I</u>				
Acauã Energia S.A.	-	99,93%	-	99,93%
Angical 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Arapapá Energia S.A.	-	99,90%	-	99,90%
Caititu 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Caititu 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Carcará Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Corrupião 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Teiú 2 Energia S.A.	-	99,95%	-	99,95%
<u>Complexo Eólico Pindai II</u>				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	99,98%
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
<u>Complexo Eólico Pindai III</u>				
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	-	83,01%	-	83,01%

(1) Os ativos e passivos destas empresas foram classificados como mantidas para venda, vide nota 46.

(2) Transferência de SPE da Eletrosul para a Eletrobras, vide nota 14.5

(3) Empresa com controle acionário transferido, vide nota 47.

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

As contas a receber de clientes (consumidores e revendedores) são compostas por créditos provenientes do fornecimento e suprimento de energia elétrica faturada e não faturada, este por estimativa, incluídos aqueles decorrentes de energia transacionada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE contabilizados 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.

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 inferior a um ano, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante.

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

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 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 valor novo de reposição (VNR) ou o valor residual contábil, sendo esse fator considerado na mensuração do ativo imobilizado.

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

Os custos de empréstimos são agregados ao custo de aquisição do imobilizado em formação os juros e, quando aplicável, a 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 sua vida útil econômica.

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, distribuição e transmissão, firmados com o Poder Concedente (União), por períodos que variam entre 20 anos e 35 anos, sendo todos os contratos, por segmento, possuem semelhanças em termos de direitos e obrigações do concessionário e do poder concedente. Os prazos das principais concessões estão descritos na Nota 2.

A Companhia quando aplicável, adota o 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 controla ou regula: (1) o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes; (2) o preço ao qual os serviços são fornecidos e; (3) um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

De acordo com a ICPC 01/IFRIC 12, 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 até 31 de dezembro de 2017 foi classificado como empréstimos e recebíveis ou disponível para venda. Após a adoção do IFRS 15/CPC 47, a Companhia classificou alguns dos ativos financeiros como ativos de contrato em 1º de janeiro de 2018. Maiores informações podem ser observadas na nota explicativa 3.1.2 (b).

- 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 bifurcado

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. As atividades de distribuição remanescentes estão classificadas como mantidas para venda e apresentadas como parte das operações descontinuadas.

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 de receber caixa, estes ativos de transmissão são classificados como ativos de contrato, pois dependem da prestação dos serviços de operação e manutenção.

A receita é auferida com base na disponibilidade da linha de transmissão e o concessionário deve reconhecer e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o CPC 47/IFRS 15 (ICPC 01/IFRIC 12 até 31 de dezembro de 2017).

3.9.1 Sistema de Tarifação

a) O sistema de tarifação da distribuição de energia elétrica é definido 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 concessão, 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.

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) Em decorrência de mudanças na regulamentação do setor ocorridas desde 2004, no segmento de geração, coexistem empreendimentos que auferem tarifas reguladas pela ANEEL e outros, que praticam preços de venda de energia livremente negociados, quando as geradoras de energia elétrica podem ter a liberdade de participar em leilões de energia elétrica destinados ao mercado regulado sendo o preço final de venda determinado através de competição entre os participantes do leilão, ou de vender a energia no mercado livre.

3.9.2. Concessões de Transmissão

Os contratos de concessão regulamentam a exploração dos serviços públicos 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 à revisão tarifária a cada cinco anos 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 depreciados e não amortizados, determinado pelo valor novo de reposição - VNR. Ainda há ativos de concessões prorrogadas, pendentes de homologação da ANEEL, e, conseqüentemente, pendente de indenização.

Com a adoção do CPC 47/IFRS 15, a Companhia desreconheceu os ativos financeiros de transmissão citados acima e ativos de contrato foram reconhecidos. Maiores informações podem ser observadas na nota explicativa 3.1.2 (b).

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 pelas Altas Partes, que são os Estados Brasileiro e Paraguai;
- c) A tarifa de Itaipu é uma tarifa “por custo de serviço” e 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) De acordo com o Tratado, compete a Companhia comercializar a energia de Itaipu destinada ao mercado brasileiro, porém foi originada de contratos previamente assinados com as distribuidoras nos quais foram definidas as condições de pagamento;
- e) Dívidas oriundas de comercialização de energia da 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. No caso de geração, somente os ativos vinculados às concessões diretamente afetadas pela Lei 12.783/2013 e formados a partir da mencionada Lei, são considerados ativos financeiros que serão remunerados nos mesmos moldes das transmissoras, desde que a aquisição de tais ativos seja homologada pelo MME e ANEEL.

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

3.9.6 - Ativo de Contrato de Transmissão (Vigente a partir de 1º de janeiro de 2018)

Ativo de contrato é um direito da Companhia à contraprestação em troca de bens ou serviços que a entidade transferiu ao cliente. Se a Companhia concluir o desempenho por meio da transferência de bens ou serviços ao cliente antes que o cliente pague a contraprestação, ou antes, que o pagamento seja devido, a Companhia deve apresentar o contrato como ativo de contrato, excluindo quaisquer valores apresentados como recebíveis.

3.10 - Intangível

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar os usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica. 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 (Nota 18).

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 tenham sofrido 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 for 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 e operação descontinuada

3.14.1 – Ativo não circulante 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 envolva 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.

3.14.2 – Operação descontinuada

Uma operação descontinuada é um componente de um negócio da Companhia que compreende operações e fluxos de caixa que podem ser claramente distintos do resto das operações da Companhia e que:

- representa uma importante linha de negócios separada ou área geográfica de operações;
- é parte de um plano individual coordenado para venda de uma importante linha de negócios separada ou área geográfica de operações; ou
- é uma controlada adquirida exclusivamente com o objetivo de revenda.

A classificação como uma operação descontinuada ocorre mediante a alienação, ou quando a operação atende aos critérios para ser classificada como mantida para venda, se isso ocorrer antes.

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, são, inicialmente, mensuradas pelo valor justo. Podem 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 IFRS 9/CPC 48, 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, 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

3.17.1 - Reconhecimento e mensuração

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.

3.17.2 - Ativos financeiros

3.17.2.1. Vigente a partir de 1º de janeiro de 2018

No reconhecimento inicial, os ativos financeiros podem ser classificados como mensurados ao custo amortizado, instrumento de dívida mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangente, instrumento patrimonial mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes ou mensurado ao valor justo por meio do resultado. Conforme já descrito na nota 3.1.2, a classificação é baseada no modelo de negócios da Companhia no qual o ativo é mantido e nas características de fluxo de caixa contratual do ativo financeiro e é determinada na data do reconhecimento inicial.

1) Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- a) é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- b) seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto;

2) Um instrumento de dívida é mensurado ao VJORA se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- a) é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e

- b) seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto;

No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, a Companhia pode optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em ORA. Essa escolha é feita investimento por investimento.

3) Os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como mensurados ao valor justo por meio de resultado. No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

- Avaliação do modelo de negócio

A Companhia realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. Maiores detalhes sobre os modelos de negócios podem ser observados na nota 3.1.2.

- Avaliação sobre os fluxos de caixa contratuais

Para fins de avaliação se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamento de principal e de juros, o principal é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os juros são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são compostos somente de pagamentos de principal e juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém termo contratual que poderá mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não entenderia essa condição.

- Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Para os ativos contratuais dentro do alcance do pronunciamento contábil CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, a entidade adotou a abordagem simplificada e mensura a perda esperada de crédito com base no valor da vida do ativo, conforme mencionado na nota 3.1.2 de adoção das novas normas.

3.17.2.2. Vigente até 31 de dezembro de 2017

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

1) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

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

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

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

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

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

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.

- 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 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 custo amortizado.

Os 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. A despesa de juros, ganhos e perdas cambiais são reconhecidos no resultado.

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 é apresentado, quando ocorrido, nas despesas operacionais (Nota 21).

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 42 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*.

3.17.8 - 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*.

Ao aplicar pela primeira vez o pronunciamento CPC 48/IFRS 9, a Companhia pode escolher se sua política contábil continua a aplicar os requisitos de contabilização de *hedge* do CPC 38/IAS 39 em vez dos requisitos da nova norma. A Companhia optou por dar continuidade as práticas contábeis previstas pelo CPC 38/IAS 39, que para fins de contabilidade de *hedge*, 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 42. 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 patrocinam 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 (Nota 29).

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

Os princípios fundamentais do CPC 47/IFRS 15 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 a partir de 1º de janeiro de 2018; maiores detalhes desta prática estão descritos na nota 3.1.2.

Conforme o CPC 30/IAS 18 aplicado até 31 de dezembro de 2017 a receita era 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 à parte do segmento de distribuição de energia elétrica e à parte da geração abrangida no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

Para as concessões de geração prorrogadas 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 adicional de receita de 10%, sendo contabilizada a receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

b) Transmissão

- Vigente a partir de 1º de janeiro de 2018

De acordo com o contrato de concessão, uma transmissora de energia é responsável por transportar a energia elétrica até os pontos de distribuição. Para cumprir essa responsabilidade, a transmissora possui duas obrigações de desempenho distintas: (i) construir e (ii) manter e operar a infraestrutura.

Ao cumprir essas duas obrigações de desempenho, a transmissora de energia mantém sua infraestrutura de transmissão disponível para os usuários e em contrapartida recebe uma remuneração denominada Receita Anual Permitida (RAP), durante toda a vigência do contrato de concessão. Estes recebimentos amortizam os investimentos feitos nessa infraestrutura de transmissão. Eventuais investimentos não amortizados geram o direito de indenização do Poder Concedente (quando previsto no contrato de concessão), que recebe toda a infraestrutura de transmissão ao final do contrato de concessão.

Até 31 de dezembro de 2017, a infraestrutura de transmissão era classificada como ativo financeiro sob o escopo do ICPC 01 / IFRIC 12 e mensurada ao custo amortizado. Eram contabilizadas receitas de construção e de operação com margem zero, além da receita de remuneração da infraestrutura de concessão com base na TIR de cada projeto, juntamente com a variação do IPCA.

Com a entrada em vigor em 1º de janeiro de 2018 do CPC 47 / IFRS 15, o direito à contraprestação por bens e serviços condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho e não somente a passagem do tempo enquadram as transmissoras nessa norma. Com isso, as contraprestações passam a ser classificadas como um "Ativo de Contrato". As receitas relativas à infraestrutura de transmissão passam ser mensuradas da seguinte forma:

(i) Reconhecimento de receita de construção, tendo por base a parcela da RAP destinada ao investimento do ativo, que considera a margem de construção de acordo com as projeções iniciais do projeto. Toda a margem de construção é reconhecida durante a obra e variações positivas ou negativas do custo de construção são alocadas imediatamente ao resultado, no momento que incorridas. Para estimativa referente à Receita de Construção, a Companhia utilizou um modelo que apura o custo de financiar o cliente (no caso, o poder concedente). A taxa definida para o valor presente líquido da margem de construção (e de operação) é definida no momento inicial do projeto e não é alterada posteriormente, sendo apurada de acordo com o risco de crédito do cliente e prazo de financiamento.

(ii) Reconhecimento da receita de operação e manutenção é baseada em uma margem de lucro que leva em consideração os custos incorridos e necessários para cumprir obrigações de performance de operação e manutenção previstas em contrato de concessão, após o término da fase de construção.

(iii) Reconhecimento de receita de remuneração sobre o ativo contratual reconhecido, registra-se também uma receita de remuneração financeira, sob a rubrica Remuneração do ativo contratual, utilizando a taxa de desconto definida no início de cada projeto. Essa taxa de desconto calculada contrato a contrato varia entre 4,42% e 9,45%.

- Vigente até 31 de dezembro de 2017

1) Receita financeira decorrente da remuneração do ativo financeiro, até o final do período da concessão, auferida pela taxa de juros efetiva e que leva em consideração o 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 nas estimativas da administração à época. Os custos de desenvolvimento da infraestrutura são reconhecidos à medida que são incorridos.

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 21.5).

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 potencialmente dilutivas, de acordo com o CPC 41/IAS 33.

3.29 - Apresentação de segmentos de negócio

Segmentos operacionais de uma Companhia são definidos como componentes que:

- a) exercem 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. 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.

Devido à alienação das companhias CEPISA, CERON, Eletroacre e Boa Vista e classificação como mantidas para venda das companhias CEAL e Amazonas D, que constituíam o segmento de distribuição de energia elétrica, este não é mais apresentado como um segmento operacional.

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 em 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. 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 futuro, 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 (Nota 10).

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

A Administração da Companhia considera 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: as tarifas futuras para compra e venda de energia elétrica; data de entrada em operação de empreendimentos em construção; a 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 VNR. 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 a movimentação das provisões efetuadas no exercício na Nota 18).

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

A Companhia adotou o 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 (Nota 15).

V. Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termoeletricas. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos (Nota 29). A estimativa dos custos é baseada nos requerimentos legais, regulatórios 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, idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente (Nota 27).

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. (Nota 28).

VIII. Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD

A Companhia registra provisões sobre contas a receber, empréstimos concedidos e direitos de ressarcimento da CCC com base na expectativa de recebimento, considerando os critérios abaixo:

PCLD dos clientes - A provisão era 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.

PCLD de ressarcimento da CCC e de empréstimos concedidos - A provisão era constituída com base nos valores a receber vencidos. A reversão desta PCLD era realizada uma vez que a dívida é quitada ou repactuada.

A partir de 1º de janeiro de 2018, a Companhia passou a considerar, além dos critérios acima, o critério de perda esperada (vide nota explicativa 3.1.2), tomando como base a expectativa de risco de inadimplência que ocorre ao longo da vida do instrumento financeiro em conjunto com os critérios discriminados nos itens anteriores.

IX. Avaliação de instrumentos financeiros

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, como fluxos futuros contratuais esperados, prazos de recebimentos de recebimento destes fluxos e taxas de desconto. A Nota 42 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 (Nota 31).

Riscos relacionados ao descumprimento (*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 foi contratado escritório de advocacia norte-americano Hogan Lovells US LLP (Hogan Lovells) para proceder investigação independente de acordo com os princípios adotados pela SEC e pelo *Department of Justice*, respectivamente a Comissão de Valores Mobiliários e o Departamento de Justiça dos Estados Unidos da América (USDOJ).

Como resultado da investigação independente a Eletrobras realizou os ajustes contábeis conforme apresentado nas demonstrações financeiras anuais de 2016 e 2017.

Entretanto, as investigações oficiais da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas pelo Ministério Público Federal, podendo levar um 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 financeiras.

Em abril de 2018 foram apresentados ao Conselho de Administração da Eletrobras os resultados dos procedimentos da 2ª fase da investigação independente realizada pelo escritório internacional Hogan Lovells encerrando, em 30 de abril de 2018, as atividades de investigação objeto dos serviços contratados em relação à Companhia, suas controladas e empreendimentos dos quais participam. Na mesma data se encerraram, também, os serviços prestados pelos membros da Comissão Independente de Gestão de Investigação.

Em agosto de 2018, a Hogan Lovells, informou que o USDOJ declinou em processar a Eletrobras por questões envolvendo a lei anticorrupção norte-americana (*Foreign Corrupt Practices Act* – FCPA). O USDOJ não estabeleceu qualquer contingência ou condição e não determinará a indicação de um monitor. Assim, não há quaisquer questões pendentes de resolução perante o USDOJ.

Em 26 de dezembro de 2018, a SEC aceitou o acordo proposto pela Eletrobras para pôr fim a *Class Action* movida nos Estados Unidos da América, com previsão de pagamento de U\$2,5 milhões. O acordo não representa reconhecimento de ato ilegal pela Eletrobras.

Para a celebração do acordo, a SEC considerou as medidas remediadoras das fraquezas materiais nos controles internos adotadas pela Companhia, a evolução do programa de *compliance* e demais procedimentos anticorrupção, bem como sua postura cooperativa adotada no curso da investigação.

Com esta resolução não há mais pendências a serem resolvidas com os agentes reguladores norte-americanos, encerrando-se as investigações perante as referidas autoridades.

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 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. Maiores detalhes na nota explicativa 28.

c) Acordo de leniência

Em 2018, foi firmado o termo de adesão ao Acordo de Leniência, entre o Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União e a Odebrecht S/A, com a interveniência da Advocacia Geral da União, para fins de ressarcimento, em relação a empreendimentos dos quais participa, direta ou indiretamente, por meio de suas controladas (Acordo de Leniência).

As empresas Eletrobras que serão beneficiadas pelo referido Acordo de Leniência e os respectivos valores a receber, em 21 parcelas anuais, a serem corrigidas pela SELIC, a partir de outubro de 2019, estão descritos no quadro abaixo:

Valores a receber	
Furnas	117.684
Eletronorte	17.669
Eletrobras	13.263
Chesf	13.263
Total	161.879

Os valores a receber consideram as participações acionárias das empresas Eletrobras nos empreendimentos das usinas hidroelétricas de Santo Antônio e de Belo Monte, para os quais já haviam sido registradas perdas oriundas dos achados da investigação independente, contratada pela Eletrobras, nos valores de R\$122.841 e de R\$91.464, respectivamente, até 31 de dezembro de 2018.

A adesão ao acordo é uma oportunidade de fazer retornar à Eletrobras parte dos recursos a que a Companhia tem direito, diante dos prejuízos causados.

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	47.395	161.312	194.968	422.819
Aplicações Financeiras	5	14	388.384	369.433
	<u>47.400</u>	<u>161.326</u>	<u>583.352</u>	<u>792.252</u>
II - Caixa Restrito:				
Comercialização - Itaipu	836.872	2.665	836.872	2.665
Comercialização - PROINFA	553.105	1.162.561	553.105	1.162.561
PROCEL	108.782	114.518	108.782	114.518
Recursos da RGR	61.329	50.132	61.329	50.132
	<u>1.560.088</u>	<u>1.329.876</u>	<u>1.560.088</u>	<u>1.329.876</u>
	<u>1.607.488</u>	<u>1.491.202</u>	<u>2.143.440</u>	<u>2.122.128</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.

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, sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor e mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e à 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 suas disposições regulamentares, 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 como também, 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	31/12/2018	31/12/2017
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Prefixado	3.565.431	4.495.472
LTN	CEF	Após 90 dias	Prefixado	56.578	62.670
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Prefixado	3.165	18.356
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Prefixado	-	18.552
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	394.086	458.408
Op. Compromissadas	CEF	-	-	14.982	6.499
Total Circulante				4.034.242	5.059.957
NÃO CIRCULANTE					
Titulos		31/12/2018	31/12/2017		
Partes Beneficiárias (a)		291.701	267.715		
Outros		1.808	1.426		
Total Não Circulante		293.509	269.141		
CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2018	31/12/2017
LFT	CEF	Após 90 dias	Prefixado	49.357	-
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Prefixado	4.467.274	5.153.684
LTN	CEF	Após 90 dias	Prefixado	139.442	62.670
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Prefixado	40.169	100.313
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Prefixado	-	18.583
Títulos de Renda Fixa	Banco do Brasil	-	-	694.769	449.701
Títulos de Renda Fixa	CEF	-	-	375.970	168.586
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	394.086	458.408
Op. Compromissadas	CEF	-	-	14.982	284.450
Fundo de Energia do Nordeste (b)	-	-	-	63.423	40.127
Outros	-	-	-	168.632	187.836
Total Circulante				6.408.104	6.924.358
NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	31/12/2018	31/12/2017		
Partes Beneficiárias (a)	-	291.701	267.715		
Referenciado - DI	BNDES	-	61.634		
Outros	-	2.132	2.513		
Total Não Circulante		293.833	331.862		

(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	
	31/12/2018	31/12/2017
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	(360.874)	(384.860)
Valor presente	291.701	267.715

(b) Fundo de Energia do Nordeste (FEN) - Fundo setorial é composto pelos recursos que serão revertidos para o fundo correspondem à diferença entre o preço pago pelos grandes consumidores à CHESF e o custo de geração da energia, nos termos da legislação, com o objetivo de prover recursos para a implantação de empreendimentos de energia elétrica na Região Nordeste do Brasil por meio de SPE.

NOTA 7 – CLIENTES

CIRCULANTE	CONSOLIDADO					31/12/2017
	31/12/2018					
	A vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos + de 90 dias	Créditos Renegociados	Total	
CEMIG	64.155	16	-	-	64.171	66.979
LIGHT	48.365	-	123	-	48.488	53.349
CEA	2.735	457	69.567	16.195	88.954	50.946
COPEL	39.642	-	-	-	39.642	47.230
CELESC	27.707	-	-	-	27.707	44.230
COELBA	49.275	-	58	-	49.333	41.438
CELPA	27.245	41	9.327	-	36.613	38.858
ELEKTRO	32.619	-	-	-	32.619	35.842
COELCE	34.272	7.044	-	-	41.316	31.095
AES ELETROPAULO	55.637	-	2	-	55.639	29.401
AMPLA	25.084	2.531	-	-	27.615	26.086
CELPE	30.947	-	56	-	31.003	26.342
RGE	44.668	638	6	-	45.312	24.558
CELG	21.331	2.920	1	-	24.252	-
CPFL	28.739	-	342	-	29.081	21.943
CEMAR	20.469	1	-	-	20.470	20.654
CEEE	12.227	-	-	-	12.227	16.074
EBE	7.962	-	6	-	7.968	11.165
ENERSUL	11.639	-	-	-	11.639	11.122
ESCELSA	8.725	-	-	-	8.725	9.589
PIRATININGA	10.604	-	-	-	10.604	8.074
CEB	4.495	2.581	-	-	7.076	7.135
AES SUL	1.781	-	-	-	1.781	2.434
CESP	2.533	-	-	-	2.533	2.583
Uso da Rede Elétrica	651.034	27.503	44.552	16	723.105	589.071
Comercialização CCEE (a)	710.486	127.477	261.881	-	1.099.844	390.910
Suprimento	585.481	-	-	-	585.481	711.420
PROINFA (a)	22.921	303.499	2.214	30.576	359.210	502.236
Consumidor Industrial	196.597	18.498	268.570	68.691	552.356	710.203
Consumidor Residencial	-	-	-	-	-	653.542
Comércio, serviços e outras atividades	-	-	-	-	-	310.286
Consumidor Rural	-	-	-	-	-	34.882
Poder público	-	-	-	-	-	373.926
Outros	528.322	68.869	332.089	10.297	939.576	710.634
(-) PCLD (b)	(1.045)	(54.325)	(758.113)	(91.636)	(905.119)	(1.074.892)
	3.306.652	507.750	230.681	34.139	4.079.221	4.662.368
NÃO CIRCULANTE						
CELG	-	-	-	272.741	272.741	-
Comercialização na CCEE (a)	-	-	293.560	-	293.560	293.560
CEA	-	-	-	216.413	216.413	207.403
CEB	-	-	9.548	-	9.548	9.548
Uso da Rede Elétrica	-	-	4.348	-	4.348	4.347
PROINFA (a)	-	-	-	-	-	30.576
Poder público	-	-	-	-	-	127.428
Consumidor Residencial	-	-	-	-	-	61.100
Comércio, serviços e outras atividades	-	-	-	-	-	281.184
Consumidor Industrial	-	-	-	-	-	45.072
Consumidor Rural	-	-	-	-	-	2.510
Outros	-	-	-	8.413	8.413	13.551
(-) PCLD (b)	-	-	(307.456)	(489.154)	(796.610)	(613.903)
	-	-	-	8.413	8.413	462.376
	3.306.652	507.750	230.681	42.552	4.087.634	5.124.744

(a) Comercialização de energia elétrica

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito PROINFA geraram um saldo líquido negativo de R\$ 96.041 no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 353.933 positivo no exercício findo em 31 de dezembro de 2017), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento (maiores detalhes na nota 20.II).

O aumento no saldo de comercialização de CCEE é decorrente de atrasos no recebimento de valores referentes a energia do mercado de curto prazo para as controladas Eletronorte, Furnas e Chesf e Amazonas GT.

(b) 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 a vencer, analisando o histórico de perdas e da expectativa da Companhia com relação a perdas esperadas sobre os créditos, cujo montante é considerado pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas esperadas na realização desses ativos a vencer e vencidos.

O saldo da PCLD é composto como segue:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Revendedores	1.023.752	759.483
Consumidores	-	401.891
CCEE - Energia de Curto Prazo	445.369	293.560
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA	232.608	233.861
	<u>1.701.729</u>	<u>1.688.795</u>

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

CONSOLIDADO	
Saldo em 31 de dezembro de 2016	<u>1.895.666</u>
(+) Constituição	782.289
(-) Reversão	(261.920)
(-) Baixa	(331.218)
(-) Classificação - Mantido pra Venda	(396.022)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	<u>1.688.795</u>
(+) Adoção CPC 48/IFRS 9	79.823
(+) Constituição	1.776.727
(-) Reversão	(602.444)
(-) Baixa	(178.213)
(-) Classificação - Mantido pra Venda	(1.062.959)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	<u>1.701.729</u>

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Nota 40). Os valores de PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

NOTA 8 – FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

31/12/2018

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
	Tx. Média	Valor			Tx. Média	Valor		
FURNAS	6,26	17.270	499.852	2.427.214	-	-	-	-
CGTEE	6,33	560.639	1.028.881	1.841.559	-	-	-	-
AMAZONAS GT	7,52	147.619	1.057.716	1.101.219	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	7,10	-	369.218	1.332.522	-	-	-	-
ELETRONORTE	5,82	14.622	144.304	1.168.773	-	-	-	-
ELETRÓSUL	5,03	-	51.583	787.392	-	-	-	-
CHESF	9,63	-	227.045	42.438	-	-	-	-
CEAL*	6,70	46.086	190.183	1.845.128	-	-	-	-
		<u>786.235</u>	<u>3.568.782</u>	<u>10.546.245</u>		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
ITAIPIU	7,08	11.731	2.357.819	5.620.167	7,08	11.731	2.357.818	5.620.167
ELETROPAULO	10,00	-	-	1.491.811	10,00	-	-	1.491.811
CEPISA	6,60	193.731	857.669	996.771	6,60	193.731	857.669	996.771
CERON	7,21	9.861	98.461	515.564	7,21	9.861	98.461	515.564
ELETRACRE	7,43	-	194.401	275.127	7,43	-	194.401	275.127
BOA VISTA	6,72	220	99.076	198.404	6,72	220	99.076	198.404
CELPA	5,95	206	7.467	656.818	5,95	206	7.467	656.818
CEMAR	0,34	377	27.814	87.470	0,34	377	27.814	87.470
ENERGISA - TO	5,83	177	25.549	8.496	5,83	177	25.549	8.496
CEMIG	5,17	180	13.930	20.259	5,17	180	13.930	20.259
COPEL	5,04	113	10.225	12.276	5,04	113	10.226	12.276
COELCE	5,00	110	8.545	13.477	5,00	110	8.546	13.477
CELESC DISTRIB.	5,00	87	10.470	5.545	5,00	86	10.470	5.545
CEEE	5,00	92	3.826	12.158	5,00	92	3.827	12.158
ESCELSA	5,00	58	6.752	4.913	5,00	58	6.752	4.913
CESP	5,11	29	5.135	33	5,11	29	5.136	33
OUTRAS		228.356	37.932	52.486		228.359	38.267	52.568
(-) PCLD		(235.613)	(72.042)	-		(235.613)	(72.042)	-
		<u>209.715</u>	<u>3.693.029</u>	<u>9.971.773</u>		<u>209.717</u>	<u>3.693.367</u>	<u>9.971.857</u>
		<u>995.951</u>	<u>7.261.811</u>	<u>20.518.018</u>		<u>209.717</u>	<u>3.693.367</u>	<u>9.971.857</u>

* A distribuidora CEAL foi classificada como mantido para venda a partir de 2018

31/12/2017

CONTROLADORA					CONSOLIDADO				
ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL			ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	
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	-	-	-	-	-
CERON *	8,24	925	285.306	892.566	-	-	-	-	-
CEPISA *	8,21	122.706	287.536	123.245	-	-	-	-	-
ELETROACRE *	8,58	266	95.559	346.963	-	-	-	-	-
BOA VISTA *	8,14	169	58.035	132.076	-	-	-	-	-
AMAZONAS D	9,14	12.035	277.449	2.305.601	-	-	-	-	-
AMAZONAS GT	12,14	36.948	800.008	1.174.740	-	-	-	-	-
		534.851	5.282.431	15.094.967	-	-	-	-	-
ITAIPIU	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	61	5.569	4.752	5,10	61	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	
CELESC DISTRIB.	5,00	180	17.577	14.959	5,00	180	17.577	14.959	
OUTRAS	0,00	206.749	136.980	110.613		206.747	137.347	111.034	
(-) PCLD	0,00	(205.676)	(63.244)	-		(205.676)	(63.244)	-	
		364.789	2.106.804	7.794.470		364.788	2.107.172	7.794.892	
		899.640	7.389.235	22.889.437		364.788	2.107.172	7.794.892	

* As distribuidoras Cepisa, Ceron, Boa Vista e Eletroacre foram classificadas como mantido para venda em 2017.

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 2018, R\$ 4.309.947 (R\$ 4.848.676 em 31 de dezembro de 2017) 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 6,91% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos na controladora, com cláusula de atualização cambial, representam 30% do total da carteira (28% em 31 de dezembro de 2017). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem 70% do saldo da carteira (72% em 31 de dezembro de 2017).

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.

8.1 – Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

No Acordo firmado entre a Companhia e a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo (Eletropaulo), 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% ao ano, 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% ao ano, na efetiva data do pagamento de cada parcela.

A Eletropaulo interpôs um recurso para que conste nos autos que os acordos entre as partes foram homologados em sua integralidade.

A Companhia possui um crédito de R\$ 1.491.810 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 351.054 em 31 de dezembro de 2017) ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela Companhia. A Companhia manteve a classificação na rubrica de empréstimos e financiamentos no ativo não circulante em função de não ter havido ainda a homologação do acordo judicial.

8.2 - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A provisão é julgada suficiente pela administração da Companhia para fazer face as eventuais perdas esperadas 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 2016	258.338
(+) Complemento	36.024
(-) Reversões	(25.442)
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	268.920
Saldo em 31 de dezembro de 2017	268.920
(+) Complemento	407.734
(-) Reversões	(369.000)
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	307.655

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Nota 40). 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	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Eletronorte	1.858.834	1.099.896	-	-
CGTEE	104.544	91.550	-	-
Chesf	162.490	30.471	-	-
Eletrosul	31.240	81.408	-	-
Eletropar	2.619	7.797	-	-
Fumas	248.120	298.680	-	-
Paulista Lajeado	15.223	2.666	15.223	2.666
Lajeado Energia	11.278	55.896	11.278	55.896
CEB Lajeado	11.102	9.800	11.102	9.800
EMAE	10.813	12.753	10.813	12.753
Sete Gameleiras	4.176	-	4.176	-
Uirapuru	3.059	-	-	2.657
CEMAR	61	30.963	61	30.963
Chapecoense	-	-	26.457	25.674
Transenergia São Paulo	-	-	18.031	848
Tijoa Participações e Investimentos S.A.	-	-	16.468	-
Enerpeixe	-	-	16.382	15.878
Goiás Transmissão	-	-	11.985	22.030
Belo Monte Transmissora SPE S.A.	-	-	12.503	3.954
Manaus Construtora	-	-	9.178	9.229
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	-	-	8.694	-
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	-	-	8.567	7.093
MGE Transmissão	-	-	5.616	7.576
Retiro Baixo Energético S.A.	-	-	5.616	2.535
Transenergia Renovável	-	-	-	6.851
Caldas Novas Transmissão S.A	-	-	998	3.626
IE Madeira	-	-	-	20.737
Sist. de Transm. Nordeste S.A. - STN	-	-	-	7.839
EAPSA	-	-	-	4.675
Mata de Santa Genebra	-	-	-	3.251
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU	-	-	-	3.163
Manaus Transmissora	-	-	-	1.993
Outros	11.000	5.078	26.747	10.654
	<u>2.474.558</u>	<u>1.726.958</u>	<u>219.895</u>	<u>245.577</u>

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

10.1 - Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Ativo circulante:				
IRRF	450.636	620.782	984.828	931.847
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	37.955	2.517	175.923	78.470
ICMS a recuperar	-	-	12.869	13.263
Outros	-	-	42.641	42.627
	<u>488.591</u>	<u>623.299</u>	<u>1.216.261</u>	<u>1.066.207</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar (a)	-	-	34.533	1.068.450
PIS/COFINS a recuperar (a)	-	-	193.613	547.205
Outros	-	-	37.659	19.487
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>265.805</u>	<u>1.635.142</u>

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

A Companhia registrou, em 31 de dezembro de 2018, um montante de R\$228.146 o qual se refere a PIS, COFINS e ICMS a recuperar no ativo não circulante (R\$ 1.615.655 em 31 de dezembro de 2017). Do montante do saldo de dezembro de 2017 R\$ 1.062.634 se refere a impostos e contribuições sobre aquisição de combustível da controlada Amazonas D a qual encontra-se mantida para venda conforme Nota 46.

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 (Nota 11).

10.2 - Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	<u>817.417</u>	<u>1.436.175</u>	<u>2.420.165</u>	<u>1.874.475</u>
Ativo não circulante:				
Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	-	471.568	-	471.568
IRPJ e CSLL Diferidos	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>553.409</u>	<u>1.010.810</u>
	<u>-</u>	<u>471.568</u>	<u>553.409</u>	<u>1.482.378</u>
Passivo não circulante:				
IRPJ e CSLL Diferidos	<u>432.582</u>	<u>394.958</u>	<u>8.315.386</u>	<u>8.901.931</u>

10.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

Ativo diferido	31/12/2018			31/12/2017		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletronorte	1.868.051	(1.314.642)	553.409	2.278.753	(1.400.319)	878.434
Hermenegildo I	-	-	-	40.254	-	40.254
Hermenegildo II	-	-	-	43.118	-	43.118
Hermenegildo III	-	-	-	37.509	-	37.509
Chuí IX	-	-	-	11.495	-	11.495
Total	1.868.051	(1.314.642)	553.409	2.411.129	(1.400.319)	1.010.810

Passivo diferido	31/12/2018			31/12/2017		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletrosul	443.849	(894.572)	(450.723)	362.655	(829.665)	(467.010)
Eletrobras	-	(432.582)	(432.582)	-	(394.958)	(394.958)
Furnas	969.179	(5.230.099)	(4.260.920)	611.808	(5.463.470)	(4.851.662)
Chesf	918	(3.166.663)	(3.165.745)	180.823	(3.331.821)	(3.150.998)
Eletropar	-	(5.416)	(5.416)	-	(4.408)	(4.408)
Amazonas GT	-	-	-	-	(32.895)	(32.895)
Eletro nuclear	679.409	(679.409)	-	-	-	-
Total	2.093.355	(10.408.741)	(8.315.386)	1.155.286	(10.057.217)	(8.901.931)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Impostos diferidos ativos:				
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa	-	-	2.747.281	2.503.633
Provisões Operacionais	-	-	1.470.665	294.722
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	41.694	222.762
Provisão para Contingências	-	-	490.193	122.061
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	-	511.744	108.657
Provisão para não realização de créditos tributários	-	-	(1.727.760)	228.822
Outros	-	-	427.589	85.758
Total Ativo	-	-	3.961.406	3.566.415
Impostos diferidos passivos:				
Remuneração de Rede Básica de Sistemas Existentes	-	-	9.380.308	9.888.318
Débito tributário	-	-	484.228	410.698
Instrumentos Financeiros VJORA	432.582	-	432.582	-
Instrumentos Financeiros disponível para venda	-	394.958	-	394.958
Depreciação acelerada	-	-	12.029	350.531
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	(79.709)	51.964
Outros	-	-	1.493.946	361.067
Total Passivo	432.582	394.958	11.723.383	11.457.536

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

	CONTROLADORA	
	31/12/2018	31/12/2017
Impostos diferidos		
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:		
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros por meio de ORA	(37.624)	-
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	-	(31.382)
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(37.624)	(31.382)

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Impostos diferidos		
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:		
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros por meio de ORA	(28.466)	-
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	-	(36.404)
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	(9.158)	5.023
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(37.624)	(31.381)

As controladas de geração e transmissão preparam suas projeções de lucro tributável futuro, os quais são projetados a se realizar no prazo de até 10 anos. O saldo acumulado, em 31 de dezembro 2018, dos ativos fiscais diferidos totaliza o montante de R\$3.961.406. Este montante reflete a melhor estimativa quanto a sua realização e cuja base é formada pelo prejuízo fiscal e pelas diferenças temporárias entre o lucro contábil e o lucro tributável de cada entidade.

NOTA 11 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
CCC	-	-	454.139	2.967.693
Provisão CCC - PECLD	-	-	-	(1.439.090)
Reembolso CDE	-	-	-	39.191
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>454.139</u>	<u>1.567.794</u>
NÃO CIRCULANTE				
CCC	3.234.542	-	5.802.172	9.497.829
Parcela do Transporte do Gás	-	-	-	(2.988.797)
	<u>3.234.542</u>	<u>-</u>	<u>5.802.172</u>	<u>6.509.032</u>
Total de direitos de ressarcimento	<u>3.234.542</u>	<u>-</u>	<u>6.256.311</u>	<u>8.076.826</u>
CIRCULANTE				
PROINFA	1.250.619	1.346.660	1.250.619	1.346.660
Reembolso CDE	-	-	-	45.882
	<u>1.250.619</u>	<u>1.346.660</u>	<u>1.250.619</u>	<u>1.392.542</u>
NÃO CIRCULANTE				
CCC	-	-	-	1.062.634
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.062.634</u>
Total de obrigações de ressarcimento	<u>1.250.619</u>	<u>1.346.660</u>	<u>1.250.619</u>	<u>2.455.176</u>

Conta de Consumo de Combustível -CCC

A conta de consumo de combustível refere-se aos valores a receber e a pagar nos respectivos exercícios. A Companhia, em 31 de dezembro de 2018, apresentou um valor a receber de R\$6.256.311 (R\$ 12.465.522 em 31 de dezembro de 2017), o saldo de obrigações ressarcimento foi liquidado em 2018 (R\$ 1.062.634 em 31 de dezembro de 2017).

Após a promulgação da Lei nº 12.783, a Eletrobras não tem mais a obrigação de fazer contribuições à CCC. Apesar disso, a 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 CCC, a Lei nº 12.783 permite que sejam feitas transferências entre a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a CCC.

Contrato de Fornecimento de Gás e Fiscalização ANEEL

O contrato de fornecimento de gás prevê para a parcela de transporte a modalidade "*open book*", caracterizada 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, deveriam ser apurados pelo Comitê de Revisão da Parcela de Transporte e repassados para a parcela de transporte. As variáveis que compunham o preço da parcela de transporte não estavam devidamente consolidadas entre as partes do Comitê. 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 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, que se encontra em análise pela ANEEL.

Assim, pelo contexto exposto e considerando os autos do Mandado de Segurança nº 0026107-81.2012.4.01.3400, a Companhia reconheceu provisão para perdas referente a possíveis glosas que poderão ser aplicadas.

Considerando que a ANEEL pautou o julgamento dos Recursos Administrativos, em 2018 foi obtida tutela provisória nos autos do Mandado de Segurança acima citado que determinou a imediata retirada de pauta do processo e o impedimento de julgamento dos Recursos, até ulterior decisão da Presidência da Sexta Turma acerca da existência ou não de descumprimento de acórdão favorável à controlada Amazonas Distribuidora. Em 19 de março de 2019, a ANEEL por decisão de sua diretoria colegiada, reconheceu o direito de recebimento de créditos da CCC à controlada Amazonas Distribuidora, no montante de R\$ 1.591.670 referentes à fiscalização do período de 30 de julho de 2009 a 30 de junho de 2016.

Adicionalmente, a ANEEL verificou o direito da controlada a receber, a título de ineficiência estabelecida na lei 13.299/2016, o montante de R\$ 1.357.794 (valor histórico), a ser recebido do governo federal. Esses créditos deverão ser transferidos da controlada à Companhia, quando da assinatura do seu contrato de compra e venda de ações objetos do leilão nº 2/2018 – PPI /PND, nos termos da decisão da 170ª AGE, vide nota 49.5.

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	
	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
Elementos prontos	510.638	465.152
	510.638	465.152
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	373.108	318.229
Concentrado de urânio	187.394	194.047
Em curso - combustível nuclear	267.908	318.732
	828.410	831.008
TOTAL	1.339.048	1.296.160

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, e é 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	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Controladas:				
CGTEE	1.069.774	781.790	-	-
Furnas	58.242	54.727	-	-
Hermenegildo III	11.834	8.494	-	-
Cepisa	-	346.357	-	-
Ceal	-	180.142	-	-
Amazonas D	-	129.189	-	-
Boa Vista	-	89.975	-	-
Eletroacre	-	77.115	-	-
Hermenegildo II	-	19.082	-	-
Hermenegildo I	-	11.681	-	-
Chuí IX	-	2.723	-	-
SPEs:				
Energia Sustentável do Brasil	-	-	337.200	734.400
TDG Transmissora Delmiro Gouveia	-	-	101.000	101.000
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A.	-	-	13.010	37.467
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	5.929	9.800
Geradora Eólica Itaguaçu da Bahia SPE S.A.	-	-	-	72.814
	1.139.850	1.701.275	457.139	955.481
Outros investimentos	882	-	2.424	4.357
	1.140.732	1.701.275	459.563	959.838

NOTA 14 – INVESTIMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Furnas	20.754.919	19.949.366	-	-
Chesf	15.310.867	13.781.383	-	-
Eletrosul	6.019.757	5.824.553	-	-
Eletronorte	17.324.305	16.268.119	-	-
Eletropar	156.902	168.291	-	-
Eletronuclear	2.300.626	-	-	-
Chui IX (*)	-	26.051	-	-
Santa Vitória do Palmar (*)	-	574.902	-	-
Hermenegildo I (*)	-	98.858	-	-
Hermenegildo II (*)	-	92.576	-	-
Hermenegildo III (*)	-	78.860	-	-
	<u>61.867.376</u>	<u>56.862.959</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
b) Coligadas				
CTEEP	3.951.302	3.420.726	4.024.671	3.485.985
Lajeado Energia	79.923	64.103	79.923	64.103
CEB Lajeado	52.804	49.153	52.804	49.153
Paulista Lajeado	30.241	30.436	30.241	30.436
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	218.301	224.668
EMAE	339.027	319.915	351.364	331.556
CEMAR	989.425	821.010	989.425	821.010
Outros	<u>818.899</u>	<u>1.263.614</u>	<u>818.899</u>	<u>1.263.614</u>
	<u>6.261.621</u>	<u>5.968.957</u>	<u>6.565.628</u>	<u>6.270.525</u>
c) Controlada em conjunto				
Mangue Seco II (*)	-	18.594	-	18.594
Norte Energia (Belo Monte)	2.036.157	1.776.786	6.863.523	5.868.703
Rouar	124.448	105.413	124.448	105.413
Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (*)	-	-	-	123.527
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A. (*)	-	-	-	210.592
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A. (*)	-	-	-	37.728
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A. (*)	-	-	-	25.883
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. (*)	-	-	-	23.255
Madeira Energia S.A. (MESA)	-	-	2.004.915	2.077.575
Energia Sustentável do Brasil	-	-	3.363.219	3.297.141
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	-	-	1.377.984	1.314.514
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	1.082.843	1.046.172
Manaus Transmissora de Energia S.A. (*)	-	-	-	691.021
Enerpeixe S.A.	-	-	260.599	292.002
Teles Pires Participações	-	-	727.840	764.559
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	-	-	395.841	389.981
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	1.603.211	1.478.019
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	342.776	356.302
Mata de Santa Genebra	-	-	482.329	459.169
Goiás Transmissão S.A.	-	-	188.574	181.481
Companhia Energética Sinop S.A.	-	-	479.280	539.498
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	165.749	216.741
Transnorte Energia S.A.	-	-	139.814	148.453
Chapada Piauí II Holding S.A. (*)	-	-	-	137.715
MGE Transmissão S.A.	-	-	127.583	115.039
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	-	-	-	257.441
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	-	-	143.185	154.498
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	-	-	134.277	124.386
Chapada Piauí I Holding S.A. (*)	-	-	-	126.385
Empresa de Energia São Manoel	-	-	644.735	649.731
Paranaíba Transmissora	-	-	184.358	160.191
Vale do São Bartolomeu	-	-	51.173	123.131
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (*)	-	-	-	123.182
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	91.698	163.637
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	-	-	233.594	198.174
Serra do Facão Energia S.A.	-	-	12.990	26.212
Transenergia São Paulo S.A.	-	-	48.583	93.433
Vamcruz I Participações S.A. (*)	-	-	-	131.635
Eólica Serra das Vacas Holding S.A. (*)	-	-	-	96.172
Outros	<u>193.921</u>	<u>165.449</u>	<u>469.693</u>	<u>803.919</u>
	<u>2.354.526</u>	<u>2.066.242</u>	<u>21.744.814</u>	<u>23.151.204</u>
SUBTOTAL	<u>70.483.523</u>	<u>64.898.158</u>	<u>28.310.442</u>	<u>29.421.729</u>
Provisão para perdas em investimentos				
	(181)	(49)	(1.774.244)	(2.132.024)
TOTAL	<u>70.483.342</u>	<u>64.898.109</u>	<u>26.536.198</u>	<u>27.289.705</u>

(*) Empresas classificadas como ativos mantidos para venda durante 2018.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Investimentos mensurados a valor justo				
AES Tietê	312.908	398.161	312.908	398.161
Coelce	244.042	270.825	244.042	270.825
Energisa S.A.	298.284	218.432	298.283	218.432
Cesp	134.146	133.709	134.146	133.709
Celpe	52.077	38.556	52.077	38.556
Celesc	206.795	112.396	206.795	112.396
CELPE	33.854	18.258	33.854	18.258
Energisa MT	8.140	-	8.140	-
COPEL	45.617	32.759	45.617	32.759
CGEEP	16.845	17.551	16.845	17.551
CEB	10.218	8.339	10.218	8.339
AES Eletropaulo	-	-	8.494	34.264
Energias do Brasil	-	-	27.913	25.491
Outros	25.534	12.248	47.817	109.918
	<u>1.388.460</u>	<u>1.261.234</u>	<u>1.447.150</u>	<u>1.418.659</u>

14.1- Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	278.726	381.719
Empresa de Energia São Manoel	-	-	293.670	349.748
Madeira Energia S.A.	-	-	152.674	314.037
Norte Brasil Transmissora S.A.	-	-	267.595	294.580
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	-	239.742
Mata de Santa Genebra	-	-	8.521	-
Energia Sustentável do Brasil S.A	-	-	386.772	223.656
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	70.691	88.878
Goiás Transmissão	-	-	-	54.640
Transnorte Energia S.A.	-	-	118.665	-
Vale do São Bartolomeu	-	-	120.645	-
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	17.166
Teles Pires Participações	-	-	13.332	13.333
Vamcruz I Participações S.A.	-	-	-	7.028
Inambari	181	49	274	54
Outros	-	-	45.513	37.631
	<u>181</u>	<u>49</u>	<u>1.774.244</u>	<u>2.132.024</u>

14.2 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2017	Alienação de participação	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ajustes de exercícios anteriores	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Transferência de SPEs (**)	Mantido para venda	Saldo em 31/12/2018
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA										
Furnas	19.949.366	-	(114.299)	-	126.259	(247.185)	1.040.777	-	-	20.754.919
Chesf	13.781.383	-	(72.053)	-	1.492.849	(157.969)	266.657	-	-	15.310.867
Eletrosul	5.824.553	-	(180.316)	-	332.103	(83.273)	126.680	-	-	6.019.757
Eletronorte	16.268.119	-	(126.447)	-	262.942	(1.842.596)	2.762.288	-	-	17.324.305
Eletronuclear	-	-	(287.864)	-	-	-	2.588.490	-	-	2.300.626
Eletropar	168.291	-	39.493	-	6.056	(67.969)	11.031	-	-	156.902
Chui IX (*)	26.051	-	-	2.723	-	-	(136)	-	-	(28.638)
Santa Vitória do Palmar (*)	574.902	-	-	(46.800)	-	-	89.093	-	-	(617.195)
Hermenegildo I (*)	98.858	-	-	11.681	-	-	(2.573)	-	-	(107.966)
Hermenegildo II (*)	92.576	-	-	19.082	-	-	(3.172)	-	-	(108.487)
Hermenegildo III (*)	78.860	-	-	8.494	-	-	(7.597)	-	-	(79.757)
Uirapuru (*)	-	-	(8.060)	-	-	-	(19.892)	63.489	-	(41.434)
Mangue Seco II (*)	18.594	-	-	-	-	-	15	-	-	(17.455)
Norte Energia (Belo Monte)	1.776.786	-	-	140.700	-	-	118.671	-	-	2.036.157
Rouar	105.413	-	18.062	-	-	-	973	-	-	124.448
CTEEP	3.420.726	-	25.888	-	388.621	(732.158)	848.225	-	-	3.951.302
Lajeado Energia	64.103	-	-	-	-	(23.886)	39.705	-	-	79.923
CEB Lajeado	49.153	-	-	-	-	(15.237)	18.889	-	-	52.804
Paulista Lajeado	30.436	-	-	-	-	(9.873)	9.679	-	-	30.241
EMAE	319.915	-	(8.967)	-	-	(11.533)	39.612	-	-	339.027
CEMAR	821.010	-	-	-	-	(55.584)	223.999	-	-	989.425
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A. (*)	-	(235.171)	5.841	-	-	(5.334)	17.015	217.650	-	-
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. (*)	-	-	5.103	-	-	(7.146)	1.838	-	(22.911)	-
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. (*)	-	-	674	-	-	(1.101)	291	45.212	(45.076)	-
Brasventos Massaba 3 Geradora de Energia S.A. (*)	-	-	(418)	-	-	-	1.598	73.491	(74.671)	-
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A. (*)	-	-	(1.058)	-	-	(220)	772	48.903	(48.397)	-
AETE (*)	-	-	4.584	-	-	(2.058)	2.014	35.485	(40.025)	-
Luzilândia (*)	-	-	411	-	-	-	1.026	29.745	(31.182)	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A. (*)	-	-	-	-	-	-	(7353)	96.412	(92.659)	-
Transirapé (*)	-	-	801	-	-	-	973	23.856	(25.630)	-
Chapada Piauí I Holding S.A. (*)	-	-	-	-	-	-	-	80.874	(80.874)	-
Manaus Transmissora de Energia S.A. (*)	-	-	-	-	-	-	-	715.448	(715.448)	-
Chapada Piauí II Holding S.A. (*)	-	-	(0)	-	-	-	(24.376)	164.723	(140.347)	-
Sete Gêmeiras (*)	-	-	2.506	-	-	(4.176)	830	23.406	(22.565)	-
Pedra Branca (*)	-	-	2.226	-	-	(4.454)	1.389	18.710	(17.871)	-
São Pedro do Lago (*)	-	-	1.044	-	-	(1.044)	2.343	19.175	(21.518)	-
CentroOeste (*)	-	-	504	-	-	-	722	17.512	(18.738)	-
Transleste (*)	-	-	931	-	-	-	1.102	16.399	(18.432)	-
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (*)	-	-	-	-	-	-	-	131.368	(131.368)	-
Transudeste (*)	-	-	1.675	-	-	(1.000)	773	11.682	(13.130)	-
Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (*)	-	-	22.969	-	-	(2.741)	3.025	103.737	(126.990)	-
Outros	1.429.063	(363.831)	(101.283)	132	69.957	(45.626)	24.408	-	-	1.012.820
TOTAL DE INVESTIMENTOS	64.898.158	(599.002)	(768.055)	136.013	2.678.786	(3.343.208)	8.209.203	1.960.391	(2.688.764)	70.483.523

(*) Empresas classificadas como ativos mantidos para venda.

(**) Transferência de SPEs da Eletrosul, Chesf, Furnas e Eletronorte para a Eletrobras vide nota 14.5.

Controladas, coligadas e controladas em conjunto	Saldo em 31/12/2017	Alienação de participação	Integralização de capital/Boia	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Gainho / Perda de Capital	Ajustes de exercícios anteriores	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Transferência de SPEs (**)	Mantido para venda	Saldo em 31/12/2018
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO												
Mangue Seco II (*)	18.594	-	-	-	-	-	-	(1.154)	15	-	(17.455)	-
Norte Energia (Belo Monte)	5.868.703	-	328.112	-	140.700	-	-	-	526.008	-	-	6.863.523
CTEEP	3.485.985	-	-	26.370	-	-	395.857	(745.791)	862.250	-	-	4.024.671
Lajeado Energia	64.103	-	-	-	-	-	-	(23.886)	39.705	-	-	79.923
CEB Lajeado	49.153	-	-	-	-	-	-	(15.237)	18.889	-	-	52.804
Paulista Lajeado	30.436	-	-	-	-	-	-	(9.873)	9.679	-	-	30.241
Rouar	105.413	-	-	18.062	-	-	-	-	973	-	-	124.448
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A. (*)	210.592	(235.171)	(217.651)	5.841	-	-	-	(5.334)	24.074	217.650	-	-
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. (*)	-	-	-	5.103	-	-	-	(7.146)	23.115	-	(22.911)	-
AETE (*)	-	-	-	4.584	-	-	-	(2.058)	2.014	35.485	(40.025)	-
Luzilândia (*)	-	-	-	411	-	-	-	-	1.026	29.745	(31.182)	-
Transirapé (*)	-	-	-	801	-	-	-	-	973	23.856	(25.630)	-
Sete Gêmeiras (*)	-	-	-	2.506	-	-	-	(4.176)	830	23.406	(22.565)	-
Pedra Branca (*)	-	-	-	2.226	-	-	-	(4.454)	1.389	18.710	(17.871)	-
São Pedro do Lago (*)	-	-	-	1.044	-	-	-	(1.044)	2.343	19.175	(21.518)	-
CentroOeste (*)	-	-	-	504	-	-	-	-	722	17.512	(18.738)	-
Transleste (*)	-	-	-	931	-	-	-	-	1.102	16.399	(18.432)	-
Transudeste (*)	-	-	-	1.675	-	-	-	(1.000)	773	11.682	(13.130)	-
Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (*)	123.527	-	(103.737)	22.969	-	(24.965)	-	(2.741)	8.200	103.737	(126.990)	-
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. (*)	23.255	-	(23.368)	674	-	-	-	(1.464)	767	45.212	(45.076)	-
Brasventos Massaba 3 Geradora de Energia S.A. (*)	37.728	-	(17.087)	(418)	-	-	-	(1.295)	2.252	73.491	(74.671)	-
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A. (*)	25.883	-	(24.422)	(1.058)	-	-	-	(293)	(616)	48.903	(48.397)	-
EMAE	331.556	-	-	(9.293)	-	-	-	-	(11.953)	41.054	-	351.364
CEMAR	821.010	-	-	-	-	-	-	-	(55.584)	223.999	-	989.425
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.077.575	-	678.669	-	-	-	-	-	(750.729)	-	-	2.004.915
Energia Sustentável do Brasil	3.297.141	-	-	-	535.200	-	-	-	(469.122)	-	-	3.363.219
Interligação Elétrica da Madeira S.A. (IE Madeira)	1.314.514	-	-	-	-	-	(85.510)	-	148.980	-	-	1.377.984
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	1.046.172	-	-	-	-	-	(14.808)	(12.967)	64.446	-	-	1.082.843
Manaus Transmissora de Energia S.A. (*)	691.021	-	(715.448)	-	-	-	-	-	24.427	715.448	(715.448)	-
Enerpeixe S.A.	292.002	-	-	-	-	-	-	(71.273)	39.870	-	-	260.599
Tales Pires Participações	764.559	-	77.823	-	-	-	-	-	(114.542)	-	-	727.840
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	389.981	-	-	-	-	-	-	(105.540)	111.400	-	-	395.841
Belo Monte Transmissora de Energia	1.478.019	-	24.500	-	-	-	(211.938)	(8.548)	321.178	-	-	1.603.211
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	356.302	-	-	-	-	-	(34.911)	(15.844)	37.229	-	-	342.776
Mata de Santa Genebra	459.169	-	47.904	-	-	-	(23.835)	3.250	(4.159)	-	-	482.329
Energética Águas da Pedra S.A.	224.668	-	-	-	-	-	-	(50.077)	43.710	-	-	218.301
Goias Transmissão S.A.	181.481	-	-	-	-	-	(8.589)	-	15.682	-	-	188.574
Empresa de Energia São Manoel	649.731	-	26.000	-	-	-	-	(30.996)	-	-	-	644.735
Companhia Energética Sinop S.A.	539.498	-	70.560	-	-	-	-	-	(130.778)	-	-	479.280
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	216.741	-	-	-	-	-	(50.646)	(43.410)	43.064	-	-	165.749
Transnorte Energia S.A.	148.453	-	-	-	-	-	(10.575)	-	1.936	-	-	139.81
Chapada Piauí II Holding S.A. (*)	137.715	-	(126.759)	-	-	-	-	-	(35.332)	164.723	(140.347)	-
MGE Transmissão S.A.	115.039	-	-	-	-	-	3.827	-	8.717	-	-	127.583
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	257.441	-	(7.012)	(313.775)	-	64.011	(5.454)	-	4.789	-	-	574.902
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	154.498	-	-	-	-	-	(19.732)	(2.450)	10.869	-	-	143.185
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	124.386	-	-	-	-	-	(3.081)	12.972	-	-	-	134.277
Chapada Piauí I Holding S.A. (*)	126.385	-	(110.765)	-	-	-	-	-	(15.620)	80.874	(80.874)	-
Paraníba Transmissora	160.191	-	-	-	2.082	-	12.554	(2.999)	12.530	-	-	184.358
Vale do São Bartolomeu	123.131	-	4.290	-	-	-	(65.735)	-	(10.513)	-	-	51.173
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (*)	123.182	-	(131.368)	-	-	-	-	(2.940)	11.126	131.368	(131.368)	-
Triângulo Mineiro Transmissora	163.637	-	-	-	-	-	(57.219)	-	(14.720)	-	-	91.698
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	198.174	-	25.948	-	-	-	-	(8.693)	18.165	-	-	233.594
Serra do Falcão Energia S.A.	26.212	-	-	-	-	-	-	-	(13.222)	-	-	12.990
Transenergia São Paulo S.A.	93.433	-	-	-	-	-	(28.956)	(22.082)	6.188	-	-	48.583
Vamcruz I Participações S.A. (*)	131.635	-	-	-	3.871	-	-	-	(12.986)	-	(131.093)	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A. (*)	96.172	-	(96.412)	-	-	-	-	(3.513)	-	96.412	(92.659)	-
Outros	2.067.533	(363.831)	(101.283)	(101.283)	38.280	(57.089)	64.791	(93.042)	72.101	-	(51.654)	1.288.592
TOTAL DE INVESTIMENTOS	29.421.729	(599.002)	(598.037)	(332.127)	720.133	(18.043)	(140.879)	(1.334.178)	1.181.977	1.896.902	(1.888.034)	28.310.442

(*) Empresas classificadas como ativos mantidos para venda.

(**) Transferência de SPEs da Eletrosul, Furnas, Chesf e Eletronorte para a Eletrobras vide nota 14.5.

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Aquisição de SPEs (*)	Integralização de capital/Boia	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Gainho / Perda de Capital	Ajustes de exercícios anteriores	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2017
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA										
Furnas	19.165.618	-	-	(316.169)	-	-	-	-	(298.680)	1.398.597
Chesf	12.529.022	-	-	(243.051)	-	-	-	-	(30.471)	1.039.781
Eletrosul	5.394.615	-	-	(133.465)	-	-	-	-	1.877.882	5.824.553
Eletronorte	15.351.617	-	-	(23.229)	-	-	-	-	(1.099.877)	2.039.608
Eletropar	157.900	-	-	(14.642)	-	-	-	-	(7.797)	32.830
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	-	-	-	-	-	-	-	7

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
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO									
Mangue Seco II	17.934	-	-	-	-	-	(959)	1.619	18.594
Norte Energia (Belo Monte)	5.358.861	-	405.068	173.700	-	-	-	(68.926)	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	-	-	-	-	-	-	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
Chapcoense Geração S.A. (Chapcoense)	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
Mata 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)	115.039
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	277.474	-	-	-	-	-	-	(20.033)	257.441
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	153.390	-	-	-	-	-	-	(433)	154.498
Retro Baixo Energética S.A. (Retro Baixo)	127.229	-	-	-	-	-	-	(13.515)	124.386
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	127.338	-	-	-	-	-	-	(7.805)	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 Facho Energia S.A.	23.670	-	-	-	-	-	-	2.542	26.212
Transenergia São Paulo S.A.	92.138	-	-	-	-	-	(5)	1.300	93.433
Vancruz 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
TOTAL DE INVESTIMENTOS	27.070.828	-	505.393	(166.639)	1.024.336	380.322	7.527	(950.267)	29.421.729

14.3 Informações do valor de mercado das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			31/12/2018	31/12/2017
CTEEP	Equivalência Patrimonial	36,05%	4.031.053	3.848.829
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	1.760.599	1.377.138
AES Tiete	Valor de mercado	7,94%	312.908	398.161
ENERGISA MT	Valor de mercado	0,19%	8.140	418.862
COELCE	Valor de mercado	7,06%	244.042	270.825
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,31%	311.685	218.432
CESP	Valor de mercado	2,05%	134.146	133.709
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	663.577	516.139
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	118.344	94.872
EMAE	Equivalência Patrimonial	40,44%	263.386	131.189
CELPA	Valor de mercado	0,99%	64.823	38.556
CELESC	Valor de mercado	10,75%	206.795	112.396
Eletropaulo	Valor de mercado	0,00%	-	34.264
Light	Valor de mercado	0,25%	8.494	-
CELPE	Valor de mercado	1,56%	21.108	18.258
COPEL	Valor de mercado	0,56%	45.617	32.759
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	27.913	25.491
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	16.845	17.551
CEB	Valor de mercado	2,10%	10.218	8.339
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	207	321

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

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

31/12/2018													
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO				Total Ativo	Circulante		PASSIVO				Total Passivo
		Circulante		NÃO Circulante			Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	NÃO Circulante		Patrimônio líquido		
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos				Empréstimos e financiamentos	Outros passivos			
Norte Energia S.A	49,98%	252.763	1.222.598	41.608.558	1.075.826	44.159.745	2.348.330	1.341.796	25.578.153	1.166.966	13.724.500	44.159.745	
ESBR Participações	40,00%	95.767	453.419	19.362.325	1.508.356	21.419.867	402.315	487.343	10.409.556	1.712.606	8.408.047	21.419.867	
Madeira Energia S.A. (MESA)	42,46%	68.645	549.585	20.787.932	1.665.469	23.071.631	169.178	1.112.155	14.795.974	2.337.731	4.656.593	23.071.631	
CTEEP	36,05%	6.224	2.436.439	37.325	15.306.539	17.786.527	280.729	250.411	940.564	5.246.176	11.068.647	17.786.527	
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	36.725	732.197	6.238.595	102.468	7.110.985	342.809	123.745	2.436.758	961.328	3.246.345	7.110.985	
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	49,00%	182.192	474.127	5.110.465	181.899	5.948.683	173.943	115.077	1.375.483	1.471.970	2.812.210	5.948.683	
Teles Pires Participações	49,44%	27.857	139.167	4.803.349	370.501	5.340.874	214.126	160.783	3.053.391	419.885	1.492.689	5.340.874	
Belo Monte Transmissora	24,50%	36.725	175.099	6.786.725	112.436	7.110.985	384.299	82.255	2.990.508	407.578	3.246.345	7.110.985	
IE MADEIRA	24,50%	182.192	474.127	5.110.465	181.899	5.948.683	173.943	115.077	1.375.483	1.471.970	2.812.210	5.948.683	
Companhia Energética Sinop	49,00%	64.563	70.034	2.204.358	288.075	2.627.030	47.959	1.029.711	251.384	1.231.427	2.627.030	2.627.030	
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	138.473	362.877	3.541.588	57.153	4.100.091	75.482	180.497	730.024	912.399	2.201.689	4.100.091	
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	46.025	74.060	3.362.567	438.080	3.920.732	113.773	60.485	1.767.900	77.351	1.901.223	3.920.732	
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	40,00%	184.003	161.734	2.732.454	118.866	3.197.057	138.706	285.757	1.045.401	737.591	989.602	3.197.057	
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,50%	73.448	186.326	38.873	2.664.935	2.963.582	75.063	149.959	647.885	653.237	1.437.438	2.963.582	
Mata de Santa Genebra	49,90%	19.568	10.931	2.181.111	153.550	2.365.160	33.964	90.642	934.650	339.312	966.592	2.365.160	
Eneerpeixe S.A.	40,00%	307.780	192.726	1.471.006	154.532	2.126.044	176.508	414.211	573.087	310.740	651.498	2.126.044	
Serra do Falcão Energia S.A.	49,47%	3	156.883	1.747.814	153.643	2.058.343	50.744	166.834	289.710	1.524.799	26.256	2.058.343	
Paranaíba Transmissora	24,50%	13.931	19.164	1.812.949	58.402	1.904.446	55.968	48.631	612.854	434.414	752.579	1.904.446	
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	26.547	44.273	683.503	28.829	783.152	35.573	51.051	244.875	15.805	435.848	783.152	
EMAE	40,44%	216.626	184.307	72.957	784.520	1.258.410	-	129.976	259.579	868.855	1.258.410	1.258.410	
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	37.490	93.081	1.018.264	14.241	1.163.076	33.490	26.958	218.523	155.413	718.782	1.163.076	
Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE)	51,00%	25.017	134.734	845.532	42.450	1.047.733	55.275	28.916	499.213	6.303	458.026	1.047.733	
Chapada Piauí II Holding S.A.	49,00%	17.671	20.052	759.287	27.268	824.278	24.451	28.561	539.513	116.032	115.721	824.278	
Chapada Piauí I Holding S.A.	49,00%	21.770	19.908	746.512	29.464	817.654	25.533	30.858	530.657	112.289	118.317	817.654	
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	13.204	224.558	477.011	27.672	742.845	22.481	49.004	78.733	132.855	459.772	742.845	
Goás Transmissão S.A.	49,00%	8.804	6.220	626.825	8.286	650.135	17.694	32.794	172.648	42.165	384.844	650.135	
Vamcruz I	49,00%	79.544	19.567	453.165	552.276	1.100.481	18.108	14.761	216.177	35.693	267.537	1.100.481	
Serra das Vacas Holding	49,00%	13.981	7.417	483.119	14.427	518.944	19.276	12.636	248.051	57.868	181.113	518.944	
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	49,00%	20.042	6.681	403.512	5.667	435.902	13.553	7.294	95.699	27.141	292.215	435.902	
Vale do São Bartolomeu	39,00%	1.716	7.864	438.758	15.622	455.957	15.122	1.556	95.959	6.156	455.097	455.957	
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	2.039	5.026	435.814	12.509	455.388	2.368	2.330	100.381	6.096	324.213	455.388	
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	19,61%	35.582	11.412	343.504	10.631	401.129	13.651	18.523	81.905	8.985	278.065	401.129	
Rouar	50,00%	92.982	6.416	315.590	19.962	434.950	12.004	1.206	166.479	6.404	248.858	434.950	
MCE Transmissão S.A.	49,00%	12.855	2.803	355.902	4.239	375.799	9.242	15.626	66.773	24.294	375.799	375.799	
TDG	49,00%	31.814	33.118	295.944	8.338	369.214	3.393	20.007	154.366	126.467	64.981	369.214	
Transnorte Energia S.A.	49,00%	7.283	8.395	-	279.180	294.858	-	727	-	10.459	283.672	294.858	
Transenergia São Paulo S.A.	49,00%	2.511	1.765	182.015	1.972	188.263	4.424	2.903	32.755	49.033	99.148	188.263	
Baguari Energia S.A. (Baguari)	50,61%	5.942	35.858	194.769	9.320	245.889	-	2.117	-	4.706	245.889	245.889	
Manaus Construtora Ltda	49,50%	1	87.794	-	87.796	-	-	2.317	-	47.067	38.412	87.796	
Livramento	78,00%	3.725	2.349	159.904	3.402	169.380	3.540	4.700	35.422	180.569	54.851	169.380	
Fronteira Oeste	51,00%	1.273	14.386	121.928	13.819	151.406	-	22.886	25.510	103.010	151.406	151.406	
BANDA DE COURO	1,70%	10.379	1.709	2.054	2.054	141.171	2.783	6.674	62.335	38.886	33.495	141.171	
BARAUNAS I	49,00%	3.128	1.375	118.510	4.253	127.266	5.644	2.408	62.218	21.902	35.094	127.266	
MUSSAMBÉ	49,00%	3.925	1.293	115.806	5.409	126.433	5.155	2.618	56.805	21.883	39.972	126.433	
MORRO BRANCO I	49,00%	2.627	1.679	116.042	3.272	123.620	5.909	2.430	65.079	21.853	28.349	123.620	
7 GEMELERES	49,00%	313	3.815	91.935	112.137	193.972	2.706	2.706	53.608	47.767	112.137	193.972	
S P DO LAGO	49,00%	1.774	3.337	85.395	16.736	107.242	5.374	3.156	55.545	4.035	397.132	107.242	
Tijoa Participações e Investimentos	49,90%	35.973	30.021	37.123	72	103.189	-	51.350	-	30.751	21.088	103.189	
PEDRA BRANCA	49,00%	7.592	6.188	82.459	5.707	101.946	5.195	3.402	53.432	1.733	38.184	101.946	
BARAUNAS III	1,50%	13.031	1.951	84.961	1.532	101.475	3.420	4.401	43.326	22.979	27.349	101.475	
MAN CONSTR	19,50%	1	87.794	-	87.796	-	-	2.317	-	47.067	38.412	87.796	
Caldas Novas Transmissão	49,90%	2.023	530	33.938	748	37.239	1.341	3.202	8.888	2.743	37.239	37.239	
Construtora Integração Ltda	49,00%	1	45.781	-	5.559	51.341	-	2.706	-	103	48.532	51.341	
Lago Azul Transmissão	49,90%	5.389	824	58.082	2.779	64.566	-	7.942	-	-	56.624	64.566	
CSE Centro de Soluções Estratégicas	49,90%	6.649	2.849	5.415	5.415	10.830	-	5.415	-	-	10.830	10.830	
Ampari Energia S.A.	40,07%	4.127	115	-	1.943	6.185	-	32.688	-	3.275	29.778	6.185	
Energia Olímpica S.A.	49,90%	2.235	3.233	-	-	5.468	-	2.974	-	-	2.494	5.468	
Inambari Geração de Energia (Igesa)	19,61%	51	254	-	-	305	-	280	-	-	25	305	

31/12/2017															
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO		NÃO Circulante		Total Ativo	Circulante		PASSIVO		Patrimônio líquido	Total Passivo			
		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%	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%	502.517	21.502.221	21.610.727	1.983.133	24.150.598	1.329.968	1.329.968	14.351.964	2.441.185	53.277.115	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%	37.490	93.081	5.659.537	107.676	5.940.826	88.492	95.821	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	91.135	2.108.581	4.028.157			
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	40,00%	116.427	213.292	2.810.636	153.695	3.294.050	138.788	287.902	1.172.181	720.226	974.953	3.294.050			
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	190.995	9.296	3.240.312	317.981	3.798.584	22.569	70.849	1.651.347	64.607	1.949.212	3.798.584			
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	61.494	173.981	2.386.043	2.621.518	74.449	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	1.502.40					

31/12/2018

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Madeira Energia S.A. (MESA)	3.005.553	127.777	(1.880.828)	(111.830)	(1.743.636)	(887.061)
CTEEP	2.750.621	332.301	(468.926)	(454.828)	1.881.668	(8.347)
Belo Monte Transmissora de Energia	1.509.358	9.972	(319.121)	(318.570)	647.395	(570.066)
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	182.192	474.127	5.110.465	181.899	5.948.683	173.943
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	874.070	24.678	(205.138)	(139.216)	278.495	(86.189)
Teles Pires Participações	772.601	13.550	(316.654)	11.477	(229.984)	(177.313)
Belo Monte Transmissora	1.509.358	9.972	(319.121)	(318.570)	647.395	(570)
IEMADEIRA	637.388	23.401	(195.668)	(18.705)	304.037	(5.381)
Norte Energia S.A.	4.241.678	128.548	(1.162.825)	(228.373)	1.284.948	(106.049)
Mata de Santa Genebra	514.591	4.877	(64.384)	2.685	(5.070)	(71)
Enerpeixe S.A.	327.484	43.960	(89.319)	(2.441)	99.675	(56.642)
Serra do Facão Energia S.A.	309.961	6.374	(195.896)	18.978	(24.494)	(100.498)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	352.817	9.786	(117.078)	(42.912)	161.741	-
Empresa de Energia São Manoel	285.835	8.258	(166.007)	45.701	(88.809)	(125.861)
ESBR Participações	95.767	453.419	19.362.325	1.508.356	21.419.867	402.315
Paranaíba Transmissora	165.260	4.511	(62.488)	(32.898)	51.141	(35)
Tijoa Participações e Investimentos	150.451	1.054	(547)	(17.485)	33.387	(1.394)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	131.265	3.569	(46.221)	(23.604)	49.346	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	129.696	2.815	(17.739)	(12.470)	83.268	(1.191)
Companhia Energética Sinop	64.563	70.034	2.204.358	288.075	2.627.030	47.959
Energética Águas da Pedra S.A.	26.547	44.273	683.503	28.829	783.152	35.573
EMAE	285.819	37.560	(4.825)	19.557	101.517	(1.378)
Transmissora Sul Litorânea de Energia (TSLE)	100.280	3.325	(57.842)	8.788	35.620	(108)
Chapada Piauí II Holding S.A.	7.217	(241)	(21.289)	(501)	(22.359)	-
Chapada Piauí I Holding S.A.	71.755	1.523	(56.314)	(2.204)	(31.878)	-
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	154.227	2.521	(13.576)	(16.966)	106.034	(1.722)
Goiás Transmissão S.A.	60.005	1.236	(17.023)	(2.941)	32.003	(70)
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (TSBE)	45.873	2.384	(29.343)	(3.617)	2.441	(9)
Vamcruz I	32.479	2.456	(17.536)	(1.965)	(9.572)	(7.070)
Serra das Vacas Holding	26.561	253	(13.326)	(1.015)	490	(214)
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	55.723	1.583	(9.962)	(2.344)	22.182	(25)
Triângulo Mineiro Transmissora	41.130	789	(5.458)	(1.422)	(10.639)	(37)
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	71.137	1.953	(10.511)	(2.835)	26.472	(10.482)
Rouar	17.329	183	12.298	3.027	(1.948)	19.748
MGE Transmissão S.A.	33.864	811	(6.942)	(1.438)	17.791	(25)
TDG	33.275	2.763	(8.195)	(2.940)	9.250	(1.136)
Transnorte Energia S.A.	7.150	449	(62)	(1.462)	2.434	-
Transenergia São Paulo S.A.	19.567	1.925	(3.538)	(1.302)	12.629	(2)
Baguari Energia S.A. (Baguari)	67.778	1.887	(916)	(3.451)	39.327	(8.099)
Livramento	22.901	298	(5.896)	(585)	12.870	(10.352)
BANDA DE COURO	11.526	462	(7.306)	(540)	(3.495)	(5.996)
BARAÚNAS I	10.636	268	(5.595)	(413)	(3.420)	(6.094)
MUSSAMBÊ	10.770	297	(5.269)	(426)	(2.838)	-
MORRO BRANCO I	10.518	250	(5.880)	(402)	(3.759)	-
7 GAMELEIRAS	(781)	215	(1.297)	(80)	(5.278)	-
S P DO LAGO	468	262	(1.424)	(59)	(3.406)	-
PEDRA BRANCA	(4.462)	148	(1.311)	77	(8.653)	(145)
BARAÚNAS III	8.923	561	(4.057)	(494)	(1.207)	(125)
MAN CONSTR	-	-	(167)	(9)	(188)	-
Caldas Novas Transmissão	4.064	123	(809)	(180)	1.497	(8)
Construtora Integração Ltda	-	-	(359)	-	(518)	-
Lago Azul Transmissão	6.028	347	(5)	1.142	6.052	(3)
CSE Centro de Soluções Estratégicas	15.669	336	(104)	(681)	995	(245)
Amapari Energia S.A.	-	362	(1.942)	-	(1.753)	-
Energia Olímpica S.A.	-	166	(9)	544	440	-
Inambari Geração de Energia (Igesa)	-	-	(9)	-	(159)	-

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)
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	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 Facão 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	-
CTEEP	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)

14.4.1 – 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 3 usinas hidrelétricas, 2 PCH's, 6 parques eólicos e uma unidade solar fotovoltaica perfazendo uma potência instalada de 476 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 186,6 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. As operações da CHESF na atividade de geração de energia contam com 12 usinas hidrelétricas e 2 usinas eólicas, perfazendo uma potência instalada de 10.323 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 130 subestações e 20.585,2 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 3 usinas termelétricas, com capacidade de 133,09 MW*, perfazendo uma capacidade instalada de 8.993,14 MW*. A

transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 11.000 Km* de linhas de transmissão, 47 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 190,2 Km* de linhas de transmissão com 1 subestação no sistema isolado, perfazendo um total de 11.190,20 Km* de linhas de transmissão e 48 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 21 usinas hidrelétricas, com uma potência instalada de 17.729,83 MW*, e 2 usinas termelétricas com 530,00 MW* de potência instalada total.

(e) A Eletrobras Termonuclear S.A. (Eletronuclear) – controlada pela Companhia, construção e operação de usinas nucleares, a geração de energia elétrica delas decorrentes e a realização de serviços de engenharia e correlatos no estado do Rio de Janeiro. A controlada vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW*, bem como a construção da terceira unidade nucleoeletrônica, denominada usina Angra 3. A controlada, em 31 de dezembro de 2018, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 889.658 (R\$ 504.766 negativo em 31 de dezembro de 2017), e apresenta um Patrimônio Líquido de R\$2.302.699 (R\$ 5.147.539 de passivo a descoberto em 31 de dezembro de 2017)

A entidade apresenta capital circulante líquido negativo e, por conseguinte, tem a necessidade de aportes de capital de seu acionista e/ou transações de financiamento com terceiros, o que traz impacto significativo em seu plano de negócios.

14.4.2 - 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., empresa na 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) 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 2018 um capital circulante líquido de R\$ 266.896 (capital circulante líquido em 31 de dezembro de 2017 de R\$ 177.472).

f) 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.

g) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), no rio Xingu, localizada no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia. Essa investida vem despendendo quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A investida necessitará de recursos financeiros dos seus acionistas e de terceiros em montante significativo, para a conclusão de sua Usina Hidrelétrica. Em 31 de dezembro de 2018, a investida apresentava um capital circulante líquido negativo de R\$ 2.762.388 (R\$ 2.559.610 negativo em 31 de dezembro de 2017) e patrimônio líquido de R\$ 13.471.352 (R\$ 11.346.544 em 31 de dezembro de 2017).

Por conta da necessidade de caixa, a investida depende ainda de aporte de capital de seus acionistas e/ou de captações a serem executados com terceiros, sendo seu plano de negócios significativamente influenciado por conta das referidas operações.

h) Madeira Energia S.A. – sociedade anônima de capital fechado, constituída em 27 de agosto de 2007, e tem por objetivo o desenvolvimento do projeto de implementação 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 43,06% (39% em 31 de dezembro de 2017) do capital social da Madeira Energia através da sua controlada Furnas. 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 2018, a investida Madeira Energia S.A. (MESA) apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 663.103 (R\$ 2.143.477 negativo em 31 de dezembro de 2017) e patrimônio líquido de R\$ 4.656.593 (R\$ 5.327.115 em 31 de dezembro de 2017). 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).

Por conta da necessidade de caixa, a investida depende ainda de aporte de capital de seus acionistas e/ou de captações a serem executados com terceiros, sendo seu plano de negócios significativamente influenciado por conta das referidas operações.

I. Direito de Ressarcimento CCSA

Em 31 de dezembro de 2018, a MESA possui registrado em seu balanço dispêndios reembolsáveis junto ao Consórcio Construtor Santo Antônio (CCSA) no montante de R\$ 1.632.939 (R\$ 1.566.298 em 31 de dezembro de 2017), 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 uma provisão para perda, cujo valor em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 678.551 (R\$ 678.551 em 31 de dezembro de 2017) sob o valor total do dispêndio reembolsável de R\$ 1.632.939 (R\$ 1.566.298 em 31 de dezembro de 2017), o que reflete o valor líquido esperado de recebimento de R\$ 954.388 em dezembro de 2018 (R\$ 887.747 em 31 de dezembro de 2017).

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 ANEEL, que originou o referido *impairment*, a Controlada requereu, perante a *International Chamber of*

Commerce (ICC), a instauração de processo arbitral face ao CCSA, o qual 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 GT) 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 2018 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 e CEMIG GT. questionaram, substancialmente, parte do aumento de capital aprovado na MESA destinado ao pagamento de pleitos do CCSA, no valor de aproximadamente R\$ 780.000 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 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 ações, subscritas e integralizadas, sendo pertencente à Furnas o montante de 304.200.000 ações.

Em 28 de agosto de 2018 os efeitos da anulação parcial do aumento de capital, retroagindo ao exercício de 2014 estavam atualizados monetariamente pela aplicação do IGPM, cujo montante era de R\$ 379.280. Durante o exercício de 2018 foram aprovados diversos aumentos de capital e Furnas finalizou o exercício detendo 43,06% de participação na MESA.

j) Energia Sustentável do Brasil Participações S.A. (ESBR) - sociedade anônima de capital fechado, tem por objeto social a construção (já concluída) e exploração comercial da Usina Hidrelétrica de Jirau (UHE Jirau). Em 29 de junho de 2018 foi aprovada em AGE a incorporação da controladora ESBR Participações S.A. pela controlada ESBR. A Companhia detém 40% do capital ESBR. Em 31 de dezembro de 2018, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 314.358 (R\$ 54.185 negativo em 31 de dezembro de 2017), prejuízos acumulados de R\$ 2.061.663 (R\$ 859.173 em 31 de dezembro de 2017) e patrimônio líquido de R\$ 8.408.047 (R\$ 9.610.537 em 31 de dezembro de 2017).

Por conta da necessidade de caixa, a investida depende ainda de aporte de capital de seus acionistas e/ou de captações a serem executados com terceiros, sendo seu plano de negócios significativamente influenciado por conta das referidas operações.

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 CHESF e Furnas para a Eletrobras. 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 500/230 kV*.

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 2018, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 207.885 (R\$ 216.524 em 31 de dezembro de 2017) e patrimônio líquido de R\$ 1.492.690 (R\$ 1.564.581 em 31 de dezembro de 2017).

Por conta da necessidade de caixa, a investida depende ainda de aporte de capital de seus acionistas e/ou de captações a serem executados com terceiros, sendo seu plano de negócios significativamente influenciado por conta das referidas operações.

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 2018, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ R\$ 94.107 (R\$ 557.940 negativo em 31 de dezembro de 2017) e patrimônio líquido de R\$ 966.592 (R\$ 926.691 em 31 de dezembro de 2017).

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 S.A. Em 31 de dezembro de 2018, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 252.745 (R\$ 447.382 em 31 de dezembro de 2017) e patrimônio líquido de R\$ 3.239.974 (R\$ 3.016.367 em 31 de dezembro de 2017).

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 CEEE-D 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 2018 capital circulante líquido negativo R\$ 1.872.025 (R\$ 1.007.314 negativo em 31 de dezembro de 2017), o resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 2.352.441 (R\$ 1.100.956 em 31 de dezembro de 2017) e prejuízos acumulados de R\$ 3.493.162 (R\$ 2.502.546 em 31 de dezembro de 2017).

q) Empresa de Energia São Manoel - tem por objeto planejar, construir, operar, manter e explorar as instalações da UHE São Manoel, no rio Teles Pires, localizada entre os estados do Mato Grosso e do Pará. Em 31 de dezembro de 2018 a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 54.173 (R\$ 106.873 positivo em 31 de dezembro de 2017) e patrimônio líquido de R\$ 1.901.223 (R\$ 1.949.212 em 31 de dezembro de 2017).

(*) informações não examinadas pelos auditores independentes.

14.4.3 – Sociedades sob Gestão

Devido à não prorrogação 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 divulgado 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.

14.5 – 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:

Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Valor do Investimento
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	Trasmissão	Chesf	49,00%	Alusa	51,00%	165.749
Manaus Construtora Ltda.	Trasmissão	Chesf	30,00%	Abengoa	50,50%	33.151
		Eletronorte	30,00%			
Energia Sustentável do Brasil - ESBR	Geração	Chesf	20,00%	GDF Suez Energy Latin America Ltda.	40,00%	1.681.609
		Eletrosul	20,00%	Mizha Participações S.A	20,00%	
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	Trasmissão	Chesf	49,00%	ATP Engenharia Ltda	51,00%	31.841
Norte Energia S.A	Geração	Chesf	19,98%	Petros	10,00%	4.827.362
		Eletronorte	19,98%	Outros	40,02%	
		Eletrobras	15,00%			
Enerpeixe S.A.	Geração	Fumas	40,00%	EDP	60,00%	260.599
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	1.082.843
		Chesf	49,00%			
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE- GT	49,00%	52.535
Chapecoense	Geração	Fumas	40,00%	CPFL	51,00%	395.841
				CEEE- GT	9,00%	
Serra do Fação Energia	Geração	Fumas	49,47%	Alcoa Alumínio	34,97%	12.990
				DME Energética	10,08%	
				Camargo Corrêa	5,48%	
Retiro Baixo	Geração	Fumas	49,00%	Orteng	25,50%	134.277
				Arcadis Logos	25,50%	
Baguari Energia	Geração	Fumas	30,61%	Cemig	69,39%	71.011
Transenergia Renovável S.A.	Trasmissão	Fumas	49,00%	GEBRAS Participações Ltda.	51,00%	143.185
Interligação Elétrica Garanhuns S.A	Trasmissão	Chesf	49,00%	CTEEP	51,00%	342.776
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A	Trasmissão	Eletrosul	51,00%	CEEE- GT	49,00%	233.594
Teles Pires Participações S.A	Geração	Eletrosul	24,72%	Neoenergia	50,56%	727.840
		Fumas	24,72%			
Construtora Integração	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Abengoa	51,00%	23.606
		Chesf	49,00%			
Transnorte Energia S.A.	Trasmissão	Eletronorte	49,00%	Alupar	51,00%	139.814
		Chesf	49,00%			
Goiás Transmissão S.A	Trasmissão	Fumas	49,00%	Bogotá	51,00%	188.574
Madeira Energia S.A	Geração	Fumas	43,06%	Odebrecht Energia	18,60%	2.004.915
				SAAG Investimentos S.A	12,40%	
				Cemig	10,00%	
				Fundo de Investimento em Participações Amazônia Energia	20,00%	
MGE - Transmissão	Trasmissão	Fumas	49,00%	Gebbras Participações Ltda	51,00%	127.583
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	Trasmissão	Fumas	49,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	158.864
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Trasmissão	Fumas	24,50%	Copel	24,50%	184.358
				State Grid	51,00%	
Vale do São Bartolomeu	Trasmissão	Fumas	39,00%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	124.393
				CELG GT	10,00%	
Companhia Energética SINOP S.A.	Geração	Eletronorte	24,50%	FIP Participações Caixa Milão	51,00%	479.280
		Chesf	24,50%			
Tijoa Participações e Investimentos	Geração	Fumas	49,90%	Fundo de Investimento em Participações Constantinopla	50,10%	10.523
São Manoel	Geração	Fumas	33,33%	CWEI (Brasil) Participações	33,30%	644.735
				EDP Brasil	33,40%	
Transenergia São Paulo	Trasmissão	Fumas	49,00%	J.Maluelli	51,00%	48.583
Mata de Sta. Genebra Transmissora	Trasmissão	Fumas	49,90%	Copel	50,10%	482.329
Energia Olímpica	Trasmissão	Fumas	49,90%	Light S.A	50,10%	1.244
Inambari Geração de Energia (Igesa)	Geração	Fumas	19,60%	OAS	51,00%	93
		Eletrobras	29,40%			
Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	24,50%	State Grid Brazil Holding (SGBH)	51,00%	1.603.211
		Fumas	24,50%			
		Chesf	24,50%			
CSE Energia	Geração	Fumas	49,90%	Juno Participações e Investimentos S.A	50,10%	2.572

Nome	Objeto	Empresa	Part.%	Demais Acionistas	Part.%	Valor do Investimento	Sede
Energética Águas da Pedra S.A.	Geração	Chesf	24,5%	Neoenergia	51,00%	218.301	Brasil
		Eletronorte	24,5%				
Rouar S.A.	Geração	Eletrobras	50,0%	UTE	50,00%	124.448	Uruguai
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA	Distribuição	Eletrobras	1,50%	Governo do Estado do Amapá	98,50%	20	Brasil
CEB - LAJEADO	Geração	Eletrobras	40,07%	CEB	59,93%	52.804	Brasil
Lajeado Energia	Geração	Eletrobras	40,07%	EDP - Energias do Brasil S.A	55,86%	79.923	Brasil
				Governo do Estado do Tocantins	4,07%		
Paulista Lajeado	Geração	Eletrobras	40,07%	Cia. Jaguar de Geração de Energia	59,93%	30.241	Brasil
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-GT	Geração	Eletrobras	32,59%	CEE Participações	65,92%	818.901	Brasil
				Outros	1,49%		
Companhia Energética do Maranhão São Luís - CEMAR	Distribuição	Eletrobras	33,55%	Equatorial Energia	65,11%	989.425	Brasil
				Outros	1,34%		
CTEEP	Transmissão	Eletrobras	35,39%	ISA Capital do Brasil	35,91%	3.951.302	Brasil
				Outros	28,70%		
EMAE	Geração	Eletrobras	39,02%	Fazenda do Estado de São Paulo	38,99%	339.027	Brasil
				Outros	21,99%		

Durante o exercício de 2018 a Companhia realizou várias transações com suas controladas para a transferência de ações de SPEs de Geração e Transmissão, que posteriormente foram leiloadas. Tais transações foram realizadas com base nos valores contábeis (sem apuração de ganho ou perda). A seguir estão demonstradas as SPEs transferidas para a controladora Eletrobras:

SPE	Antiga detentora da participação	Participação
Integração Transmissora de Energia S.A. (Intesa)	Chesf	12,00%
Serra das Vacas Holding S.A.	Chesf	49,00%
VamCruz I Participação S.A.	Chesf	49,00%
Chapada do Piauí II Holding S.A.	Chesf	49,00%
Sete Gameleiras S.A.	Chesf	49,00%
Pedra Branca S.A.	Chesf	49,00%
São Pedro do Lago Energética S.A.	Chesf	49,00%
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	Eletronorte	49,71%
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Eletronorte	24,50%
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	Eletronorte	24,50%
Rei dos Vendos 3 Geradora de Energia S.A.	Eletronorte	24,50%
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A. (AETE)	Eletronorte	49,00%
Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (TME)	Eletronorte	49,00%
Integração Transmissora de Energia S.A. (Intesa)	Eletronorte	37,00%
Empresa de Transmissão Alto Uruguai S.A. (ETAU)	Eletrosul	27,42%
Uirapuru Transmissora de Energia S.A. (UIRAPURU)	Eletrosul	75,00%
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Furnas	24,50%
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	Furnas	24,50%
Rei dos Vendos 3 Geradora de Energia S.A.	Furnas	24,50%
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A.	Furnas	49,00%
Companhia Transirapé de Transmissão S.A.	Furnas	24,50%
Companhia Transleste de Transmissão S.A.	Furnas	24,00%
Companhia Transudeste de Transmissão S.A.	Furnas	25,00%
Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.	Furnas	49,00%

Em 28 de dezembro de 2018, a Companhia e a Equatorial celebraram, o Contrato de Compra e Venda da INTESA – Integração Transmissora de Energia S.A., em consonância com o edital de leilão nº 01/2018, referente ao “Lote I” do Edital, o qual a Equatorial sagrou-se vencedora no procedimento licitatório, na modalidade de leilão, realizado em sessão pública na sede da B3, no dia 27 de setembro de 2018. Pela venda, a Eletrobras recebeu o valor de aproximadamente R\$ 280.000, já corrigidos até 27 de dezembro de 2018.

Maiores informações sobre a classificação dessas SPEs como ativos mantidos para venda estão descritas na nota 46.

14.6 – Ações em garantia

Tendo em vista que a Companhia possui diversas ações no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (Nota 23), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 9,89% em 31 de dezembro de 2018 (10,02% em 31 de dezembro de 2017) do total dos saldos de investimentos, conforme abaixo:

CONTROLADORA			
31/12/2018			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	3.951.302	96,49%	3.812.611
EMAE	339.027	100,00%	339.027
CESP	134.146	98,96%	132.751
AES TIETE	312.908	90,66%	283.682
COELCE	244.042	92,94%	226.813
CGEEP	16.845	64,89%	10.931
ENERGISA MT	8.140	100,00%	8.140
CELPA	52.077	100,00%	52.077
CELPE	33.854	100,00%	33.854
CEEE - GT	818.901	100,00%	818.901
ENERGISA S.A.	298.284	78,57%	234.362
CELESC	206.795	74,84%	154.765
CEMAR	989.425	95,55%	945.396
CEB Lajeado	52.804	99,97%	52.787
TOTAL	7.458.550		7.106.096

NOTA 15 – 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 compõem 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.

Os ativos imobilizados de administração são compostos, majoritariamente, por: terrenos, edificações, máquinas e equipamentos, veículos, móveis e utensílios e servidões. Os valores mais expressivos originam das controladas FURNAS e CHESF.

CONSOLIDADO
31/12/2018

	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	49.317.739	(26.286.163)	(526.249)	(6.920.862)	15.584.465
Administração	2.446.802	(1.536.672)	(8.329)	-	901.801
	51.764.541	(27.822.835)	(534.578)	(6.920.862)	16.486.266
Em curso					
Geração	15.317.432	-	-	-	15.317.432
Administração	566.693	-	-	-	566.693
	15.884.126	-	-	-	15.884.126
	67.648.667	(27.822.835)	(534.578)	(6.920.862)	32.370.392

CONSOLIDADO
31/12/2017

	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	50.132.157	(24.329.632)	(607.381)	(13.804.579)	11.390.565
Administração	2.406.319	(1.537.137)	(8.414)	-	860.768
Distribuição	1.730.922	(680.506)	-	-	1.050.416
	54.269.398	(26.547.274)	(615.795)	(13.804.579)	13.301.749
Em curso					
Geração	13.827.544	-	-	-	13.827.544
Administração	836.544	-	-	-	836.544
	14.664.088	-	-	-	14.664.088
	68.933.486	(26.547.274)	(615.795)	(13.804.579)	27.965.837

Movimentação do imobilizado:

	CONSOLIDADO					
	Saldo em 31/12/2017	Adições	Transferência	Baixas	Mantido para Venda	31/12/2018
Geração / Comercialização						
Em serviço	50.132.157	64.032	283.396	(236.866)	(2.655.902)	47.586.817
Depreciação acumulada	(24.329.630)	(1.452.120)	(4.139)	109.963	127.965	(25.547.961)
Arrendamento Mercantil	-	-	1.730.922	-	-	1.730.922
Depreciação acumulada	-	(57.697)	(680.505)	-	-	(738.202)
Em curso	14.038.667	1.916.813	(273.252)	(23.554)	(130.119)	15.528.555
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(13.804.579)	5.787.926	-	797.871	297.920	(6.920.862)
Achados da Investigação	(211.123)	-	-	-	-	(211.123)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(607.383)	(1.660)	-	6.903	75.891	(526.249)
	25.218.110	6.257.294	1.056.422	654.317	(2.284.245)	30.901.898
Distribuição						
Arrendamento Mercantil	1.730.922	-	(1.730.922)	-	-	-
Depreciação acumulada	(680.505)	-	680.505	-	-	-
	1.050.417	-	(1.050.417)	-	-	-
Administração						
Em serviço	2.406.319	61.350	210.759	(27.727)	(203.899)	2.446.802
Depreciação acumulada	(1.537.139)	(117.188)	(2.365)	(10.290)	130.310	(1.536.672)
Em curso	836.544	25.754	(228.544)	(14.908)	(52.153)	566.693
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(8.414)	(30)	-	113	2	(8.329)
	1.697.310	(30.114)	(20.150)	(52.812)	(125.740)	1.468.494
TOTAL	27.965.837	6.227.180	(14.145)	601.505	(2.409.985)	32.370.392

(*) Os ativos das empresas Santa Vitória do Palmar, Hermenegildo I, Hermenegildo II, Hermenegildo III e Chuí IX foram classificadas para mantidas para venda, vide nota 46.

	CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2016	Adições	Transferência	Baixas	Aquisição de Controladas (*)	Mantido para Venda	Saldo em 31/12/2017
Geração / Comercialização							
Em serviço	47.456.125	198.582	(33.257)	(96.066)	2.606.773	-	50.132.157
Depreciação acumulada	(23.273.655)	(1.349.670)	194.497	99.198	-	-	(24.329.630)
Em curso	12.564.811	1.778.494	(378.979)	(15.734)	90.075	-	14.038.667
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(12.141.003)	(2.459.063)	105.379	988.028	(297.920)	-	(13.804.579)
Achados da Investigação	(211.123)	-	-	-	-	-	(211.123)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(538.375)	(28)	-	6.911	(75.891)	-	(607.383)
	23.856.780	(1.831.684)	(112.360)	982.337	2.323.037	-	25.218.110
Distribuição							
Arrendamento Mercantil	1.730.922	-	-	-	-	-	1.730.922
Depreciação acumulada	(622.807)	(57.698)	-	-	-	-	(680.505)
	1.108.115	(57.698)	-	-	-	-	1.050.417
Administração							
Em serviço	2.491.860	12.615	65.212	(28.320)	114	(135.162)	2.406.319
Depreciação acumulada	(1.514.448)	(136.531)	(7.139)	29.190	-	91.790	(1.537.139)
Em curso	879.911	82.000	(64.902)	(20.447)	866	(40.884)	836.544
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(9.292)	(27)	-	69	-	836	(8.414)
	1.848.030	(41.943)	(6.829)	(19.509)	980	(83.420)	1.697.310
TOTAL	26.812.925	(1.931.325)	(119.189)	962.828	2.324.017	(83.420)	27.965.837

(*) Transferência de SPEs da Eletrosul para a Eletrobras vide nota explicativa 14.5.

Taxa média de depreciação acumulada:

CONSOLIDADO				
	31/12/2018		31/12/2017	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Geração				
Hidráulica	2,29%	17.649.397	2,48%	17.147.108
Nuclear	3,26%	5.324.411	3,93%	4.842.938
Térmica	2,94%	3.098.681	3,26%	2.166.751
Eólica	4,40%	205.100	6,99%	164.395
Comercialização	3,16%	8.574	2,92%	8.438
		26.286.163		24.329.630
Distribuição	-	-	3,00%	680.505
		-		680.505
Administração	5,54%	1.536.672	6,31%	1.537.139
		1.536.672		1.537.139
Total		27.822.835		26.547.274

NOTA 16 – CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

16.1 - Ativos Financeiros de Concessões e Itaipu

A Companhia, por intermédio de empresas controladas, detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica cujo detalhamento está descrito na nota explicativa nº2. As políticas contábeis e modelos adotados pela Companhia para o registro desses contratos estão na nota explicativa nº 3.9.

Os ativos de concessão de serviço público e Itaipu da Companhia estão listados a seguir:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
<i>Concessões de Transmissão</i>		
Ativo Financeiro - Receita Anual Permitida (item I)	36.277.549	45.974.236
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item I)	-	3.887.272
	<u>36.277.549</u>	<u>49.861.508</u>
<i>Concessões de Distribuição</i>		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item I)	-	2.532.115
Valores a receber Parcela A e outros itens financeiros (item II)	-	832.013
	<u>-</u>	<u>3.364.128</u>
<i>Concessões de Geração</i>		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (item I)	2.033.078	2.622.973
	<u>2.033.078</u>	<u>2.622.973</u>
<i>Ativo Financeiro Itaipu (item III)</i>	1.803.717	2.036.514
	<u>1.803.717</u>	<u>2.036.514</u>
 Total dos ativos financeiros	 <u>40.114.344</u>	 <u>57.885.123</u>
Ativos financeiros – Circulante	6.013.891	7.224.354
Ativos financeiros – Não Circulante	34.100.453	50.660.769
 Total dos Ativos de concessões do serviço público	 <u>40.114.344</u>	 <u>57.885.123</u>

I - Ativo Financeiro – Concessões Indenizáveis e Receita Anual Permitida

A rubrica do ativo financeiro – concessões indenizáveis e receita anual permitida (RAP), no montante de R\$ 38.310.627 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 55.016.596 em 31 de dezembro de 2017) refere-se ao ativo financeiro a realizar, detido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões geração pela aplicação do modelo financeiro prevista no ICPC 01/IFRIC 12 e nas concessões de transmissão pela aplicação do CPC 48/IFRS 9 aos ativos de transmissão da Rede Básica Sistema Existente (RBSE).

A partir de julho de 2017, a Companhia passou a receber as remunerações relativas aos ativos de transmissão da RBSE existentes em 31 de maio de 2000 através da Receita Anual Permitida conforme determina Portaria MME nº 120/16. A previsão é que este valor seja amortizado em oito anos. O IRPJ e a CSLL diferidos contabilizados sobre o valor da remuneração e respectiva atualização monetária estão sendo revertidos proporcionalmente ao recebimento da indenização. O montante recebido no exercício de 2018 equivale a R\$ 1.670.385. Mais informações estão evidenciadas na nota 37.

II - 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.

Estas rubricas não estão mais sendo apresentadas para o exercício de 2018 visto que a Companhia descontinuou seu segmento de distribuição, reclassificando os saldos de valores a receber e parcela A e demais itens financeiros das distribuidoras que ainda não foram alienadas para ativos mantidos para venda.

III – Ativo (Passivo) Financeiro de Itaipu

	CONTROLADORA	
	31/12/2018	31/12/2017
Contas a Receber	3.355.804	2.851.851
Direito de Ressarcimento	2.003.493	1.304.844
Fornecedores de Energia - Itaipu	(2.985.619)	(2.619.813)
Obrigações de ressarcimento	<u>(3.173.079)</u>	<u>(2.320.540)</u>
Total passivo circulante	(799.401)	(783.658)
Contas a Receber	1.216.926	1.533.783
Direito de Ressarcimento	4.553.380	3.884.737
Obrigações de ressarcimento	<u>(3.167.188)</u>	<u>(2.598.348)</u>
Total ativo não circulante	2.603.118	2.820.172

Os efeitos da constituição do ativo financeiro Itaipu estão inseridos acima e os valores decorrentes da comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional são detalhados a seguir:

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\$ 4.553.380 em 31 de dezembro de 2018, equivalentes a US\$ 1.175.126 dólares (R\$ 3.884.737 em 31 de dezembro de 2017, equivalentes a US\$ 1.174.346 dólares). O montante de R\$ 4.399.438, equivalente a US\$ 1.135.398, será repassado 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 exercício de 2018, foi comercializado o equivalente a 80.838/MWh* (82.227/MWh* em dezembro 2017), sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22,60/kW* e a tarifa de repasse (venda), US\$ 27,87/kW* (US\$ 22,60/kW* - suprimento; US\$ 28,73/kW* - tarifa de repasse em dezembro 2017).

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 2018, a atividade foi superavitária em R\$ 319.318 (superavitária em R\$ 412.967 para o mesmo período de 2017), sendo a obrigação decorrente considerada como parte da rubrica de ativo financeiro.

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes

16.2 – Ativo Contratual de Transmissão

Até 31 de dezembro de 2017, a infraestrutura de transmissão era classificada como ativo financeiro sob o escopo do ICPC 01 / IFRIC 12 e mensurada ao custo amortizado. A partir de 01 de janeiro de 2018 essas concessões de transmissão da Companhia, exceto pelos ativos da Lei 12.783/2013 – RBSE, foram classificadas, como ativos contratuais, conforme adoção do IFRS 15 (CPC 47). Maiores detalhes sobre a adoção do IFRS 15 (CPC 47) e seus impactos nos ativos de transmissão estão detalhados na nota explicativa nº 3.1.2 item (b).

	<u>CONSOLIDADO</u>
	<u>31/12/2018</u>
Ativo Contratual de Transmissão - Circulante	1.302.959
Ativo Contratual de Transmissão - Não Circulante	<u>13.268.837</u>
	14.571.796

Movimentação do ativo contratual de transmissão

Ativo Contratual de Transmissão	
<u>Saldo do ativo financeiro de Transmissão em 31.12.2017</u>	<u>14.330.101</u>
<u>Ajuste de adoção inicial do CPC 47/IFRS 15</u>	<u>(581.168)</u>
<u>Saldo do ativo contratual em 01.01.2018</u>	<u>13.748.933</u>
Receita contratos - transmissão	1.005.712
Amortização/Recebimento	(1.275.779)
Investimento/Adições	1.092.930
<u>Saldo do ativo contratual em 31.12.2018</u>	<u>14.571.796</u>

NOTA 17 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO					
	SALDO EM 31/12/2017	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	CLASSIFICAÇÃO - MANTIDO PRA VENDA	SALDO EM 31/12/2018
Vinculados à Concessão - Geração	185.521	(11.109)	(2.161)	(7.194)	(96.067)	68.990
Em serviço	185.521	(24.456)	(2.673)	(7.194)	(96.067)	55.131
Ativo Intangível	323.741	11.601	(2.673)	208.596	(253.602)	287.663
Amortização acumulada	(138.524)	(36.774)	-	-	158.242	(17.056)
Obrigações especiais	432	717	-	(450)	(707)	(8)
Impairment	(128)	-	-	(215.340)	-	(215.468)
Em curso	-	13.347	512	-	-	13.859
Ativo Intangível	19.238	13.347	-	-	-	32.585
Impairment	(19.238)	-	512	-	-	(18.726)
Vinculados à Concessão - Distribuição	77.665	(104.237)	(1.713)	66.751	(38.466)	-
Em serviço	77.030	(105.536)	-	66.972	(38.466)	-
Ativo Intangível	1.126.957	3	(1.397)	83.941	(1.209.504)	-
Amortização acumulada	(1.026.715)	(134.443)	1.397	-	1.159.761	-
Obrigações especiais	(23.212)	28.904	-	(16.969)	11.277	-
Em curso	635	1.299	(1.713)	(221)	-	-
Ativo Intangível	669	1.330	(1.713)	(287)	1	-
Obrigações especiais	(34)	(31)	-	66	(1)	-
Vinculados à Concessão - Transmissão	83.837	51	(1.444)	(66.515)	-	15.929
Em serviço	82.536	-	(1.444)	(66.464)	-	14.628
Ativo Intangível	87.544	-	(1.444)	(76.992)	-	9.108
Amortização acumulada	(5.008)	-	-	10.528	-	5.520
Em curso	1.301	51	-	(51)	-	1.301
Ativo Intangível	1.301	51	-	(51)	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	402.739	75.131	19.166	120.963	(53.268)	564.731
Administração						
Em serviço	1.030.135	36.214	13.283	(45.760)	(84.910)	948.962
Amortização acumulada	(547.878)	(71.739)	2.880	(10.528)	48.651	(578.614)
Impairment	(264.253)	463	6	215.340	-	(48.444)
Em curso	200.215	110.193	-	2.359	(17.009)	295.758
Outros	(15.480)	-	2.997	(40.448)	-	(52.931)
Total	749.762	(40.164)	13.848	114.005	(187.801)	649.650

	CONSOLIDADO					SALDO EM 31/12/2017
	SALDO EM 31/12/2016	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	CLASSIFICAÇÃO - MANTIDO PRA VENDA	
Vinculados à Concessão - Geração	151.877	68.430	(44.150)	9.364	-	185.521
Em serviço	151.877	67.079	(43.909)	10.474	-	185.521
Ativo Intangível	263.719	95.565	(46.635)	11.092	-	323.741
Amortização acumulada	(112.000)	(29.250)	2.726	-	-	(138.524)
Obrigações especiais	286	764	-	(618)	-	432
Impairment	(128)	-	-	-	-	(128)
Em curso	-	1.351	(241)	(1.110)	-	-
Ativo Intangível	28.189	1.351	(241)	(10.061)	-	19.238
Obrigações especiais	(8.951)	-	-	8.951	-	-
Impairment	(19.238)	-	-	-	-	(19.238)
Vinculados à Concessão - Distribuição	106.249	(241.977)	227.103	65.766	(79.476)	77.665
Em serviço	12.332	(279.051)	226.802	164.815	(47.868)	77.030
Ativo Intangível	2.173.054	29.560	(22.797)	202.414	(1.255.274)	1.126.957
Amortização acumulada	(1.889.459)	(299.991)	9.399	(16)	1.153.353	(1.026.714)
Obrigações especiais	(34.207)	(8.620)	65.844	(37.582)	(8.647)	(23.212)
Impairment	(237.056)	-	174.356	-	62.699	(1)
Em curso	93.917	37.074	301	(99.049)	(31.608)	635
Ativo Intangível	112.898	38.258	-	(122.682)	(27.806)	668
Obrigações especiais	(18.981)	(1.184)	301	23.633	(3.802)	(33)
Vinculados à Concessão - Transmissão	83.837	-	-	-	-	83.837
Em serviço	82.536	-	-	-	-	82.536
Ativo Intangível	87.544	-	-	-	-	87.544
Amortização acumulada	(5.008)	-	-	-	-	(5.008)
Em curso	1.301	-	-	-	-	1.301
Ativo Intangível	1.301	-	-	-	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	419.776	(10.637)	29.550	(12.476)	(23.474)	402.739
Administração						
Em serviço	850.572	216.122	(24)	23.901	(60.436)	1.030.135
Amortização acumulada	(540.859)	(57.491)	-	4.662	45.810	(547.878)
Impairment	(79.339)	(215.340)	30.426	-	-	(264.253)
Em curso	209.572	46.072	(852)	(41.039)	(13.538)	200.215
Outros	(20.170)	-	-	-	4.690	(15.480)
Total	761.739	(184.184)	212.503	62.654	(102.950)	749.762

O ativo intangível é substancialmente amortizado durante o prazo de concessão.

Durante o exercício de 2018 o segmento de distribuição foi descontinuado. Maiores detalhes podem ser observados nas notas 46 e 48.

NOTA 18 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

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

As premissas utilizadas consideram a melhor estimativa da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos das unidades geradoras de caixa. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão. Quando identificada a necessidade de constituição de provisão para redução ao valor recuperável de ativos de longo prazo, esta provisão é reconhecida no resultado do exercício, 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 ao ano (após os impostos) específica para os segmentos testados: 5,92% para geração não prorrogadas, 5,86% para geração prorrogadas (exceto nuclear vide abaixo) e 5,86% para transmissão (6,12% para geração não prorrogadas, 5,88% para geração prorrogadas (exceto nuclear) e 5,88% para transmissão em 2017), levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos, sem previsão de prorrogação 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 cada um de seus empreendimentos como unidades geradoras de caixa independentes.

Abaixo, destacamos dois dos principais testes de *impairment* considerados pela Companhia em dezembro de 2018.

Usina Termonuclear de Angra 3

Durante o segundo semestre de 2018, a Companhia alterou a expectativa de sua conclusão do empreendimento Angra 3, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para janeiro de 2026. Em dezembro de 2017, esta previsão era de janeiro de 2025.

Nesse mesmo exercício, o orçamento total do empreendimento foi atualizado para a base junho de 2018, de modo a refletir a realidade do projeto além da reprogramação de atividades devido ao novo cronograma da obra. Essa alteração foi também aprovada conforme RDE 1434.002/18 de 06 de novembro de 2018.

Os custos indiretos também tiveram alteração em relação à posição de 2017, com a revisão da previsão de gastos estruturais de engenharia interna e fiscalização. Nesse grupo de custos indiretos foi considerado o pagamento de 100% dos encargos do empréstimo do BNDES, da CEF e da Eletrobras RGR durante todo o período de construção, de janeiro de 2019 a dezembro de 2025. Foram incorporados como custo indireto realizado do empreendimento os encargos financeiros contabilizados até a competência de dezembro de 2018.

Por meio da Resolução Nº 14, de 09 de outubro de 2018, em reunião extraordinária do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, foi aprovado o Relatório elaborado pelo Grupo de Trabalho instituído pela Resolução nº 7, de 05 de junho de 2018, que indica a data de janeiro de 2026 como a nova data prevista para a entrada em operação comercial da Usina Termonuclear Angra 3, bem como recomenda adotar como preço de referência para a energia proveniente da Usina o valor de R\$ 480,00/MWh, a valores de julho de 2018, determinando ainda ao MME, em seu artigo 2º, que proponha ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos – CPPI, criado pela Lei nº 13.334, de setembro de 2016:

...” I - o apoio, no que couber, à governança das ações necessárias à viabilização de Angra 3; e II – a avaliação sobre a possibilidade de qualificação do empreendimento no Programa de Parceria de Investimentos – PPI, após conclusão dos estudos que indicarem o eventual modelo aplicável. ”

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 2026, considerando como vida útil econômica o prazo de licença de operação compatível com a Usina Angra como de projeto semelhante.

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 2018.

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

- Reajustes tarifários contratuais de inflação;
- Em função das características peculiares de financiamento, a taxa de desconto ao ano foi calculada considerando a estrutura de capital específica do projeto, o que resultou na taxa de desconto para a base dezembro de 2018 de 7,03% (dezembro de 2017, de 5,39 %). 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;
- O preço contratual vigente, de R\$ 148,65/MWh, atualizado para R\$ 254,50/MWh em 2017, estava defasado das necessidades atuais do projeto, sendo esse o principal motivo que havia levado a Empresa a reconhecer uma provisão para perda por desvalorização do ativo relacionado à usina Angra 3. O reconhecimento pelo CNPE dessa defasagem na tarifa para viabilizar o empreendimento, gerou um novo preço de referência para a energia ser gerada pela usina foi ajustado para R\$ 480,00/MWh, onde esse montante foi fundamental no resultado da apuração do valor justo da usina levando à reversão parcial do *impairment* e do total de provisão para contrato oneroso registrado. A resolução CNPE estabelece, assim, que "Após a conclusão do processo licitatório a ser estabelecido no âmbito do PPI para seleção de parceiro para a viabilização da Usina Termonuclear Angra 3, deverá ser celebrado Termo Aditivo ao Contrato de Energia de Reserva – CER, mediante publicação de ato do Ministério de Minas e Energia" ;
- 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; e
- 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 com o intuito de tentar recuperar os possíveis impactos no cronograma da obra de Angra 3.

A análise elaborada pela Companhia apurou um valor presente líquido (VPL) positivo para o empreendimento de Angra 3 de R\$ 6.857.841. Tal resultado determinou um registro positivo total no resultado de 2018 de R\$ 7.242.554, compostos pela reversão do *impairment* no ativo imobilizado de Angra 3 de R\$ 5.853.711 e reversão total da provisão para contrato oneroso de R\$ 1.388.843 (Nota 31).

O valor acumulado referente à provisão de *impairment* de Angra 3, em 31 de dezembro de 2018, corresponde a R\$ 4.046.642 (R\$ 9.900.353 em 31 de dezembro de 2017).

A Companhia continua monitorando as estimativas e os riscos associados na determinação do valor recuperável desse empreendimento e, na medida em que novas negociações, novos estudos ou novas informações se concretizem e requeiram modificações no plano de negócio dos empreendimentos, as mesmas serão atualizadas para refletir tais alterações.

UTE Candiota III (Fase C)

A Companhia registrou uma reversão de *impairment* para a UTE Candiota III (Fase C). O período de análise foi de janeiro de 2019 a julho de 2041 (data final da concessão), em função de ser uma unidade nova e já ter ocorrido a comercialização de sua produção. Em dezembro de 2018, o resultado do estudo do fluxo de *impairment* indica a reversão de perdas provisionadas para estes ativos na ordem de R\$ 293.925.

Além dos itens acima mencionados, a análise realizada pela Companhia em 31 de dezembro de 2018, determinou a necessidade de constituição/(reversão) de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos:

Geração

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2017	Adições	Reversões	Ativos mantidos para venda	31/12/2018
UTN Angra 3	9.900.353	652.576	(6.506.287)	-	4.046.642
UHE Samuel	308.846	-	(1.980)	-	306.866
UHE Batalha	385.269	-	(8.264)	-	377.005
Candiota Fase B	366.298	-	-	-	366.298
Candiota Fase C	362.631	-	(293.925)	-	68.706
Casa Nova I	346.325	-	(41.503)	-	304.822
Complexo Eólico Pindaí	123.891	-	(44.905)	-	78.986
Complexo Eólico Pindaí II	54.531	-	(53.517)	-	1.014
Complexo Eólico Pindaí III	25.854	-	(25.703)	-	151
UTE Santa Cruz	693.560	38.428	-	-	731.988
UHE Simplício	279.515	-	(80.575)	-	198.940
UTE Camaçari	280.569	-	-	-	280.569
Eólica Hermenegildo III	76.623	-	-	(76.623)	-
Eólica Hermenegildo II	97.580	-	-	(97.580)	-
Eólica Hermenegildo I	92.749	-	-	(92.749)	-
Livramento	129.869	215.340	(18.511)	-	326.698
Eólica Chuí IX	27.159	-	-	(27.159)	-
Outros	272.323	13.695	(219.651)	-	66.367
Total	13.823.945	920.039	(7.294.821)	(294.111)	7.155.052

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 Simplício	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
Total	12.160.370	2.612.274	(948.699)	13.823.945

Transmissão

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2017	Adoção CPC 47 / IFRS 15	31/12/2018
CC 061-2001	1.115.862	(1.115.862)	-
CT 006-2010 - LT Mascarenha/ Linhares (ES)	25.638	(25.638)	-
LT Jauru Porto Velho	252.757	(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	86.771	(86.771)	-
CC 020-2010 Igaporã BJIapa	69.268	(69.268)	-
CC 017-2009 Natal III Sta Rita	59.517	(59.517)	-
LT Funil-Itapebi	53.541	(53.541)	-
LT Camaçari IV - Sapeaçu	52.864	(52.864)	-
LT Pólo	9.044	(9.044)	-
Tucuruí/Miramar	18.660	(18.660)	-
CC 010-2011 Paraíso Lagoa Nova	44.800	(44.800)	-
SE Coletora Porto Velho	3.186	(3.186)	-
LT Recife II - Suape II	45.125	(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)	-
CC 019-2012 Igaporã Pindaí	21.506	(21.506)	-
LT Presidente Médice - Santa Cruz	18.544	(18.544)	-
CC 015-2012 Camaçari IV Pirajá	18.060	(18.060)	-
LT Campos Novos - Nova Santa Rita	17.197	(17.197)	-
LT Monte Claro - Garibaldi	5.001	(5.001)	-
Conversora Uruguaiana	1.720	(1.720)	-
SE Ivinhema	6.415	(6.415)	-
Outros	287.291	(287.291)	-
	<u>2.593.222</u>	<u>(2.593.222)</u>	<u>-</u>

Com a adoção do CPC 47/IFRS 15 a Companhia passou a tratar esses ativos como Ativo Contratual de Transmissão, revertendo o *impairment* até então contabilizados.

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 Igaporã 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 Igaporã 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

Administração

Intangível - Administração	31/12/2017	Reversões	31/12/2018
Ágio de rentabilidade Futura (Livramento)	215.340	(215.340)	-
Outros	48.913	(469)	48.444
Total	264.253	(215.809)	48.444

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

Seguem abaixo as posições de impairment no exercício:

	31/12/2018		
	Geração	Administração	Total
Imobilizado	6.920.858	-	6.920.858
Intangível	234.194	48.444	282.638
Total	7.155.052	48.444	7.203.496

	31/12/2017			
	Geração	Transmissão	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

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

As UGCs que não tiveram *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: UHE Curuá-Una e UHE S. Domingos.

UGC	Taxa de desconto	Provisão para Impairment em 2018	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% var)	VR/VC-1 (10% var)	Risco de Impairment
UHE Balbina	5,92%	-	75,99%	74,06%	72,16%	-
UTE Aparecida Complexo	5,92%	-	24,02%	23,57%	23,13%	-
UTE Maua 3	5,92%	-	224,01%	215,40%	207,14%	-
Geração Boa Esperança	5,86%	-	281,34%	262,50%	244,52%	-
Geração Complexo PA + Moxotó	5,86%	-	2284,47%	2203,85%	2126,85%	-
Geração Curemas	5,92%	-	48,32%	46,69%	45,09%	-
Geração Funil	5,86%	-	765,53%	669,14%	577,96%	-
Geração Pedra	5,86%	-	181,87%	165,47%	149,90%	-
Geração Sobradinho	5,92%	-	722,40%	630,97%	617,44%	-
Geração Xingó	5,86%	-	8755,84%	8606,13%	8416,29%	-
UHE Itaparica	5,86%	-	1933,47%	1864,30%	1798,21%	-
UHE Curuá-Una	5,92%	-	1,51%	-3,28%	-7,90%	3.857
UHE Tucuruí	5,92%	-	252,90%	248,75%	244,66%	-
Angra 1 e 2	5,86%	-	56,17%	52,80%	49,54%	-
EOL CERRO CHATO I*	5,92%	-	29,54%	26,51%	23,61%	-
EOL CERRO CHATO II*	5,92%	-	34,99%	31,82%	28,78%	-
EOL CERRO CHATO III*	5,92%	-	36,32%	33,12%	30,05%	-
UHE GOV. JAYME C. JÚNIOR	5,92%	-	39,80%	36,39%	33,13%	-
UHE S. DOMINGOS	5,92%	-	3,96%	1,79%	-0,31%	1.225
UHE DE ITUMBIAIRA	5,92%	-	3237,27%	3223,83%	3210,49%	-
UHE DE MASCAR MORAES	5,92%	-	933,97%	920,71%	907,68%	-
UHE DE SERRA DA MESA	5,92%	-	135,20%	125,80%	116,86%	-
UHE DE MANSO	5,92%	-	115,58%	109,52%	103,70%	-

NOTA 19 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	99.214	52.246	2.523.449	7.652.713
Energia Comprada para Revenda	470.004	462.506	835.607	1.309.172
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	1.494	105.602
Parcelamentos BR Distribuidora	-	-	-	1.376.265
	<u>569.218</u>	<u>514.752</u>	<u>3.360.550</u>	<u>10.443.752</u>
NÃO CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	16.555	14.031
Parcelamentos Petrobras	-	-	-	7.618.031
Energia Comprada para Revenda	-	-	-	163.283
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>16.555</u>	<u>7.795.345</u>
	<u>569.218</u>	<u>514.752</u>	<u>3.377.105</u>	<u>18.239.097</u>

No passivo de fornecedores estão registradas as transações com fornecimento de bens, materiais e serviços. Em 2018 os saldos de fornecedores da distribuidora Amazonas D e CEAL foram reclassificados para mantido para venda. No saldo de 2017, destaca-se o saldo com a Companhia de Gás do Amazonas - CIGÁS no montante de R\$ 5.286.531 em 31 de dezembro de 2017, referente ao fornecimento de derivados de petróleo para produção energia elétrica.

O contrato entre a BR Distribuidora e a CIGÁS, com a interveniência-anuência da Amazonas Distribuidora, cujo objeto é a venda, por parte da BR Distribuidora, 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 Distribuidora que estejam vencidos há mais de quarenta e cinco dias e que sejam objeto de repasse à BR Distribuidora serão cedidos automaticamente a esta, independentemente de qualquer notificação. O valor acumulado destes créditos vencidos até 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 4.755.704.

- Contrato de fornecimento de gás - 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*”, que se caracteriza 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.

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, da 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) sem impostos, o qual deverá ser aplicado, com as devidas correções, desde o início do faturamento do referido contrato.

NOTA 20 – ADIANTAMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Adiantamentos de clientes - PROINFA	357.275	575.962	357.275	575.962
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	63.727	68.738
Outros adiantamentos	-	-	-	10.153
	<u>357.275</u>	<u>575.962</u>	<u>421.002</u>	<u>654.853</u>
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	448.881	519.391
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>448.881</u>	<u>519.391</u>
TOTAL	<u>357.275</u>	<u>575.962</u>	<u>869.883</u>	<u>1.174.244</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 42).

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

A posição e movimentação desse passivo são demonstradas a seguir:

Consumidora - ALBRAS			
	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	TOTAL
Saldo em 31 de dezembro de 2016	60.504	592.215	652.719
Amortizações Efetuadas	-	(72.824)	(72.824)
Ganhos / (Perdas)	8.234	-	8.234
Saldo em 31 de dezembro de 2017	68.738	519.391	588.129
Amortizações Efetuadas	-	(70.510)	(70.510)
Ganhos / (Perdas)	(5.011)	-	(5.011)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	63.727	448.881	512.608

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.

NOTA 21 – FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

21.1 - Reserva Global de Reversão (RGR)

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 2018, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 5.802.847 (R\$ 7.420.021 em 31 de dezembro de 2017), 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.

21.2 - Composição dos empréstimos e financiamentos

As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras, estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2018 é de 6,40% ao ano (7,94% ao ano em 2017).

31/12/2018								
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
	Tx. Média	Valor			Tx. Média	Valor		
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
BIRD 7884	2,41%	2.979	-	415.187	2,41%	2.977	-	415.187
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,49%	-	-	-	4,95%	570	29.251	351.011
BNP Paribas	3,63%	452	136.102	272.205	3,63%	452	136.102	272.205
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,00%	18	14.107	230.582	2,00%	18	14.107	230.582
Corporación Andino de Fomento - CAF	10,21%	3.263	142.894	142.894	10,21%	3.263	142.894	142.894
		6.712	293.103	1.060.869		7.279	322.354	1.411.880
Bônus								
Vencimento 27/10/2021	5,75%	80.456	-	6.780.900	5,75%	80.456	-	6.780.900
Vencimento 30/07/2019	6,88%	130.241	3.874.801	-	6,88%	130.241	3.874.800	-
		210.697	3.874.801	6.780.900		210.697	3.874.800	6.780.900
		217.410	4.167.904	7.841.769		217.976	4.197.154	8.192.780
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão¹	5,00%	-	596.692	5.206.155	5,00%	-	596.692	5.206.155
BNDES	9,25%	-	-	-	9,25%	25.749	506.748	6.062.908
Caixa Econômica Federal	7,65%	1.862	416.399	1.173.391	7,65%	68.351	1.374.042	6.136.728
Banco do Brasil	7,65%	2.977	666.240	1.877.428	7,65%	26.669	1.112.049	3.558.253
Petrobras	6,40%	13.194	241.670	1.228.487	6,40%	13.194	2.898.738	10.246.074
BR Distribuidora	7,98%	346	424.046	622.829	7,98%	346	424.046	622.829
Repactuação Dívida Controladas	6,40%	-	282.776	2.653.273	-	-	-	-
FIDC	-	-	-	-	CDI + 2,0%	1.346	135.836	535.310
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-		15.622	452.353	1.744.848
		18.379	2.627.823	12.761.564		151.277	7.500.504	34.113.106
		235.788	6.795.727	20.603.333		369.253	11.697.658	42.305.886

31/12/2017								
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
	Tx. Média	Valor			Tx. Média	Valor		
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
BIRD 7884	2,35%	4.544	130.221	521.219	2,35%	4.543	130.219	521.219
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	329	30.774	-	4,98%	686	55.746	324.638
BNP Paribas	2,53%	310	116.194	348.580	2,53%	310	116.194	348.580
Corporación Andino de Fomento - CAF	3,95%	3.216	121.992	243.984	3,95%	3.216	121.992	243.984
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,47%	17	11.329	218.798	2,47%	17	11.329	218.798
Eximbank	2,00%	152	32.256	-	2,00%	152	32.256	-
		8.568	442.767	1.332.581		8.925	467.736	1.657.219
Bônus								
Vencimento 27/10/2021	5,75%	68.687	-	5.789.000	5,75%	68.687	-	5.789.000
Vencimento 30/07/2019	6,88%	111.190	-	3.308.000	6,88%	111.190	-	3.308.000
		179.877	-	9.097.000		179.877	-	9.097.000
Outros								
LLOYDS	-	-	-	-	-	-	-	1.573
		188.445	442.767	10.429.581		188.802	467.736	10.755.792
Moeda Nacional								
Caixa Econômica Federal	8,82%	2.521	416.400	1.589.792	8,82%	116.653	1.693.531	7.510.100
Reserva Global de Reversão¹	5,00%	-	-	6.753.140	5,00%	-	-	7.420.021
BNDES	9,50%	240.929	374.999	-	9,50%	301.461	932.038	7.504.657
Banco do Brasil	8,82%	4.034	666.240	2.543.668	8,82%	25.560	1.644.455	3.514.081
State Grid	-	-	-	-	IPCA	14.203	-	687.857
FIDC	-	-	-	-	CDI + 2,0%	1.421	-	664.980
Banco da Amazônia	-	-	-	-	125% do CDI	11.124	127.271	427.643
Santander	-	-	-	-	CDI + 2,5%	109	25.590	124.410
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-		12.084	324.104	626.109
		247.484	1.457.639	10.886.600		482.615	4.746.989	28.479.858
		435.929	1.900.404	21.316.181		671.416	5.214.725	39.235.650

21.3 - Movimentação dos empréstimos e financiamentos

CONTROLADORA						
	31/12/2017	Captação / Custo	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Juros Pagos	Amortização do Principal	31/12/2018
Empréstimos e Financiamentos						
Moeda Estrangeira						
Bônus						
Vencimento 27/10/2021	5.857.687	-	1.412.873	(409.205)	-	6.861.356
Vencimento 30/07/2019	3.419.190	-	864.143	(278.291)	-	4.005.041
Instituições Financeiras						
BNP Paribas	465.084	-	90.855	(14.509)	(132.671)	408.759
Corporación Andino de Fomento - CAF	369.192	-	67.424	(15.746)	(131.818)	289.051
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	230.144	-	34.020	(6.871)	(12.586)	244.708
BID	31.103	-	270	(691)	(30.682)	-
Eximbank	32.408	-	1.932	(339)	(34.001)	-
Outras	655.981	-	115.660	(12.833)	(340.642)	418.165
	11.060.789	-	2.587.177	(738.485)	(682.400)	12.227.081
Moeda Nacional						
Instituições financeiras						
Reserva Global de Reversão	6.753.140	-	333.524	(190.527)	(1.093.290)	5.802.848
BNDES	615.930	-	4.019	(244.949)	(375.000)	-
Banco do Brasil	3.213.942	-	216.060	(217.117)	(666.240)	2.546.645
Caixa Econômica Federal	2.008.713	-	135.038	(135.698)	(416.400)	1.591.653
Outros						
Repactuação Dívida Controladas	-	2.895.581	40.468	-	-	2.936.049
BR Distribuidora	-	1.217.992	18.672	(18.325)	(171.117)	1.047.221
Petrobras	-	1.552.932	19.560	(398)	(88.743)	1.483.351
	12.591.725	5.666.505	767.341	(807.014)	(2.810.790)	15.407.768
TOTAL	23.652.514	5.666.505	3.354.518	(1.545.498)	(3.493.190)	27.634.848

CONSOLIDADO								
	31/12/2017	Captação / Custo	Juros, Variações monetária e cambial incorridos	Juros Pagos	Amortização do Principal	Transferência	Classificação como mantido para venda	31/12/2018
Empréstimos e Financiamentos								
Moeda Estrangeira								
Bônus								
Vencimento 27/10/2021	5.857.687	-	1.412.873	(409.205)	-	-	-	6.861.356
Vencimento 30/07/2019	3.419.190	-	864.143	(278.291)	-	-	-	4.005.041
Instituições Financeiras								
BNP Paribas	465.084	-	90.855	(14.509)	(132.671)	-	-	408.759
BID	381.070	-	73.180	(13.253)	(60.165)	-	-	380.832
Corporación Andino de Fomento - CAF	369.192	-	67.424	(15.746)	(131.819)	-	-	289.051
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	230.144	-	34.020	(6.871)	(12.586)	-	-	244.708
Eximbank	32.408	-	1.932	(339)	(34.001)	-	-	-
Outras	655.980	-	115.660	(12.833)	(340.642)	-	-	418.164
Outros								
LLOYDS	1.573	-	7	-	-	-	(1.580)	-
	11.412.328	-	2.660.094	(751.047)	(711.884)	-	(1.580)	12.607.912
Moeda Nacional								
Instituições financeiras								
Caixa Econômica Federal	9.320.284	282.083	599.535	(541.132)	(2.081.649)	-	-	7.579.121
Reserva Global de Reversão	7.420.023	474.378	410.658	(190.527)	(1.093.290)	2	(1.218.393)	5.802.851
BNDES	8.735.480	1.209	625.872	(818.206)	(901.291)	(11.580)	(1.042.824)	6.588.660
Banco do Brasil	5.184.096	405.262	381.833	(379.738)	(894.481)	(1)	-	4.696.971
BASA	566.038	-	30.114	(35.576)	(126.250)	-	-	434.326
Banco do Nordeste do Brasil	171.073	134.792	19.870	(18.485)	(52.963)	1	-	254.288
BRDE	153.542	-	867	(23.011)	(15.886)	214.925	(323.790)	6.647
Safra	-	195.238	15.758	-	-	(4.762)	-	206.234
Santander	150.109	-	12.556	(12.581)	(25.590)	-	-	124.494
FINEP	138.906	-	5.687	(5.215)	(23.480)	-	-	115.898
Banco ABC - 30MM	30.032	-	2.819	(2.805)	-	-	-	30.046
BBM	100.073	-	8.370	(8.387)	(17.060)	2	-	82.998
IBM	2.246	-	-	-	-	-	-	2.246
Outros								
Notas promissórias	664.980	-	-	-	-	-	-	664.980
State Grid	702.060	-	70.679	-	-	-	-	772.739
Cessão de Crédito - Santander	369.100	8.498	-	-	(187.949)	-	-	189.649
FIDC	1.421	-	56.479	(50.388)	-	-	-	7.512
BR Distribuidora	-	1.217.992	18.672	(18.325)	(171.117)	-	-	1.047.221
Petrobras	-	13.227.586	19.560	(398)	(88.743)	-	-	13.158.005
	33.709.463	15.947.038	2.279.329	(2.104.774)	(5.679.750)	198.587	(2.585.007)	41.764.887
TOTAL	45.121.791	15.947.038	4.939.423	(2.855.820)	(6.391.634)	198.587	(2.586.587)	54.372.798

- 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% ao ano. 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 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 de setembro de 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 de outubro de 2017 até 15 de janeiro de 2018, condicionada à comprovação ao BNDES, até 15 de setembro de 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% incidente sobre o saldo devedor total renegociado, acrescido de IOF, na forma do Subcrédito D.

Em 16 de outubro de 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 BNDES para investimentos no empreendimento de Angra 3.

Em 06 de julho de 2018, a Eletronuclear iniciou a amortização do principal do contrato de financiamento, firmado entre a Eletronuclear e a CEF, com o pagamento da primeira prestação, no valor de R\$ 24,7 milhões.

- 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 foi disponibilizada na medida em que se fizer necessária à captação.

- Eletrosul

A controlada 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 controlada, 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 controlada em 21 de junho de 2016 e a sua liberação 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 25º mês;
- Amortização dos juros: mensal.

21.4 Composição dos financiamentos e empréstimos (por tipo de moeda)

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	31/12/2018		31/12/2017		31/12/2018		31/12/2017	
	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%
Moeda estrangeira								
USD não indexado	11.284.562	41%	9.307.980	39%	11.284.562	20,75%	9.307.980	21%
USD com LIBOR	697.811	3%	1.490.257	6%	1.078.643	1,98%	1.840.224	4%
EURO	244.708	1%	230.144	1%	244.708	0,45%	230.144	1%
IENE	-	-	32.408	-	-	-	32.408	-
Outros	-	-	-	-	-	-	1.574	-
Subtotal	12.227.081	44%	11.060.790	47%	12.607.913	23,19%	11.412.331	25%
Moeda nacional								
CDI	5.092.010	18%	5.222.655	22%	10.649.257	19,59%	12.159.697	27%
IPCA	-	-	-	-	189.649	0,35%	369.100	1%
TJLP	-	-	-	-	6.515.226	11,98%	6.809.224	15%
SELIC	4.512.909	-	615.930	3%	13.278.510	24,42%	1.782.785	4%
Outros	-	-	-	-	3.621.176	6,66%	4.154.293	9%
Subtotal	9.604.920	35%	5.838.585	25%	34.253.819	63,00%	25.275.099	56%
Não Indexado	5.802.847	21%	6.753.140	29%	7.511.066	13,81%	8.434.363	19%
Total	27.634.848	100%	23.652.515	100%	54.372.798	100,00%	45.121.793	100%

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

	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024	Total
Controladora	3.074.258	9.439.777	2.161.888	1.045.786	857.279	4.024.345	20.603.333
Consolidado	7.194.532	12.719.102	5.089.167	4.196.138	2.819.928	10.287.020	42.305.887

21.5 – Operação de arrendamento mercantil financeiro

O montante do arrendamento financeiro é constituído por operações da Amazonas Distribuidora que foram repassadas para a Amazonas GT durante o processo de desverticalização. Esses montantes referem-se aos contratos de suprimento de energia para Manaus, capital do estado de Amazonas firmados com os PIEs em 2005 com vigência de 20 anos.

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Menos de um ano	209.226	209.226
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902
Mais de cinco anos	296.403	505.629
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	(366.416)	(473.937)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	976.115	1.077.820
Menos de um ano	152.122	145.324
Mais de um ano e menos de cinco anos	608.487	581.295
Mais de cinco anos	215.506	351.201
Valor presente dos pagamentos	976.115	1.077.820

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

	CONTROLADORA		
	Empréstimos e Financiamentos	Dividendos/JCP a pagar	Total
Variações dos fluxos de caixa de financiamento			
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(3.264.653)	-	(3.264.653)
Pagamento de remuneração aos acionistas	-	(1.580)	(1.580)
Total das variações nos fluxos de caixa das atividades de financiamento	(3.264.653)	(1.580)	(3.266.233)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	(3.264.653)	(1.580)	(3.266.233)

	CONSOLIDADO			
	Empréstimos e Financiamentos	Dividendos/JCP a pagar	Outros passivos	Total
Variações dos fluxos de caixa de financiamento				
Empréstimos e financiamentos obtidos	1.024.168	-	-	1.024.168
Empréstimos e financiamentos obtidos	-	(6.374.321)	-	(6.374.321)
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	-	(64.499)	-	(64.499)
Outros	-	-	(149.148)	(149.148)
Total das variações nos fluxos de caixa das atividades de financiamento	959.669	(6.438.820)	(149.148)	(5.563.800)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	959.669	(6.438.820)	(149.148)	(5.563.800)

21.7 – Garantias

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos de suas controladas, controladas em conjunto, coligadas e SPEs. A exposição total em garantias é composta por modalidades de garantias corporativas e SPE, onde os saldos são 32.328.539 e 27.418.564, respectivamente, totalizando um montante de R\$ 59.747.103 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 51.269.042 em 31 de dezembro de 2017).

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devidor em 31/12/2018	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletro nuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.181.048	3.573.464	35.735	15/06/2036
Eletro nuclear	Angra III	CEF	Corporativo	100,00%	3.800.000	3.291.473	32.915	06/06/2038
Amazonas	Amazonas	Dívida-Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	3.624.282	3.371.925	33.719	01/01/2025
Amazonas	Amazonas	Dívida-Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	2.713.816	2.110.746	21.107	01/04/2021
Amazonas	Amazonas	Dívida-Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	1.615.230	1.256.290	12.563	01/04/2021
Amazonas	Amazonas	Dívida-Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	1.261.523	1.179.476	11.795	01/01/2025
Furnas	UHE Simplicio	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	521.390	5.214	15/07/2026
Furnas	DIVERSOS	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	759.812	7.598	02/10/2023
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 3	BNDES	Corporativo	100,00%	727.560	327.005	3.270	15/06/2029
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul 3	FIDICDI	Corporativo	100,00%	690.000	691.346	6.913	20/01/2022
Amazonas	Amazonas	Dívida-Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	629.795	588.834	5.888	01/01/2025
Eletro norte	Estação Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	505.477	330.014	3.300	15/11/2028
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	120.733	1.207	28/02/2020
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 4	BNDES	Corporativo	100,00%	475.454	179.662	1.797	15/06/2029
Furnas	Plano de Investimentos 2012-2014	BNDES	Corporativo	100,00%	441.296	191.526	1.915	15/06/2029
Furnas	UHE Furnas e UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	BID	Corporativo	100,00%	427.511	380.832	3.808	15/12/2031
Eletro norte	Reforço à Estrutura de Capital de Giro 2	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	405.262	405.262	4.053	07/06/2024
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 2	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	50.332	503	27/02/2019
Furnas	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	260.219	2.602	06/12/2023
Eletro norte	Implantação do PAR e PMIS	BNDES	Corporativo	100,00%	361.575	232.677	2.327	15/12/2023
Eletro norte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	386.368	3.864	28/07/2029
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	StateGridBrazilS.A.	Corporativo	100,00%	294.700	386.371	3.864	28/07/2029
Eletro norte	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	283.411	205.417	2.054	15/08/2028
Eletrosul	Complexo Eólico Livramento - Entorno II	KFW	Corporativo	100,00%	282.083	282.967	2.830	20/06/2028
Furnas	Projetos de Inovação	FINPE	Corporativo	100,00%	268.503	115.898	1.159	15/11/2023
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	139.243	1.392	15/11/2023
Furnas	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	119.414	1.194	15/12/2025
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	223.419	44.314	443	15/07/2020
Eletro norte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	201.754	2.018	15/10/2031
Eletro norte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	181.866	1.819	10/07/2031
Furnas	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	208.379	2.084	28/12/2020
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	131.647	1.316	15/06/2028
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 5	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	138.338	1.383	06/09/2021
Eletro norte	Linha Verde Transmissora	BASA	Corporativo	100,00%	185.000	180.476	1.805	10/11/2032
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	102.915	1.029	15/07/2026
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	Corporativo	100,00%	182.417	115.490	1.155	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	182.417	115.503	1.155	15/01/2028
Chesf	Eólicas Casa Nova II e III	BNB	Corporativo	100,00%	158.420	137.237	1.372	25/07/2031
Eletro norte	Rio Branco Transmissora	BNDES	Corporativo	100,00%	138.000	89.607	896	15/03/2027
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KFW	Corporativo	100,00%	136.064	187.118	1.871	30/12/2042
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	126.221	30.639	306	15/06/2021
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	4.312	43	15/05/2019
Cepisa	Projeto Corporativo	CEF	Corporativo	100,00%	94.906	40.326	403	30/04/2021
Eletro norte	Ribeiro Gonçalves/Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	48.611	486	03/06/2031
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	13.244	132	15/03/2021
Furnas	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	100,00%	60.153	29.074	291	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	2.157	22	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BDRE	Corporativo	100,00%	50.000	2.151	22	15/05/2019
Furnas	Projetos Corporativos Furnas 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	50.017	500	28/12/2020
Eletro norte	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	12.571	126	15/11/2024
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	24,72%	41.898	25.652	257	15/03/2027
Eletro norte	Ampliação da Subestação Lechuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	19.978	200	15/10/2028
Furnas	Projetos Corporativos Furnas 2	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	35.000	35.012	350	28/12/2020
Eletro norte	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	16.998	170	15/08/2028
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KFW	Corporativo	100,00%	29.854	57.572	576	30/12/2038
Eletrosul	Ampliação do Sistema Sul de Transmissão	BNDES	Corporativo	100,00%	29.074	23.292	233	15/09/2029
Eletro norte	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	16.322	163	10/01/2029
Eletrosul	Interligação Brasil x Uruguai	BNDES	Corporativo	100,00%	21.827	17.486	175	15/09/2029
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	78,00%	14.750	8.505	85	15/07/2026
Eletro norte	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	5.978	60	15/11/2024
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	12.000	6.564	66	15/08/2027
Ceal	Projeto Corporativo Ceal	BancoIBMS/A	Corporativo	100,00%	10.736	2.033	20	30/03/2021
Eletro norte	Substação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	5.073	51	15/03/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	Corporativo	24,72%	9.413	6.340	63	15/08/2027
Total Corporativo					32.328.539	23.773.247	237.732	

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/12/2018	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletronorte	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	3.248.366	32.484	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.438.713	24.387	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.438.713	24.387	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.798.252	17.983	15/01/2042
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	42,46%	1.313.112	1.533.118	15.331	15/09/2040
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	42,46%	1.291.882	1.582.769	15.828	15/09/2040
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.350.039	13.500	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.350.039	13.500	15/01/2042
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	843.710	8.437	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	843.710	8.437	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	717.000	861.026	8.610	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	717.000	861.026	8.610	15/08/2034
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	49,00%	514.500	394.698	3.947	15/12/2029
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	316.333	3.163	15/02/2030
Fumas	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	316.333	3.163	15/02/2030
Fumas	Empresa de Energia São Manoel	BNDES	SPE	33,33%	437.996	349.816	3.498	12/12/2038
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	452.913	4.529	15/08/2032
Fumas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	452.913	4.529	15/08/2032
Eletronorte	Norte Energia	BTGPactual	SPE	19,98%	399.600	513.786	5.138	15/01/2042
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	388.050	457.248	4.572	15/09/2040
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	388.050	468.290	4.683	15/09/2040
Eletrobras	Norte Energia	BTGPactual	SPE	15,00%	300.000	385.726	3.857	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTGPactual	SPE	15,00%	300.000	385.726	3.857	15/01/2042
Eletrosul	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	316.815	3.168	15/02/2036
Fumas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,72%	296.940	316.815	3.168	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	314.433	3.144	15/02/2036
Fumas	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	314.433	3.144	15/02/2036
Fumas	UHE Santo Antônio	Debêntures	SPE	39,00%	273.000	362.098	3.621	15/04/2024
Eletronorte	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	268.810	2.688	15/06/2038
Chesf	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	268.810	2.688	15/06/2038
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea de Energia	BNDES	SPE	51,00%	252.108	211.329	2.113	15/02/2029
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	61,75%	249.458	245.359	2.454	16/06/2031
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	240.105	2.401	15/01/2035
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	233.774	2.338	15/01/2035
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	240.105	2.401	15/01/2035
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	233.774	2.338	15/01/2035
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	214.375	240.122	2.401	15/08/2032
Fumas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	214.375	240.122	2.401	15/08/2032
Fumas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	42,46%	213.752	238.800	2.388	10/03/2034
Eletrobras	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	49,50%	198.495	128.580	1.286	15/12/2026
Chesf	IE Garanhuns S/A	BNDES	SPE	49,00%	175.146	123.653	1.237	15/12/2028
Fumas	UHE Santo Antônio	Debêntures	SPE	39,00%	163.800	220.691	2.207	27/12/2022
Eletrosul	Teles Pires	Debêntures	SPE	24,72%	160.680	170.814	1.708	30/05/2032
Fumas	Teles Pires	Debêntures	SPE	24,72%	160.680	170.814	1.708	30/05/2032
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia	Debêntures	SPE	24,50%	142.100	153.576	1.536	15/12/2031
Fumas	Belo Monte Transmissora de Energia	Debêntures	SPE	24,50%	142.100	153.576	1.536	15/12/2031
Eletrobras	Eólica Serra das Vacas	BNDES	SPE	49,00%	132.009	128.072	1.281	01/01/2032
Eletrobras	Manaus Transmissora	BASA	SPE	49,50%	123.750	139.249	1.392	16/09/2031
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BRDE	SPE	61,75%	123.501	122.620	1.226	16/06/2031
Eletrobras	Eólica Hermenegildo II S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.579	96.691	967	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo I S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.555	96.656	967	15/06/2032
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	Debêntures	SPE	49,00%	98.000	146.705	1.467	15/09/2026
Eletrobras	Eólica Hermenegildo III S/A	BNDES	SPE	99,99%	93.358	82.377	824	15/06/2032
Chesf	IE Madeira	Debêntures	SPE	24,50%	85.750	122.793	1.228	18/03/2025
Fumas	IE Madeira	Debêntures	SPE	24,72%	85.750	122.793	1.228	18/03/2025
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Debêntures	SPE	100,00%	77.550	114.341	1.143	15/09/2026
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea de Energia	Debêntures	SPE	51,00%	76.500	77.975	780	15/12/2030
Eletrobras	Manaus Transmissora	BASA	SPE	49,50%	74.250	84.109	841	16/02/2029
Chesf	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	75.010	750	10/07/2032
Fumas	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	75.010	750	10/07/2032
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,00%	58.346	52.388	524	01/08/2032
Chesf	UHE Sinop	Debêntures	SPE	24,50%	57.820	59.215	592	15/06/2032
Eletronorte	UHE Sinop	Debêntures	SPE	24,50%	57.820	59.215	592	15/06/2032
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	Debêntures	SPE	61,75%	55.575	62.064	621	15/06/2028
Eletrobras	Eólica Hermenegildo II S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.770	42.249	422	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo I S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.759	42.234	422	15/06/2032
Eletronorte	Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	BNDES	SPE	49,00%	42.777	24.296	243	15/05/2026
Eletrobras	Mangue Seco 2	BNB	SPE	49,00%	40.951	33.516	335	14/10/2031
Eletrobras	Eólica Hermenegildo III S/A	BRDE	SPE	99,99%	40.699	35.995	360	15/06/2032
Eletronorte	Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	BASA	SPE	49,00%	39.200	31.649	316	01/02/2029
Eletrobras	Rouar	CAF	SPE	50,00%	37.841	37.841	378	31/12/2019
Eletrobras	Eólica Serra das Vacas	Debêntures	SPE	49,00%	33.320	34.668	347	15/06/2028
Eletrobras	Eólica Chuí IX S/A	BNDES	SPE	99,99%	31.558	27.846	278	15/06/2032
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,00%	29.764	25.231	252	30/03/2031
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	49,00%	29.255	19.251	193	15/06/2030
Eletrobras	Norte Energia	Contrato	SPE	15,00%	23.835	23.835	238	30/04/2019
Eletrobras	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	6.549	65	15/04/2023
Eletrobras	Eólica Chuí IX S/A	BRDE	SPE	99,99%	13.757	12.167	122	15/06/2032
Fumas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	5.536	3.894	39	15/03/2028
Fumas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	2.536	1.211	12	15/03/2023
Total SPE					27.418.564	31.170.385	311.704	
Total					59.747.103	54.943.632	549.436	

21.7.1 – Movimentação de Provisão para Garantias

Durante o exercício de 2018, a Companhia apresentou novas garantias cujo valor representa R\$ 59.097 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 39.142 em 31 de dezembro 2017), equivalentes a 1% do valor de face, dos seguintes empreendimentos:

Adições Garantias - 31/12/2018								
Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/12/2018	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	Contrato	SPE	15,00%	23.835	23.835	238	30/04/2019
Eletrobras	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	61,75%	249.458	245.359	2.454	16/06/2031
Eletrobras	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	6.549	65	15/04/2023
Eletrobras	Eólica Serra das Vacas	BNDES	SPE	49,00%	132.009	128.072	1.281	01/01/2032
Eletrobras	Eólica Serra das Vacas	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	33.320	34.668	347	15/06/2028
Eletrobras	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	49,50%	198.495	128.580	1.286	15/12/2026
Eletrobras	Manaus Transmissora	BASA	SPE	49,50%	123.750	139.249	1.392	16/09/2031
Eletrobras	Manaus Transmissora	BASA	SPE	49,50%	74.250	84.109	841	16/02/2029
Eletrosul	Complexo Eólico Livramento - Entorno II	KFW	Corporativo	100,00%	282.083	282.967	2.830	20/06/2028
Eletronorte	Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (1)	BASA	SPE	49,00%	39.200	31.649	316	01/02/2029
Eletronorte	Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (1)	BNDES	SPE	49,00%	42.777	24.296	243	15/05/2026
Eletronorte	Reforço à Estrutura de Capital de Giro 2	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	405.262	405.262	4.053	07/06/2024
Chesf	Eólicas Casa Nova II e III	BNB	Corporativo	100,00%	158.420	137.237	1.372	25/07/2031
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES Direto Original	SPE	42,46%	1.313.112	1.533.118	15.331	15/09/2040
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES Direto Suplementar	SPE	39,00%	388.050	457.248	4.572	15/09/2040
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES Repasse Original	SPE	42,46%	1.291.882	1.582.769	15.828	15/09/2040
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES Repasse Suplementar	SPE	39,00%	388.050	468.290	4.683	15/09/2040
Chesf	UHE Sinop	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	57.820	59.215	592	15/06/2032
Eletronorte	UHE Sinop	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	57.820	59.215	592	15/06/2032
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea de Energia	Debêntures	SPE	51,00%	76.500	77.975	780	15/12/2030
					5.349.921	5.909.661	59.097	
Adições Garantias - 31/12/2017								
Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 31/12/2017	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
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	Eólica Hermenegildo I S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.566	104.995	1.050	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo I S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.764	46.013	460	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo II S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.590	105.018	1.050	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo II S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.775	46.023	460	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo III S/A	BNDES	SPE	99,99%	93.367	89.472	895	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Hermenegildo III S/A	BRDE	SPE	99,99%	40.703	39.210	392	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Chui IX S/A	BNDES	SPE	99,99%	31.561	30.244	302	15/06/2032
Eletrobras	Eólica Chui IX S/A	BRDE	SPE	99,99%	13.758	13.254	133	15/06/2032
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul 3	FIDC DI	Corporativo	100,00%	690.000	691.421	6.914	20/01/2022
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	429.894	4.299	15/08/2032
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	226.383	2.264	15/08/2032
Eletronorte	Reforço à Estrutura de Capital de Giro 2	CEF	Corporativo	100,00%	500.000	479.420	4.794	30/03/2021
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	412.825	429.894	4.299	15/08/2032
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES REPASSE	SPE	24,50%	214.375	226.383	2.264	15/08/2032
Furnas	Projetos Corporativos Furnas 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	50.018	500	28/12/2020
Furnas	Projetos Corporativos Furnas 2	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	35.000	35.013	350	28/12/2020
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	142.100	142.865	1.429	15/12/2031
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea de Energia	BNDES	SPE	51,00%	252.108	225.345	2.253	15/02/2029
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	142.100	142.865	1.429	15/12/2031
					3.899.843	3.914.247	39.142	

Abaixo podem ser observadas as movimentações das garantias do exercício:

	CONSOLIDADO
Provisão para Garantia em 31/12/2016	487.912
Adições de Garantias	39.142
Baixas de Garantias	(14.364)
Provisão para Garantia em 31/12/2017	512.690
Adições de Garantias	59.097
Baixas de Garantias	(22.351)
Provisão para Garantia em 31/12/2018	549.436

NOTA 22 – DEBÊNTURES

22.1 - Composição das debêntures:

CONSOLIDADO								
Controlada	Emissora	Data de Emissão	Principais características		Tx de juros	Vencimento	31/12/2018	31/12/2017
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia S.A. - ETE	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	201.754	202.757
CHESF	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	152.133	153.094
Santa Vitória do Palmar (b)	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
Eletrosul (a)	Transmissora Sul Brasileira de Energia - TSBE	09/2014	Emissão pública de debêntures em série única de 77.550 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, com garantia adicional real e fidejussória, no valor total de R\$ 77.550,00 com distribuição pública com esforços restritos nos termos da Instrução CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada, e das demais disposições e regulamentares aplicáveis.	Não conversíveis em ações	IPCA + 6,80% a.a.	15/09/2028	114.341	-
							468.228	470.779
Total do Passivo Circulante							36.073	183.432
Total do Passivo Não Circulante							432.155	287.347

a) Controlada TSBE pela Eletrosul

Em agosto de 2018, a controlada Eletrosul transferiu para a Companhia Paranaense de Energia – COPEL, as participações societárias na Costa Oeste Transmissora de Energia S.A 49%, e na Marumbi Transmissora de Energia S.A. 20%, recebendo, em troca, a participação de 20% da COPEL na Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. – TSBE. Antes da permuta das ações, a Eletrosul detinha 80% do capital social da TSBE, sendo até então uma controlada em conjunto da Eletrosul, COPEL e Marumbi Transmissora de Energia. Em 30 de setembro de 2018, após a conclusão do processo, a TSBE passou a ser uma controlada da Eletrosul.

b) Santa Vitória do Palmar

Em 31 de dezembro de 2018, a controlada Santa Vitória do Palmar encontra-se classificada como Ativo Mantido pra Venda. Maiores informações podem ser observadas na nota explicativa 46.

22.2 - Movimentação das debêntures:

CONSOLIDADO							
	31/12/2017	Aquisição de Controlada	Encargos	Amortização do Principal	Transferência	Classificação - Mantido pra Venda	31/12/2018
CIRCULANTE							
Instituições Financeiras							
BASA/FDA	22.658	-	16.576	(17.579)	(324)	-	21.331
Bradesco	153.094	-	11.945	(17.584)	(136.848)	-	10.607
BNDES/BRDE	7.680	-	10.595	(21.090)	5.339	(2.524)	-
CITIBANK S/A	-	5.586	2.396	(3.847)	-	-	4.135
TOTAL CIRCULANTE	183.432	5.586	41.512	(60.100)	(131.833)	(2.524)	36.073
NÃO CIRCULANTE							
Instituições Financeiras							
BASA/FDA	180.099	-	-	-	324	-	180.423
Bradesco	-	-	4.654	-	136.872	-	141.526
BNDES/BRDE	107.248	-	3.913	(10.754)	(5.339)	(95.068)	-
CITIBANK S/A	-	109.832	374	-	-	-	110.206
TOTAL NÃO CIRCULANTE	287.347	109.832	8.941	(10.754)	131.857	(95.068)	432.155
TOTAL DEBÊNTURES	470.779	115.418	50.453	(70.854)	24	(97.592)	468.228

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

NOTA 23 – EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

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

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

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

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. Por esta razão, não estão provisionadas.

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.

A maior parte desses créditos dos contribuintes de empréstimo compulsório já foi convertida em ações preferenciais, conforme autorizado pela legislação, através de quatro assembleias gerais de acionistas da Eletrobras, realizadas em 20 de abril de 1988, 26 de abril de 1990, 28 de abril de 2005 e 30 de abril de 2008. Entretanto, existe um saldo remanescente de empréstimo compulsório ainda não convertido.

O saldo do Empréstimo Compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, relativa aos créditos constituídos de 1988 a 1994, estão registrados no passivo circulante e não circulante, vencíveis a partir de 2008, e remunerados à taxa de 6% ao ano até a data da sua conversão em ações, 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 2018, a R\$ 493.118 (R\$ 501.134 em 31 de dezembro de 2017), dos quais R\$ 477.459 no não circulante (R\$ 458.874 em 31 de dezembro de 2017).

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 anuais ainda não pagos relativos a esses créditos, conforme demonstrado:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	15.659	42.260
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	477.459	458.874
TOTAL	493.118	501.134

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes

O passivo contingente relacionado ao tema do Empréstimo Compulsório está demonstrado na nota de provisões para contingências (Nota 28).

NOTA 24 – TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

24.1- Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Passivo circulante:				
PASEP/ COFINS	123.983	64.312	778.966	512.227
IRRF/ CSRF	35.284	28.974	274.499	252.601
ICMS	-	-	62.431	127.901
INSS/ FGTS	4.649	1.643	77.996	93.910
PAES/ REFIS	-	-	22.566	35.960
ISS	-	-	12.424	28.491
Outros	2.607	5.838	48.169	122.229
Total	166.523	100.767	1.277.051	1.173.319
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Passivo não circulante:				
PAES/ REFIS	-	-	207.673	210.850
PASEP/ COFINS	-	-	14.283	33.087
PASEP/ COFINS Diferidos	-	-	16.170	65.588
Outros	-	-	10.456	17.002
Total	-	-	248.582	326.527

24.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	674.578	752.465	2.031.674	1.075.786
Contribuição Social corrente	243.156	271.299	921.398	422.432
	<u>917.734</u>	<u>1.023.764</u>	<u>2.953.072</u>	<u>1.498.218</u>

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

	CONTROLADORA			
	31/12/2018		31/12/2017 (Reclassificado)	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro antes do IRPJ e CSLL	<u>14.050.374</u>	<u>14.050.374</u>	<u>3.472.832</u>	<u>3.472.832</u>
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(3.512.594)	(1.264.534)	(868.208)	(312.555)
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	15.820	5.695	9.838	3.542
Equivalência patrimonial	2.052.301	738.828	1.540.375	588.955
Passivo a descoberto em controladas	1.611.110	580.000	(819.560)	(3.520)
Compensação Prejuízo Fiscal	-	-	114.895	41.362
Provisão para Redução ao Valor de Mercado	95	34	-	-
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(809.425)	(291.879)	(983.941)	(354.219)
Doações	(2.123)	(764)	(24.725)	(8.901)
Demais adições e exclusões	<u>65.406</u>	<u>24.032</u>	<u>7.562</u>	<u>2.319</u>
Total da despesa de IRPJ e CSLL	<u>(579.408)</u>	<u>(208.588)</u>	<u>(1.023.764)</u>	<u>(43.017)</u>
Alíquota efetiva	<u>4,12%</u>	<u>1,48%</u>	<u>29,48%</u>	<u>1,24%</u>
	CONSOLIDADO			
	31/12/2018		31/12/2017 (Reclassificado)	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro antes do IRPJ e CSLL	<u>17.710.338</u>	<u>17.710.338</u>	<u>4.482.551</u>	<u>4.482.551</u>
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(4.427.585)	(1.593.930)	(1.120.638)	(403.430)
Efeitos de adições e exclusões:				
Indenização - RBSE	311.388	112.100	-	-
Receita de dividendos	16.073	5.786	10.012	3.604
Equivalência patrimonial	346.213	124.637	673.043	242.295
Compensação Prejuízo Fiscal	405.337	179.447	359.767	131.429
Constituição Créditos Tributários	433.571	156.086	-	-
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	1.571.591	565.287	(1.714.988)	(617.395)
Incentivos Fiscais	435.279	-	412.143	-
Doações	(2.123)	(764)	(24.725)	(8.901)
Ajustes Lei nº 12.973/2014	(517.044)	(186.136)	182.345	65.644
Demais adições e exclusões	<u>(271.159)</u>	<u>(147.771)</u>	<u>(92.723)</u>	<u>(126.510)</u>
Total da despesa de IRPJ e CSLL	<u>(1.698.459)</u>	<u>(785.259)</u>	<u>(1.315.764)</u>	<u>(713.264)</u>
Alíquota efetiva	<u>9,59%</u>	<u>4,43%</u>	<u>29,35%</u>	<u>15,91%</u>

24.4- Incentivos Fiscais - SUDENE

Os contratos de concessão nº 007 e 008 de 2005 da controlada CHESF tiveram o direito ao incentivo da redução concedido para o período de 2011 a 2020. O incentivo fiscal reduz a alíquota do imposto de renda de 25% para 6,25%.

24.5- Parcelamento Especial - PAES

A controlada Furnas optou 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.

24.6- Programa de Recuperação Fiscal - REFIS – Lei 12.865/2013

A controlada Furnas optou, em 30 de dezembro de 2013, pela adesão ao 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 2018 é de R\$ 168.828 (R\$ 180.203 em 31 de dezembro de 2017).

24.7- PASEP e COFINS Diferidos sobre Variação Cambial Ativa

A Controladora recolhe, quando da liquidação de cada transação em moeda estrangeira, as contribuições do PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as variações cambiais decorrentes da oscilação da moeda estrangeira observada nos contratos de empréstimos concedidos pela Companhia.

NOTA 25 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
PASSIVO CIRCULANTE		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	425.669	240.812
Quota RGR	125.900	83.641
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	65.802
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	61.236	178.978
Quota CDE	16.400	89.688
Quota PROINFA	14.714	9.159
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	9.098	27.442
Outros	-	32.658
	<u>653.017</u>	<u>728.180</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	698.917	671.791
Quota RGR	22.619	7.146
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	19.486
	<u>721.536</u>	<u>698.423</u>
TOTAL	<u>1.374.553</u>	<u>1.426.603</u>

25.1 - 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, , administrado pela CCEE, que movimenta a conta nos limites previstos na Lei 5.655/1971 e alterações posteriores.

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.

25.2 - Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A 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.

25.3 - 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.

25.4 – 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 a 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.

NOTA 26 – REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Circulante				
Dividendos não reclamados	7.502	9.484	7.502	9.520
Dividendos mínimos obrigatórios do exercício	1.250.000	-	1.253.164	8.819
Dividendos retidos exercícios anteriores	-	-	44.967	-
	<u>1.257.502</u>	<u>9.484</u>	<u>1.305.633</u>	<u>18.339</u>

26.1 – Dividendos não reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante em 31 de dezembro de 2018, contém a parcela de R\$ 7.502 (R\$ 9.520 em 31 de dezembro de 2017) no consolidado, referente a remunerações não reclamadas no exercício 2016. A remuneração relativa ao exercício de 2014 e anteriores está prescrita nos termos do Estatuto da Companhia. Não houve remuneração em 2015.

26.2 – 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.

A distribuição dos resultados do exercício social de 2018, nos termos da legislação aplicável, bem como o valor total da remuneração proposta aos acionistas, a ser deliberada em Assembleia Geral Ordinária está demonstrada da nota explicativa 35.5.

NOTA 27 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

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

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

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras					
Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X	
Amazonas GT	X		X		
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	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; e
- **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 Sistema Eletrobras.

Obrigações de benefício pós emprego - valores reconhecidos no balanço patrimonial	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Planos de benefícios previdenciários	1.218.254	591.363	2.812.902	1.870.577
Planos de saúde e seguro de vida	7.368	16.133	246.207	315.428
Total das obrigações de benefício pós emprego	1.225.622	607.496	3.059.109	2.186.005
Circulante	29.336	28.830	164.160	184.293
Não circulante	1.196.286	578.666	2.894.949	2.001.712

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	
	2018	2017	2018	2017
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	2.775.625	2.185.266	26.134.809	23.084.912
Valor justo dos ativos do plano	(1.612.919)	(1.593.903)	(24.149.547)	(23.153.018)
Passivo/(Ativo) líquido	1.162.706	591.363	1.985.262	(68.107)
Custo de serviço corrente líquido	(1.817)	(1.518)	(7.684)	(50.269)
Custo de juros líquidos	53.855	41.975	155.747	180.742
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	52.038	40.457	148.063	130.473

Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	7.368	16.133	246.207	315.428
Valor justo dos ativos do plano	-	-	-	-
Passivo/(Ativo) líquido	7.368	16.133	246.207	315.428
Custo de serviço corrente	164	1.544	10.827	10.479
Custo de juros líquidos	153	1.734	26.577	26.566
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	317	3.278	37.404	37.045

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	
	2018	2017	2018	2017
Valor das obrigações atuariais no início do ano	2.185.266	1.988.849	23.086.781	21.682.893
Controladas mantida para venda (*)	-	-	(170.122)	(339.490)
Custo de serviço corrente	3.530	3.570	97.890	102.752
Juros sobre a obrigação atuarial	196.566	211.943	2.115.384	2.273.454
Benefícios pagos no ano	(220.124)	(243.320)	(1.956.093)	(1.821.569)
Contribuições Normais do Participante	(2.417)	-	(64.413)	-
Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	612.805	224.225	3.025.383	1.186.871
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	209.045	134.888	2.613.642	1.094.536
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	403.760	89.337	411.741	92.335
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.775.625	2.185.266	26.134.809	23.084.912

*As obrigações atuariais das controladas Ceal e Amazonas D foram reclassificadas para mantido para venda em 2018 e a das controladas Eletroacre, Cepisa, Ceron e Boa Vista reclassificadas em 2017.

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	
	2018	2017	2018	2017
Valor justo dos ativos no início do ano	1.593.905	1.586.720	23.153.018	22.025.946
Controladas mantida para venda (*)	-	-	(266.176)	(311.680)
Benefícios pagos durante o exercício	(220.124)	(243.320)	(1.956.093)	(1.821.537)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	2.930	5.087	41.170	153.884
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	31.046	31.007	294.978	328.526
Rendimento esperado dos ativos no ano	142.711	169.968	2.145.641	2.334.352
Ganho sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	62.451	44.441	737.008	443.525
Valor justo dos ativos ao final do ano	<u>1.612.919</u>	<u>1.593.903</u>	<u>24.149.547</u>	<u>23.153.018</u>
Rendimento efetivo dos ativos no ano	<u>205.162</u>	<u>214.409</u>	<u>2.882.650</u>	<u>2.777.878</u>

*Os ativos a valor justo atuarial das controladas das controladas Ceal e Amazonas D foram reclassificadas para mantido para venda em 2018 e a das controladas Eletroacre, Cepisa, Ceron e Boa Vista reclassificadas em 2017.

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

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	940.937	448.917	3.383.390	3.641.454
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício líquidos dos impostos diferidos - Programa Previdenciário	(492.020)	(186.160)	258.065	(158.947)

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	
	2018	2017	2018	2017
Valor das obrigações atuariais no início do ano	16.133	15.628	315.429	253.212
Controlada mantida para venda (*)	-	-	(33.733)	-
Custo de serviço corrente	164	1.544	10.827	10.547
Juros sobre a obrigação atuarial	153	1.731	26.577	26.597
Benefícios pagos no ano	(22.113)	(19.951)	(256.038)	(211.441)
Baixa Plano Saúde	(14.523)	-	(14.523)	-
Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	27.555	17.181	197.668	236.515
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	116	-	17.567	10.753
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	585	856	70.303	24.243
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	26.853	16.325	109.798	201.518
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	<u>7.368</u>	<u>16.133</u>	<u>246.207</u>	<u>315.429</u>

* As controladas Ceal e Amazonas D foram reclassificadas para mantido para venda em 2018 e a das controladas Eletroacre, Cepisa, Ceron e Boa Vista reclassificadas em 2017.

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

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	25.518	(2.037)	413.156	236.515
	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	(27.555)	(17.181)	(197.668)	(236.515)

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		
	2018	2017
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	4,54% a 4,78%	5,13% a 5,45%
Projeção de aumento médio dos salários	1,00% a 3,00%	4,06% a 6,59%
Taxa média de inflação anual	3,89%	4,06%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (i)	3,89%	9,38% a 9,73%
Hipóteses Demográficas		
	2018	2017
Taxa de rotatividade	T-1 Service (suavizada em 20%); GAMA - Exp. Rotatividade - NUCLEOS - 2015	0%; N/A; NUCLEOS - 2015; Suavizada em 20%; T1 Service Table SUAV 20%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 (segregada por sexo) desagravada em 10%; AT-2000 (segregada por sexo) suavizada em 15%; AT-83 Feminina; AT-2000 M&F (suavizada em 10%); AT-2000 (masculina); AT-2000 Basic desagravada em 5%, segregada por sexo; AT-2000 (segregada por sexo) desagravada em 10%	AT-83 Basic FEMALE; AT-83 Basica feminina ; AT-2000 M&F Suavizada 10%; AT-2000 Básica M; AT-2000 Básica DES 5% e Segregada por Sexo; AT-2000 Básica (D30%) M&F; AT-2000 (UNISEX) DES 10%; AT-2000 (Suav. 10%) M&F; AT-2000 Básica M&F;
Tábua de mortalidade de inválidos	RRB-1983; AT-49 segregada por sexo; AT-49 Desagravada em 2 anos Masculina; AT-49 (agravada em 100%) M&F; AT-83 (masculina); AT-83 IAM (masculina)	AT-49 DES; AT-49 DES 2 anos; AT-83 M&F suavizada 10%; MI-85 Segregada por Sexo; AT-83 M; AT 49 Segregada por Sexo; AT- 49 M&F; AT-49 Agravada 100% M&F; AT - 83M (desagravada em 5%); RP 2000 Disable M&F; RRB - 1983
Tábua de invalidez	Light (Frac); Alvaro Vindas (suavizada em 50%); Alvaro Vindas; TASA 1927; Light (Média)	Alvaro Vindas; Light Média

(i) 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 2018 foi de R\$ 205.162 (R\$ 214.409 em 2017) na Controladora e R\$ 2.882.650 (R\$ 2.777.878 em 2017) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2018, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 29.957 (R\$ 25.505 em 2017) e R\$ 312.983 (R\$ 163.857 em 2017) no Consolidado.

Em 31 de dezembro de 2018, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 31.046 (R\$ 31.007 em 2017) e R\$ 294.978 (R\$ 328.526 em 2017) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$ 98.259 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 258.806 no Consolidado.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido da Controladora é de 7,52 anos e a média do Consolidado ponderada pelas obrigações é de 99,9 anos.

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

		Controladora					
Programa Previdenciário	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2028	Total
Em 31 de dezembro de 2018	279.381	278.973	278.835	276.805	270.737	1.966.918	3.351.649

		Consolidado					
Programa Previdenciário	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2028	Total
Em 31 de dezembro de 2018	1.638.516	1.700.118	1.723.513	1.773.834	1.724.886	20.102.272	28.663.139

f) As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação dos planos de benefícios definidos são: taxa de desconto, 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 da obrigação fosse 1% mais alta ou mais baixa, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 336.504 ou aumento de R\$ 305.006, respectivamente.
- Se a expectativa de crescimento salarial sobre as obrigações aumentasse ou diminuísse, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 33.848 ou teria uma redução de R\$ 31.490, respectivamente.

Consolidado

- Se a taxa de desconto da obrigação fosse 1% mais alta ou mais baixa, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 3.168.460 ou aumento de R\$ 2.871.887, respectivamente.
- Se a expectativa de crescimento salarial sobre as obrigações aumentasse ou diminuísse, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 277.681 ou teria uma redução de R\$ 258.420, respectivamente.

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	
	2018	2017	2018	2017
Valores Disponíveis Imediatos	7	4	1.053	797
Realizáveis	57.051	62.157	570.218	834.606
Crédito de Depósitos Privados	-	159.477	-	1.171.009
Investimentos em Renda Fixa	1.178.883	499.798	16.019.282	16.359.920
Investimentos em Renda Variável	207.824	119.962	2.046.838	2.088.593
Investimento em Fundos	-	617.532	-	1.853.234
Investimentos Imobiliários	151.408	128.457	711.127	793.797
Investimentos Estruturados	13.506	-	286.682	545.444
Empréstimos e Financiamentos	78.855	81.566	527.564	562.396
Outros	2.346	2.291	(3.132)	2.186
(-) Recursos a receber do patrocinador	(6.605)	(7.910)	(109.839)	(319.896)
(-) Exigíveis Operacionais	(3.686)	(3.660)	(69.892)	(130.987)
(-) Exigíveis Contingenciais	(11.028)	(12.367)	(278.846)	(305.669)
(-) Fundos de Investimentos	(6.756)	(5.588)	(126.621)	(82.271)
(-) Fundos Administrativos	(48.886)	(47.816)	(141.706)	(200.293)
(-) Fundos Previdenciais	-	-	(9.964)	(19.849)
Total dos ativos	1.612.919	1.593.903	19.422.764	23.153.018

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 28 – 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 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 e suas informações correspondentes são divulgadas em notas explicativas, quando relevantes;
- 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 em face de 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:

Provisão para contingências - Risco de perdas prováveis

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
CIRCULANTE				
Cíeis	849.535	847.612	884.044	1.233.401
Trabalhistas	1.293	3.092	45.611	278.104
Tributárias	-	-	1.709	6.882
	<u>850.828</u>	<u>850.704</u>	<u>931.364</u>	<u>1.518.387</u>
NÃO CIRCULANTE				
Cíeis	17.115.956	15.759.489	21.327.263	20.049.730
Trabalhistas	488.774	1.187.019	1.522.207	2.358.354
Tributárias	-	-	346.825	625.879
	<u>17.604.730</u>	<u>16.946.508</u>	<u>23.196.295</u>	<u>23.033.963</u>
	<u>18.455.558</u>	<u>17.797.212</u>	<u>24.127.659</u>	<u>24.552.350</u>

Estas provisões tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2017	<u>17.797.212</u>	<u>24.552.350</u>
Constituição de provisões	2.795.860	5.594.718
Reversão de provisões	(2.194.192)	(4.061.463)
Atualização Monetária	979.538	1.045.657
Baixas	-	(1.433.400)
Reclassificação matido para venda	-	(288.065)
Pagamentos	(922.860)	(1.282.138)
Saldo em 31/12/2018	<u>18.455.558</u>	<u>24.127.659</u>

A constituição e a reversão da provisão para contingências foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Nota 40).

Considerando que a liquidação dos processos da Companhia depende de terceiros, de uma forma geral, não é possível ainda estimar um cronograma de conclusão.

- **Cíveis**

Em 31 de dezembro de 2018 a companhia e suas controladas possuem ações judiciais cíveis de R\$ 22.211.307 (R\$ 21.283.131 em 31 de dezembro de 2017), sendo esta a estimativa provável de saída de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos cíveis discutem-se principalmente reclamação de correção monetária sobre o Empréstimo Compulsório, processos decorrentes de pagamentos, multas e encargos por supostos atrasos e inadimplementos, ações coletivas de títulos putativos, e ações cíveis ligadas à relação de consumo, relativas a indenizações por danos morais e materiais decorrentes principalmente de irregularidades na medição de consumo e cobranças indevidas conforme principais processos descritos abaixo:

Controladora

- Reclamação de Correção Monetária sobre o Empréstimo Compulsório

Existe um contencioso judicial expressivo envolvendo a controladora, onde o maior número de ações nesse universo que têm por objeto impugnar os critérios de atualização monetária dos créditos escriturais do Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, determinados pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia, e a aplicação dos expurgos inflacionários decorrentes de planos econômicos implantados no Brasil.

Os créditos do empréstimo compulsório foram substancialmente pagos pela Companhia por intermédio de conversões em ações realizadas através de assembleia de acionistas, em 20 de abril de 1988, 26 de abril de 1990, 28 de abril de 2005 e 30 de abril de 2008.

A divergência foi levada ao 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 de a 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.

O dissenso mais relevante diz respeito ao lapso temporal de aplicação dos juros remuneratórios de 6% ao ano. De acordo com o atual precedente do STJ, sobre a diferença de correção monetária (se houver) por se tratar de discussão judicial incidem os encargos próprios dos débitos judiciais (correção monetária desde a data do vencimento e juros de mora desde a data da citação, ou seja, a taxa SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia). Além disso, de acordo com o entendimento da Eletrobras, deve ser considerada a prescrição quinquenal para pagamento dos juros remuneratórios, contados da data do ajuizamento da ação judicial. A Companhia realiza as provisões referentes a tais demandas de acordo com este entendimento, consubstanciado no Recurso especial 1003955/RS.

Entretanto, a despeito deste entendimento foi dado início ao julgamento do Embargo de Divergência em Agravo em Recurso Especial número 790288/PR, pelo STJ, através do qual se pretende rediscutir o período de aplicação dos juros remuneratórios.

Além de todo exposto acima, em janeiro de 2017, foi contratado um escritório de advocacia para analisar a base dados do sistema de controle de processos judiciais. Com o resultado deste trabalho, a Companhia revisou dados como datas, valores pagos e/ou depositados judicialmente e créditos de Empréstimo Compulsório executados nos processos. A revisão decorrente do escopo de trabalho da consultoria jurídica contratada foi concluída em 2018 e, em 30 de setembro de 2018, com base nas melhores expectativas da Companhia, foi feita a revisão dos créditos pleiteados pelos autores desses processos judiciais, tendo sido o impacto um incremento na provisão no valor de R\$ 1.389.756.

Outro evento relevante, em 2018, acerca dos critérios utilizados para cálculo da provisão dos processos judiciais classificados como prováveis foi a alteração da ordem utilizada para quitação dos componentes da provisão, tendo em vista que há pagamentos efetuados pela Eletrobras, no decorrer desses processos, mesmo antes de sua decisão final definitiva, a título de parcelas consideradas judicialmente como incontroversas. Neste sentido, verificou-se a formação de jurisprudência favorável à Companhia, no sentido de que quando do pagamento de parcelas do débito judicial, devem ser considerados pagos, quando se tratarem de dívidas líquidas e vencidas ao mesmo tempo, em primeiro lugar os juros remuneratórios, posto que sejam mais onerosos para a Companhia, que os juros moratórios incidentes sobre toda a base de débito judicial. Assim, a Companhia reavaliou, em 2018, o critério de imputação de pagamentos feitos, no âmbito dos processos judiciais provisionados, no sentido de que a imputação seja feita, primeiramente, para quitação dos juros remuneratórios antes dos juros moratórios, gerando um efeito positivo líquido, para resultado, de cerca de R\$ 467.630 (reversão de R\$ 759.879 e atualização de R\$ 292.249).

A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na Controladora e no Consolidado, no valor de R\$ 17.941.912 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 16.596.267 em 31 de dezembro de 2017).

- 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 figura como fiadora, a Companhia mantém a provisão de R\$ 569.900 (R\$ 545.928 em 31 de dezembro de 2017) lastreada no ativo de mesmo montante junto à controlada Amazonas GT.

- Reclamações de ação - *Class Action*

Em 02 de maio de 2018 a Companhia informou aos seus acionistas e ao mercado em geral que assinou um Memorando de Entendimentos para entrar em um acordo com relação a ação coletiva. Em 29 de junho passado, submeteram o Acordo à Corte judicial (*Stipulation of Settlement*), tendo a companhia se comprometido a pagar US\$ 14,75 milhões aos membros dessas ações coletivas, como indenização.

Em audiência em 12 de dezembro de 2018, o Tribunal aprovou em definitivo o Acordo e o processo foi extinto com julgamento do mérito, tendo sido atribuído honorário e reembolso de despesas aos advogados dos demandantes, que serão deduzidos dos US\$14,75 milhões depositados na conta judicial do acordo.

Consolidado

Eletronorte

- Taxa de Fiscalização de Recursos Hídricos - TFRH

A Companhia amparada pelos seus consultores jurídicos e, em decorrência do entendimento de que existe uma tendência robusta de declaração de inconstitucionalidade de cobrança da taxa, alterou a classificação de risco de provável para possível, desta forma revertendo o total da provisão constituída até junho de 2018 no valor de R\$ 1.183.583.

Eletrosul

- Leilão ANEEL 004/2014-Lote A

Conforme Despacho nº 2.194, a ANEEL encaminhou ao MME proposta de declaração de caducidade do Contrato de Concessão nº 001/2015. Diante deste fato, a Companhia impetrou pedido de reconsideração junto a ANEEL interposto em face do Despacho nº 2.194.

A ANEEL, em reunião realizada em 23 de outubro de 2018, decidiu não acolher o pedido de reconsideração interposto pela controlada, mantendo o despacho 2.194/2018, em sua integridade, na qual a Diretoria da ANEEL decidiu encaminhar ao MME a proposta declaração de caducidade do contrato de concessão de transmissão de energia elétrica ANEEL nº 001/2015 (Leilão ANEEL nº 004/2014 – Lote A).

A Diretoria da ANEEL determinou ainda à Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição – STC da própria ANEEL que avalie a possibilidade de aproveitar as licenças ambientais de instalação, projetos e outros aspectos que possam favorecer a celeridade da instalação, e, neste caso, indenizando, no que for possível e viável, a controlada pelas despesas incorridas a este título.

O MME acatou a recomendação do Despacho nº 2.194 da ANEEL, e declarou, em 31 de outubro de 2018, a caducidade do Contrato de Concessão nº 001/2015, assinado pela controlada Eletrosul.

Poderão ser aplicadas sanções contratuais à controlada, inclusive multa administrativa, sendo que a mesma possui garantia de fiel cumprimento do contrato, no montante de R\$ 163,8 milhões, que poderá ser executada para pagamento da referida multa.

A controlada realizou investimentos da ordem de R\$ 134.730 no projeto, que poderão ser aproveitados, a critério da ANEEL, quando da relicitação da concessão em referência, hipótese em que a controlada deverá ser ressarcida total ou parcialmente.

Desta forma, a controlada provisionou o montante de R\$45.927 referente à multa que possivelmente será aplicada pela ANEEL em decorrência de declaração de caducidade do contrato de concessão nº 001/2015.

Furnas

As ações cíveis sofreram um aumento de R\$ 163.765 em relação a 2017, principalmente pela mudança de prognóstico do processo referente à ação judicial movida pela empresa INEPAR S.A. sobre serviços prestados na Subestação de Itaberá, no montante de R\$ 166.458. O processo iniciou-se com o prognóstico possível, no entanto, houve a mudança de risco para provável tendo em vista os julgamentos em casos similares. A controlada iniciou tratativas junto a INEPAR com a intenção de estabelecer um acordo sobre esta questão.

CGTEE

- 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.

O escritório da NOERR LLP atualizou a probabilidade de perda de provável para possível, desta forma a Companhia reverteu o montante de R\$ 384.953 que estava provisionado em 31 de dezembro de 2018.

Chesf

- Nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços)

A controladora 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 STJ, instado a se pronunciar na matéria, não conheceu do correspondente recurso especial por razões exclusivamente processuais), a ação da controlada foi julgada improcedente e a reconvenção das rés julgada procedente, ambas as decisões proferidas pelo TJPE.

O processo está em tramitação perante o STJ (Recurso Especial 726.446) por força de recurso da controlada. Em agosto de 2010 foi julgado majoritariamente improcedente, o qual foi posteriormente objeto de primeiros Embargos de Declaração de todas as partes, agora já julgados (improcedentes os da Chesf; parcialmente procedentes, em matéria de honorários de sucumbência, os das autoras reconvidadas), e também de segundos Embargos de Declaração de todas as partes, por iguais agora julgados (conhecidos e providos, porém sem

efeitos modificativos relativamente ao anteriormente julgado) e novamente foram opostos Embargos de Declaração pela Chesf, que foram rejeitados com aplicação de multa de 0,01% do valor da causa. Posteriormente, a controlada, apresentou no prazo legal recurso de Embargos de Divergência (EResp) e Recurso Extraordinário (RE): o EResp, por suas particularidades específicas, depende de apreciação em parte pela Corte Especial e em parte pela primeira seção, ambas do mesmo STJ – perante a corte especial do STJ houve julgamento de improcedência em fevereiro de 2016, e atualmente o mesmo EResp aguarda apreciação pela primeira seção do mesmo STJ; interposto na mesma oportunidade mas destinado ao STF, apenas será oportunamente apreciado após o esgotamento da apreciação do EResp em todas as suas instâncias internas do STJ.

Por outro lado, tramita em primeira instância, perante a 12ª vara cível de Recife-PE, procedimento de “Cumprimento provisório de sentença”, proposto pelas mesmas partes adversas à Chesf no caso, onde:

- a) Houve cálculo do contador judicial homologado pelo juízo (ainda que aplicando critérios de atualização manifestamente equivocados para o caso) fixando (provisoriamente) o valor da condenação principal (para abril de 2015) em aproximadamente R\$ 1.035 milhões;
- b) Houve a apresentação pela controlada de “seguro garantia” originalmente acolhido pelo juízo processante, mas, em sede recursal, recusado pelo TJPE;
- c) Até dezembro/2016 tinha havido a penhora de ativos financeiros bancários da controlada em montante aproximado de R\$ 500 milhões; e
- d) A controlada apresentou recursos de agravo e reclamação pendentes de apreciação pelo TJPE (Relator, Des. Eduardo Paurá).

Porém, 7 de dezembro de 2016, em face de nova iniciativa recursal da controlada por meio do Recurso Especial 1.530.912, em trâmite no STJ e referido àquele mesmo processo ordinário (ação de liquidação), obteve-se decisão monocrática/liminar do respectivo relator (Ministro Mauro Campbell Marques, da 2ª seção) consubstanciada na atribuição de efeito suspensivo no referido recurso, que apresenta como consequência a extinção/suspensão da ação de liquidação e da ação de execução provisória (esta por ser originária da ação de liquidação), consequentemente liberando-se na íntegra (alvará expedido em 26 de janeiro de 2017), em favor da controlada, a totalidade do valor até então bloqueado/penhorado.

A Administração da controlada, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, atualizou a provisão em seu passivo não circulante, no montante de R\$ 1.293.550 e outros adicionais de R\$ 129.355 relativamente ao valor da condenação em honorários de sucumbência em favor dos patronos das partes adversas à controlada.

- GSF – Risco hidrológico

O GSF (*Generation Scalling Factor*) é um índice sistêmico que indica a quantidade de energia gerada por todas as usinas hidráulicas participantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) do Sistema Interligado Nacional – SIN em relação à garantia física total (lastro) do MRE. A grave condição hidrológica que o Sistema Elétrico vem enfrentando, desde 2014, tem provocado uma judicialização sem precedentes no setor, que vem convivendo com uma série de liminares que afetam o adequado funcionamento do Mercado de Curto Prazo – MCP. Em julho de 2015, fruto de liminares de outros agentes, a controlada foi imputada mediante as regras adotadas pela CCEE, a ratear o valor inadimplido de outros agentes devido à exposição do GSF, mesmo não tendo dado causa ao problema. A controlada então acionou a esfera judicial e obteve, através de liminar, a neutralidade dos efeitos do rateio de liminares de outros agentes e dos efeitos do GSF, inferior a 95% nas contabilizações no MCP.

Desde então, independentemente do valor de GSF ocorrido nesse período, a controlada vem percebendo, nos montantes contabilizados no MCP um “crédito” proveniente dos efeitos da liminar concedida. Os valores correspondem ao lastro das usinas não cotistas, no âmbito do MRE, quais sejam: a Usina de Sobradinho e parcela de energia não alocada ao regime de cotas das demais usinas da controlada conforme disciplinado pela Lei 12.783/2013. Considerando que os riscos hidrológicos para as usinas não cotistas, pela legislação atual, são imputados aos geradores hidráulicos, a controlada avalia que os efeitos da liminar podem ser tempestivamente suspensos, tendo como consequência imediata a “devolução”, via contabilização no MCP, dos valores percebidos nas liquidações, desde 2015, quando foi proferida a liminar. Portanto, a empresa vem procedendo ao provisionamento dos valores que estão sendo creditados mensalmente para a controlada na liquidação na CCEE decorrentes da limitação do GSF imposta pela referida liminar. A controlada possui no seu passivo não circulante, provisão para suportar eventual perda, no valor de R\$ 831.352.

• **Tributárias**

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia e suas controladas possuem ações tributárias de R\$ 348.534 (R\$ 632.761 em 31 de dezembro de 2017), sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos tributários discutem-se principalmente compensações não homologadas de PIS e COFINS, cobrança de contribuição previdenciária indevida, autuações pela escrituração extemporânea de créditos de ICMS, exigências de estorno de crédito de ICMS sobre perdas de energia, aproveitamento de crédito de ICMS em razão dos subsídios CCC, além de execuções fiscais diversas e processos em que os consumidores buscam ressarcimento da taxa de iluminação pública paga.

• **Trabalhista**

Em 31 de dezembro de 2018 a companhia e suas controladas possuem ações judiciais trabalhistas de R\$ 1.567.818 (R\$ 2.636.458 em 31 de dezembro de 2017), sendo esta a estimativa provável de desembolso de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos trabalhistas discutem-se principalmente em ações movidas por empregados de quadro próprio de empresas prestadoras de serviço, vinculadas a questões ligadas às relações de trabalho e emprego conforme principais processos descritos abaixo:

Passivo Contingente - Risco de perdas possíveis

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Cíveis	8.074.924	9.313.102	18.591.346	38.689.569
Trabalhistas	3.098.028	2.331.258	5.145.030	3.813.708
Tributárias	-	329.851	11.339.924	12.213.802
	<u>11.172.952</u>	<u>11.974.211</u>	<u>35.076.300</u>	<u>54.717.079</u>
Cíveis(*)	-	-	20.036.302	14.166.890
Trabalhistas (*)	-	-	265.154	284.390
Tributárias(*)	-	-	119.754	1.321.348
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>20.421.210</u>	<u>15.772.628</u>
Total	<u>11.172.952</u>	<u>11.974.211</u>	<u>55.497.510</u>	<u>70.489.707</u>

_(*)Passivos contingentes das empresas classificadas como ativos mantidos para venda

- **Cíveis**

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia e suas controladas possuem ações judiciais cíveis de R\$ 38.627.648 (R\$ 52.856.459 em 31 de dezembro de 2017), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão.

Controladora

- Empréstimo Compulsório – critérios de correção monetária

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 têm 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 substancialmente pagos pela Companhia por intermédio de conversões em ações utilizando como base de atualização a legislação vigente.

O valor total das ações possíveis, incluindo as conversões dos créditos pelo valor patrimonial, em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 3.872.305 (R\$ 4.229.555 em 31 de dezembro de 2017).

- 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 seu valor patrimonial.

O valor inicial da causa era de R\$ 2.397.003. Em 31 de dezembro de 2018 o valor atualizado é de R\$ 3.679.836 (R\$ 3.525.049 em 31 de dezembro de 2017).

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. Por isto, a Companhia entende que a provisão deve ser possível.

- 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. (Norte Energia), 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 Norte Energia 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 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 ajuntada de documentos, pelos árbitros, o que deverá ocorrer até 28 de março de 2018.

Em 17 de outubro de 2018 a câmara de mediação e arbitragem decidiu favoravelmente à Eletrobras, entendendo que a Eletrobras não está obrigada a firmar contrato de compra e venda de energia, destinada ao ACL – Ambiente de Contratação Livre, pelo prazo da concessão.

Consolidado

Chesf

- Danos ambientais causados aos pescadores

Ação civil pública proposta contra a Companhia pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no valor de R\$ 368.548, perante a 2ª Vara Federal em Sergipe, com o objetivo de obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores do Cabeço, à jusante da UHE Xingó e provocados pela construção desta Usina - Processo nº 0002809-27.2002.4.05.8500.

Foram incluídos no polo passivo da ação o IBAMA, o IMA-AL, o CRA-BA, a União Federal e a Adema-SE. Por outro lado, na comarca de Brejo Grande/SE, também tramitava ação civil pública proposta contra a controlada Chesf pela Associação de Pescadores do Povoado Cabeço e Saramém, à qual foi atribuído o valor de R\$ 309.114 com os mesmos propósitos da demanda anteriormente comentada. Em 15 de abril de 2008 foi proferida sentença reconhecendo a competência da Justiça Federal para processar e julgar o feito e determinando a remessa dos autos à 2ª Vara Federal de Sergipe. Em 19 de fevereiro de 2009 as duas ações foram consideradas processualmente conexas e passaram a tramitar juntas perante a 2ª Vara Federal/SE. Em 21 de maio de 2013 foi realizada audiência na qual se traçou um cronograma para os trabalhos periciais, que serão realizados por equipes multidisciplinares, restando previsão de conclusão dos laudos para janeiro de 2015.

Em 27 de novembro de 2013 foi realizada audiência na qual foram homologados os planos de trabalhos das equipes de realização da perícia.

Também ficaram combinados que ambos os processos restarão com seu trâmite exclusivamente direcionado à realização da perícia e suspensos até que seja apresentado o laudo pericial definitivo. Em 18 de novembro de 2014, foi realizada nova audiência para acompanhamento de perícia e definição de cronograma de atividades com vistas à conclusão do trabalho pericial. Os dois laudos periciais foram disponibilizados para a CHESF em 07 de dezembro de 2015.

O parecer dos assistentes técnicos da controlada, que impugnou os laudos periciais, foi apresentado em ambos os processos judiciais em 30 de maio 2016. Por sua vez, as alegações finais da controlada foram protocolizadas tempestivamente em 19 de setembro 2016, estando os processos, em 31 de dezembro 2018, conclusos para sentença. Suportada em avaliação dos advogados que patrocinam as causas pela controlada, a expectativa da Administração sobre a possibilidade de perda dessas ações é possível quanto ao insucesso da defesa e remota quanto aos valores dos pedidos.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como possível, no montante estimado de R\$ 715.673.

- Nulidade do acordo sindical

Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal junto à subseção Judiciária de Paulo Afonso – BA (processo nº 2490-83.2012.4.01.3306) onde, em síntese, persegue a obtenção de decreto judicial que declare a inexistência do Aditivo ao Acordo de 1986, celebrado no ano de 1991, firmado entre a controlada Chesf e os representantes do Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco. O valor atribuído à causa foi de R\$1.000.000. Foi proferida sentença que declarou a nulidade do acordo de 1991, entre a controlada e o Polo Sindical, que alterou a forma de cálculo da VMT para o equivalente a 2,5 salários mínimos; bem como para determinou o pagamento das diferenças apuradas, desde 1991, entre a verba efetivamente paga e o valor de 2,5 salários mínimos, monetariamente corrigidos e acrescidos de juros moratórios para cada família que recebeu ou ainda recebe a VMT, pelo respectivo período que tenha recebido e que Pertencam à competência territorial desta Subseção Judiciária, ressalvados os casos dos reassentados que celebraram os termos de acordos extrajudicial e a escritura pública de doação com a requerida, renunciando aos benefícios da VMT, assim como afastou o direito dos interessados à percepção das parcelas atingidas pela prescrição quinquenal, a contar do ajuizamento da ação. Contra a sentença foram opostas apelações pela Chesf e pelo MPF, recursos esses que aguardam julgamento, sendo distribuídos por dependência em 30 de novembro de 2016 ao relator Desembargador Federal Neviton Guedes – Quinta Turma.

Em 31 de dezembro de 2016 encontrava se concluso para relatório e voto. Essa posição permanece inalterada até 31 de dezembro de 2018, com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como possível, no montante estimado de R\$ 1 bilhão.

CGTEE

- Processo 2-12 0 236/12

O Banco KfW postula a cobrança das obrigações oriundas dos empréstimos em desfavor da CGTEE, a qual figurava como avalista do referido empréstimo, considerando as amortizações vencidas, juros de empréstimo vencidos, juros de mora sobre amortizações vencidas e indenização por danos.

Já foram realizadas algumas audiências na Alemanha, onde o Escritório NOERR LLP comunicou a sentença condenatória da CGTEE em favor da KfW no valor estimado de EUR 74.330. Em 27/02/2019 ocorreu à terceira audiência perante a Corte Regional Superior da Alemanha, quando esta decidiu obter um parecer de um perito em legislação brasileira e a necessidade de anuências do conselho de Administração para tal gravame, como determina a Lei 6.404/1976. A etapa seguinte será a manifestação do KfW acerca do recurso. O Escritório NOERR LLP, responsável pela causa, após reanálise do andamento da ação, alterou a probabilidade de perda de provável para possível, fato que provocou a reversão do montante de R\$ 389.749 no exercício social de 2018.

- **Tributárias**

Em 31 de dezembro de 2018 a companhia e suas controladas possuem ações judiciais tributárias de R\$ 11.459.678 (R\$ 13.535.150 em 31 de dezembro de 2017), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão.

Furnas

Em 31 de dezembro de 2018, os principais processos tributários com probabilidade de perda possível pertencentes a controlada estão destacados a seguir:

Processo no valor de R\$ 1.391.882, referente ao auto de infração lavrado em função de suposta insuficiência de recolhimento ou declaração para o PIS/COFINS. Compensação realizada sem apresentação do documento hábil PERDCOMP.

Processo no valor de R\$ 1.474.099, referente ao auto de infração lavrado em função de supostas irregularidades na apuração do IRPJ e CSLL, onde foi excluída do Lucro Real a reversão do passivo atuarial da FRG. Por tratar-se de superávit atuarial, o valor foi excluído da base de cálculo e foi oferecido à tributação à medida de sua realização. Também foi apontada exclusão indevida de saldos negativos referentes a 2007, 2008 e 2009 sem apresentação do PERDCOMP;

Processo no valor de R\$ 101.893, referente ao auto de Infração lavrado em função da utilização de despesa ocorrida em 2000 (Reconhecimento de débito junto à FRG referente a tempos de serviços passados dos empregados) como prejuízo fiscal registrado em 2009 e compensado nos anos de 2009, 2010 e 2011;

Processo no valor de R\$ 827.830, referente à Execução Fiscal ajuizada pela União para cobrança de crédito tributário constituído em razão de diferenças de IRPJ e CSLL apuradas em decorrência do procedimento de compensação contábil efetuado por Furnas sem apresentação de instrumento hábil a tanto;

Processo no valor de R\$ 717.044, referente ao auto de Infração lavrado em função da utilização de despesa ocorrida em 2000 como prejuízo fiscal registrado em 2010 e, por conseguinte, compensado nos anos-calendário de 2009, 2010 e 2011. Foram glosadas pela autoridade fiscal as despesas deduzidas no ano-calendário de 2010.

Eletrosul

- Auto de infração

Auto de infração sobre a parcela superavitária de indenização da RBNI no valor de R\$ 547.500 em 31 de dezembro de 2018. A medida provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, dispôs que, a critério da União, poderia ser prorrogada a exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica. Em aceite às condições impostas pelo poder concedente, a Companhia e a União pactuaram, em 4 de dezembro de 2012, a prorrogação da vigência do contrato de concessão nº 057/2001, mediante definição acerca do pagamento a realizar para a Companhia quanto à indenização dos ativos não amortizados. Indenização essa advinda dos recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), recursos esses destinados por Lei ao custeio da reversão de bens no encerramento e encampação das concessões do setor elétrico, bem quanto ao valor das novas tarifas advindas da prorrogação do contrato de concessão.

Chesf

- Município requer Valor Adicionado

Processo nº 0002226-70.2017.8.25.0014 (Comarca de Canindé do São Francisco) – Ação movida pelo Município de Canindé do São Francisco, requerendo o valor adicionado devido em face de valor recebido da União Federal pela Chesf, pertinente a indenização referente à Usina de Xingó. O Município de Canindé do São Francisco pleiteia basicamente:

- a) Que o estado Sergipe proceda à inclusão no Valor Adicionado do ano base de 2013 do montante de R\$ 2.925.318, recalculando o IPM em razão da Usina hidrelétrica complexo de Xingó, da mesma forma aos anos subsequentes, para efeito na participação do rateio de ICMS no ano de 2017, com trespasse dos dados ao TCE/SE para republicação do Ato Deliberativo n.º 884/2016, sob pena de multa diária de R\$100; e
- b) Que o estado de Sergipe compelido a, no prazo de 48 horas, juntar aos autos o mapa de apuração do valor adicionado do ICMS do Município Autor, referente aos exercícios 2013, 2014, 2015 e 2016, destacando-se se houve, na composição do valor do IPM respectivo, a inclusão dos valores percebidos pela controlada Chesf a título de antecipação, na forma do item "a" acima;
- c) Reconhecer a relação jurídico-tributária decorrente da antecipação de receita realizada pela União Federal em favor da controlada, como elemento fiscal tributável, atestando a sua inclusão do valor do ICMS devido e ao produto de distribuição afeto ao VAF – Valor Adicionado do Município de Canindé de São Francisco;
- d) Sejam compelidos todos os Réus a procederem aos ajustes contábeis e financeiros necessários à inclusão no Valor Adicionado do ano base de 2013 do montante de R\$ 2.925.318, recalculando o IPM e participação do rateio de ICMS, em razão da Usina hidrelétrica complexo de Xingó para todos os anos subsequentes, condenando-os a ressarcirem o requerente aos valores suprimidos indevidamente desde 2013, em montante a ser apurado por perícia contábil realizada nos autos. A União Federal, quando citada ainda no âmbito da Justiça Federal, alegou a sua ilegitimidade passiva e requereu a exclusão da lide.

A controlada Chesf apresentou defesa. O juízo federal indeferiu a tutela de urgência do município, tendo sido essa decisão atacada por agravo de instrumento, e mantida pelo E. TRF da 5.^a Região.

O pedido de ilegitimidade passiva da União foi acolhido, tendo os autos sido remetidos para a Comarca de Canindé do São Francisco – SE. Na Comarca de Canindé do São Francisco – SE, o MM. Juízo proferiu despacho requerendo às partes que procedessem com a especificação de provas.

Em 30 de setembro de 2018 a Chesf havia peticionado, requerendo a produção de prova pericial contábil, a ser realizada por especialista em contabilidade do setor elétrico. E em 26 de junho de 2018 26/06/2018, oferecimento de réplica por parte do Município, sendo esta a situação do processo em 31 de dezembro de 2018.

- **Trabalhistas**

Em 31 de dezembro de 2018 a companhia e suas controladas possuem ações judiciais trabalhistas de R\$ 5.410.184 (R\$ 4.098.098 em 31 de dezembro de 2017), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão.

Eletronuclear

- Sindicato dos Engenheiros do Estado do RJ – SENGE

A controvérsia principal do processo nº 0064500-25.1989.5.1.0029 cujo valor envolvido em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 473.462 reside na interpretação da coisa julgada que delimitou o pagamento do índice da URP apenas do mês de fevereiro de 1989. Contudo, em fase de liquidação a outra parte alegou que deve ser aplicado o índice de 26,05% mês a mês até sua incorporação na remuneração dos substituídos ou até sua demissão. Há possibilidade de ter decisão judicial homologando o valor histórico de R\$ 359.670, calculado pelo perito judicial em 2014. Ressalte-se que a Advocacia Geral da União – AGU ingressou nos autos.

A AGU tem tese jurídica que se alinha à defesa da controlada Eletronuclear, ao explicitar que:

- a) A decisão em fase de liquidação/execução que estabelece direito à incorporação da URP/1989 na remuneração dos substituídos ofende a decisão já transitada em julgado;
- b) O valor exigido com base na decisão transitada em julgado, ou seja, o pagamento da URP relativa apenas ao mês de fevereiro de 1989, já foi adimplido, por conta da existência de Acordo Coletivo pactuado em 1989, entre as partes da presente ação judicial, cujo conteúdo trata especificadamente da quitação da URP/1989. No momento há laudo emitido pelo perito do Juízo. Em 24 de novembro de 2017 foi publicada decisão judicial para as partes se manifestarem em relação ao laudo pericial que respondeu os quesitos apresentados pela Companhia. Nesse laudo o Perito do Juízo, por amostragem, destacou que os valores indicados no acordo coletivo especificam da URP de fevereiro de 1989 foram pagos.

A última decisão publicada em diário oficial é a do dia 16 de março de 2018, destinada à parte autora (SENGE) para que ofereça manifestação em relação à petição apresentada pela parte Ré. Há outros andamentos processuais que constam no sítio eletrônico do Tribunal Regional do Trabalho da 1.^a Região, são eles:

- a) Autos enviados à contadoria da Vara;
- b) Homologada a liquidação;
- c) Petição da União Federal;

d) Petição do Senge com impugnação aos cálculos, todos os atos processuais aos quais a Companhia ainda não foi intimada para tomar ciência.

Em 29 de janeiro de 2019 foi publicada decisão para a Eletronuclear pagar o débito ou ofertar defesa, o que inaugurou a fase de execução do processo. De toda forma, na decisão a controlada foi isentada de ofertar bens à penhora para ajuizar eventual defesa. Foram interposto embargos de declaração pela Eletronuclear, sem decisão de julgamento publicada.

NOTA 29 – OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas termoeletricas, 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.

Os valores correspondentes aos passivos totais de desmobilização de ativos ajustados a valor presente são: Angra 1 - R\$ 1.588.482 (R\$ 1.498.724 em 31 de dezembro de 2017); e Angra 2 - R\$ 1.031.646 (R\$ 971.676 em 31 de dezembro de 2017).

NOTA 30 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

	CONTROLADORA e CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Aportes da União para Futuro Aumento de Capital	3.580.852	3.364.553
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	262.210	246.371
UHE de Xingó	12.437	11.686
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	11.540	10.843
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	4.426	4.159
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.947	1.829
	<u>3.873.412</u>	<u>3.639.441</u>

NOTA 31 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO			
	Saldo em 31/12/2017	Constituições	Reversões/ Compensação	Saldo em 31/12/2018
Geração				
Jirau	-	-	30.701	30.701
Funil (a)	126.861	293.505	(171.846)	248.520
Coaracy Nunes	232.052	-	(130.314)	101.738
Angra 3	1.388.843	-	(1.388.843)	-
UTE Santa Cruz (a)	32.258	318.565	(190.991)	159.832
Outros	114.626	45.556	(160.182)	-
	<u>1.894.640</u>	<u>657.626</u>	<u>(2.011.475)</u>	<u>540.791</u>
Transmissão				
LT Recife II - Suape II (a)	50.197	-	-	50.197
LT Camaçari IV - Sapeaçu (a)	124.104	-	-	124.104
Outros (a)	10.286	-	-	10.286
	<u>184.587</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>184.587</u>
	<u>2.079.227</u>	<u>657.626</u>	<u>(2.011.475)</u>	<u>725.378</u>
Total do Passivo Circulante	12.048	-	(2.612)	9.436
Total do Passivo Não Circulante	2.067.179	657.626	(2.008.863)	715.942
TOTAL	<u>2.079.227</u>	<u>657.626</u>	<u>(2.011.475)</u>	<u>725.378</u>

	CONSOLIDADO			
	Saldo em 31/12/2016	Constituições	Reversões/ Compensação	Saldo em 31/12/2017
Geração				
Brasil Ventos S.A.	161.473	-	(161.473)	-
Funil (a)	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
Transmissão				
LT Recife II - Suape II (a)	41.436	8.734	-	50.170
LT Camaçari IV - Sapeaçu (a)	114.501	9.603	-	124.104
Outros (a)	10.521	-	(235)	10.286
	166.485	18.337	(235)	184.587
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	(1.294.566)	-
	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

- (a) Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de dezembro de 2018, R\$592.939 (R\$ 458.332 em 31 de dezembro de 2017) 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 32 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

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

32.1- Compra de energia

Empresas	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024
CGTEE	226.388	205.752	205.752	205.752	-	-
Chesf	295.947	198.688	198.688	98.254	98.254	2.210.831
Eletrosul	418.831	416.572	401.568	386.482	373.126	3.382.279
Furnas	792.192	788.855	780.165	661.676	655.080	2.994.471
Total	1.733.357	1.609.867	1.586.173	1.352.164	1.126.460	8.587.581

32.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024
CGTEE	89.496	89.496	89.496	89.496	89.496	89.496
Eletronuclear	327.856	11.356	72.329	167.177	-	9.776.934
Total	417.352	100.852	161.825	256.673	89.496	9.866.430

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 de novembro de 2030.

32.3- Venda de Energia

Empresas	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024
Amazonas GT		397.092	408.122	430.183	453.483	1.074.324
CGTEE	475.171	475.603	475.603	475.603	475.603	-
Chesf	679.637	692.325	692.325	362.015	362.015	7.740.798
Eletrosul	770.773	416.768	416.768	416.768	416.768	6.328.962
Eletronuclear	3.409.341	3.409.341	3.409.341	3.409.341	3.409.341	-
Furnas	2.022.362	2.044.062	2.053.735	2.054.427	2.056.155	31.156.233
Eletronorte	206.836	206.196	206.196	206.196	206.196	3.302.582
Total	7.564.120	7.641.387	7.662.090	7.354.533	7.379.561	49.602.899

32.4- Compromissos socioambientais

Empresas	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024
Eletronuclear	46.299	64.384	60.169	57.007	57.007	56.065

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 socioambientais específicos 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.

32.5- Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024
Eletronuclear	1.360.618	1.103.159	739.710	691.599	196.748	24.777

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.

32.6- Aquisição de insumos

Empresas	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024
CGTEE	29.352	29.352	29.352	29.352	29.352	58.704

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

32.7- Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

Os valores dos compromissos dos empreendimentos controlados em conjunto estão apresentados a seguir pela proporção das participações das companhias.

32.7.1 - Uso do bem público

Empresas	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024
Norte Energia S.A	20.000	14.433	14.433	14.433	185.180	185
SINOP	-	1.559	1.436	1.322	12.290	-
Total	20.000	15.992	15.869	15.755	197.470	185

32.7.2 - 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	2020	2021	2022	2023
Chesf	225.752	-	-	-
Furnas	93.674	51.714	51.600	50.156
Eletrosul	194.073	47.899	3.840	-
Total	513.499	99.613	55.440	50.156

NOTA 33 – PROVISÃO PARA PASSIVO A DESCOBERTO

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia mantém registrado um passivo a descoberto de R\$ 3.883. 600 (R\$ 21.656.617 em 31 de dezembro de 2017). A movimentação das empresas que apresentam passivo a descoberto está demonstrada a seguir:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2017	Outros Resultados Abrangentes	Adoção inicial IFRS 9	Equivalência patrimonial	Transferência para Investimento	Classificação - mantido para venda	Saldo em 31/12/2018
MUTUAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA							
Eletronuclear	5.142.907	307.774	-	(7.751.307)	(2.300.626)	-	-
CGTEE	3.523.129	51.121	-	(28.389)	-	-	3.545.861
Amazonas GT	446.539	58.546	-	(167.346)	-	-	337.739
Amazonas D	11.489.996	(2.120)	79.823	(1.461.246)	-	(10.106.453)	-
Ceal	1.054.046	1.339	-	(34.121)	-	(1.021.264)	-
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	21.656.617	416.660	79.823	(9.442.409)	(2.300.626)	(11.127.717)	3.883.600

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2016	Outros Resultados Abrangentes	Equivalência patrimonial	Classificação mantido para venda	Saldo em 31/12/2017
MUTUAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA					
ED Piauí	1.221.736	23.460	152.077	(1.397.273)	-
ED Roraima	609.313	120	171.698	(781.131)	-
Amazonas	9.334.631	995	2.600.909	-	11.936.535
ED Acre	264.769	148	203.688	(468.605)	-
ED Rondonia	1.295.918	(2.375)	865.393	(2.158.936)	-
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
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	20.160.828	132.568	6.169.166	(4.805.945)	21.656.617

33.1 - Empresas de Geração e Transmissão:

a) 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 controlada apresenta em 31 de dezembro de 2018 um capital circulante líquido negativo de R\$1.849.262 (R\$ 1.568.186 negativo em 31 de dezembro de 2017) e um passivo a descoberto na mesma data de R\$3.546.861 (R\$ 3.523.481 em 31 de dezembro de 2017).

b) Amazonas GT – tem como atividades principais a geração e transmissão de energia elétrica no estado de Amazonas. Em 31 de dezembro de 2018, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 1.067.641 (R\$ 852.243 negativo em 31 de dezembro de 2017) e um passivo a descoberto de R\$337.739 (R\$ 446.539 em 31 de dezembro de 2017). A entidade apresenta perdas sucessivas em sua operação, bem como capital circulante líquido negativo e, por conseguinte, tem a necessidade de aportes de capital de seu acionista e/ou transações de financiamento com terceiros. O plano de negócios da entidade é significativamente influenciado por conta das referidas operações.

NOTA 34 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
PASSIVO CIRCULANTE				
Provisão de férias	39.565	29.629	328.170	389.933
PID / PREQ	4.277	6.799	226.952	101.539
Folha de Pagamento	20.888	1.525	260.276	287.372
Encargos sobre férias	5.804	6.345	150.011	133.196
Provisão 13º salário	11.884	12.118	16.338	15.775
Participações nos Lucros/Resultados	-	-	260.321	-
Encargos sobre 13º salário	89	4.594	39.322	43.459
Contribuição Previdenciária	44.229	46.952	54.009	48.128
Outros	7.738	-	30.977	172.558
	134.474	107.962	1.366.376	1.191.960
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
Outros	-	-	400.868	258.614
	-	-	400.868	258.614
TOTAL	134.474	107.962	1.767.244	1.450.574

NOTA 35 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

35.1 - Capital Social

O Capital Social da Companhia, em 31 de dezembro de 2018 e 2017, é de R\$ 31.305.331 e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos, às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculados sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.352.634.100 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 31 de dezembro de 2018, conforme a seguir:

31/12/2018								
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	63.502.800	5,84	-	-	-	-	63.502.800	4,69
Fundos 3G Radar	749.800	0,07	-	-	42.626.500	16,06	43.376.300	3,21
American Depositary Receipts – ADR's	29.310.918	2,70	-	-	10.629.239	4,00	39.940.157	2,95
Outros	222.787.912	20,49	146.920	100,00	175.225.827	66,01	398.160.659	29,44
	<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>

31/12/2017								
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1544	0,00	554397196	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>

Do total das 493.757.410 ações em poder dos minoritários, 265.339.940, ou seja, 53,74% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 149.216.978 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 116.122.934 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 31.789.818 ações ordinárias e 11.220.468 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts – ADR's* que são negociados na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE).

35.2 - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
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>

35.3 – Reservas de Lucros

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017
Retenção de Lucros (art. 196 - Lei 6.404/1976)	5.947.331	713.802
Lucros a Realizar (art. 197 - Lei 6.404/1976)	-	386.375
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	834.414	171.295
Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976)	183.006	50.382
Estatutárias - Investimentos	6.631.189	-
Reserva Especial de Dividendos	2.291.889	-
	<u>15.887.829</u>	<u>1.321.854</u>

35.4 – Política de distribuição de dividendos

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

- i. 5% 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% do capital social;
- ii. 1% 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% do capital social integralizado;
- iii. 50% poderá ser destinado à reserva de investimentos das empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica, cujo saldo acumulado não poderá exceder a 75% do capital social integralizado; e
- iv. até 1% poderá ser destinado para atender a prestação de assistência social aos empregados da Companhia, observado o limite de 1% 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% 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.

35.5- Remuneração aos Acionistas

I – Relativas ao exercício

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

A seguir a distribuição dos resultados, imputados aos dividendos mínimos, nos termos da legislação aplicável, bem como o valor total da remuneração proposta aos acionistas, a ser deliberada em Assembleia Geral Ordinária:

ELETROBRAS		R\$ Mil
Lucro Líquido do exercício:		13.262.378
(-) Reserva Legal (5% do Lucro Líquido)		(663.119)
(+) Realização da reserva de reavaliação		22.434
(+) Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito		362
= Base de cálculo do exercício		12.622.055
Dividendo obrigatório 2018		3.155.514
Cálculo da Parcela Realizada do Lucro Líquido do Exercício		
Dividendos a Pagar total em 2018		
Dividendo Obrigatório de 2018 (25% do LL ajustado)		3.155.514
(+) Dividendo Realizado da reserva de lucros a realizar		386.375
		3.541.889
(-) Dividendo mínimo preferencial		368.868
(-) Dividendo para Ordinaristas		881.132
(-) Reserva Especial (artigo 202,§5)		2.291.889
(=) Saldo após distribuição		-
Destinação do resultado do exercício residual		
Saldo a destinar do exercício de 2018		9.466.541
(+) Ajuste de IFRS 9 e 15		2.525.081
(+) Ajuste de investidas		5.721
Lucros acumulados a destinar		11.997.342
(-) Constituição de reserva Estatutária para investimentos (50% do LL)		(6.631.189)
Constituição de reserva Estatutária de estudos e projetos (1% do LL)		(132.624)
Constituição de reserva de Lucros a Realizar		-
Constituição de reserva de Retenção de Lucros (art. 196, LSA)		(5.233.529)

Em 2018 a Eletrobras atribuiu remuneração aos acionistas, na forma de dividendos no valor de R\$ 1.250.000, de acordo com as disposições estatutárias.

Sobre a remuneração proposta incide atualização monetária incide a partir de 1º de janeiro de 2018 até a data do efetivo início do pagamento, data esta a ser deliberada pela Assembleia Geral Ordinária, que apreciará as presentes Demonstrações Financeiras e a proposta de destinação do resultado deste exercício.

NOTA 36 – 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. As ações preferenciais possuem prioridade na distribuição de dividendos

mínimos. Entretanto, sua participação em direitos sobre os lucros, uma vez que a distribuição dos dividendos mínimos realizada é equivalente a ações ordinárias. Assim, o resultado por ação preferencial é calculado pelo mesmo método aplicado às ações ordinárias.

Básico

31/12/2018				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Continuada	12.073.495	1.632	2.948.116	15.023.243
Prejuízo atribuível a cada classe de ações - Operação Descontinuada	(1.415.127)	(191)	(345.547)	(1.760.865)
Lucro do Exercício	10.658.368	1.441	2.602.570	13.262.378
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 da operação continuada (R\$)	11,11	11,11	11,11	11,11
Resultado por ação básico da operação descontinuada (R\$)	(1,30)	(1,30)	(1,30)	(1,30)
Resultado por ação básico líquido	9,80	9,80	9,80	9,80
31/12/2017 (Reclassificado)				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Continuada	1.933.633	261	472.156	2.406.051
Prejuízo atribuível a cada classe de ações - Operação Descontinuada	(3.351.123)	(453)	(818.280)	(4.169.856)
Prejuízo do Exercício	(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 da operação continuada (R\$)	1,78	1,78	1,78	1,78
Resultado por ação básico da operação descontinuada (R\$)	(3,08)	(3,08)	(3,08)	(3,08)
Resultado por ação básico líquido	(1,30)	(1,30)	(1,30)	(1,30)

(b) Diluído

Para calcular o resultado diluído por ação, a Companhia deve presumir o exercício de opções, bônus de subscrição e outros potenciais efeitos diluidores. 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 exercício. Em 31 de dezembro de 2018, 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 2018, conforme apresentado abaixo. Ressaltamos que em 31 de dezembro de 2017 este efeito é anti-dilutivo.

Diluído

31/12/2018					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações - Operação Continuada	11.932.263	1.613	175.737	2.913.630	15.023.243
Prejuízo atribuível a cada classe de ações - Operação Descontinuada	(1.398.573)	(189)	(20.598)	(341.505)	(1.760.865)
Lucro do Exercício	10.533.690	1.424	155.139	2.572.126	13.262.378
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	16.010	265.437	1.368.644
% de ações em relação ao total	79,43%	0,01%	1,17%	19,39%	100,00%
Resultado por ação diluído da operação continuada (R\$)	10,98	10,98	10,98	10,98	10,98
Resultado por ação diluído da operação descontinuada (R\$)	(1,29)	(1,29)	(1,29)	(1,29)	(1,29)
Resultado por ação básico líquido	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69

NOTA 37 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017 (Reclassificado)
RECEITAS OPERACIONAIS				
Geração				
Suprimento de energia para companhias de distribuição	258.312	3.858.319	13.268.869	15.932.406
Suprimento de energia para consumidores finais	-	-	2.319.857	2.554.279
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	1.296.526	1.006.114
Receita de Operação e Manutenção de Concessões Renovadas (b)	-	-	2.708.451	2.198.347
Receita de Construção de Usinas Renovadas	-	-	34.295	52.836
Efeito Financeiro de Itaipu	511.079	626.135	511.079	626.135
	<u>769.391</u>	<u>4.484.454</u>	<u>20.139.077</u>	<u>22.370.117</u>
Transmissão				
Receita de Operação e Manutenção	-	-	4.083.948	3.319.935
Receita de Construção	-	-	673.190	917.447
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	757.745	1.139.816
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE (a)	-	-	3.556.391	4.922.827
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.071.274</u>	<u>10.300.025</u>
Outras receitas	<u>75.717</u>	<u>157.170</u>	<u>869.183</u>	<u>1.041.317</u>
	<u>845.108</u>	<u>4.641.624</u>	<u>30.079.534</u>	<u>33.711.459</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(431.850)	(358.127)
(-) PASEP e COFINS	(176.280)	(130.356)	(3.079.004)	(2.520.542)
(-) Encargos setoriais	-	-	(1.583.049)	(1.382.248)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(9.884)	(9.210)
	<u>(176.280)</u>	<u>(130.356)</u>	<u>(5.103.787)</u>	<u>(4.270.127)</u>
Receita operacional líquida	<u>668.828</u>	<u>4.511.268</u>	<u>24.975.747</u>	<u>29.441.332</u>

a) RBSE

Em 31 de dezembro de 2018, a estimativa dos valores atualizados dos ativos financeiros a serem recebidos decorrentes dos gastos relacionados a investimentos, ampliações e/ou melhorias em certos ativos das concessões de transmissão prorrogadas, é conforme demonstrado a seguir:

Transmissão	31/12/2018				
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	Total
Saldo em 31/12/2017	10.868.543	5.544.767	2.145.040	19.679.665	38.238.015
Ajuste adoção inicial IFRS 09	257.689	454.788	55.916	370.152	1.138.545
Recebimento do ativo financeiro - amortização	(1.856.228)	(979.881)	(417.552)	(3.401.741)	(6.655.402)
Ajuste valor justo - Efeito resultado	1.019.022	630.630	230.230	1.676.509	3.556.391
Valor total do ativo Financeiro atualizado	<u>10.289.026</u>	<u>5.650.304</u>	<u>2.013.634</u>	<u>18.324.585</u>	<u>36.277.549</u>

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	<u>10.868.543</u>	<u>5.544.767</u>	<u>2.145.040</u>	<u>19.679.665</u>	<u>38.238.015</u>

Efeito Resultado - 01/01/2017 a 31/12/2017					
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	<u>844.031</u>	<u>460.924</u>	<u>178.995</u>	<u>1.765.115</u>	<u>3.249.065</u>

A contabilização foi realizada considerando a interpretação no que se refere à Portaria MME 120/2016 e a Nota Técnica da ANEEL nº 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 a partir de janeiro de 2013) 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 passou 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.

A Companhia remensurou de acordo com o IFRS 9/CPC 48 os ativos financeiros referentes a RBSE ao seu valor justo conforme nota 3.1.2 item (a).

b) GAG Melhoria

Em 17 de julho de 2018 foi publicada a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.421/2018 em que foram estipuladas as Receitas Anuais de Geração – RAG para o ciclo 2018-2019 para os ativos de geração renovados pela Lei 12.783 de 2013.

Dentro da nova receita de RAG, existe a parcela de Gestão dos Ativos de Geração (GAG Melhoria) que se destina à cobertura dos custos com operação e manutenção das usinas hidrelétricas.

A Companhia avaliou os requisitos para aplicação do CPC 47/IFRS 15 – Receita de contrato com cliente, em especial na identificação de obrigação de performance, para esta operação. A Companhia, à luz da Resolução Homologatória, identifica, até o momento que a obrigação de performance é a manutenção da disponibilidade e os investimentos necessários para manutenção dos índices aceitados pelo regulador. A Companhia também entende que por se tratar de remuneração prestada a ativos de infraestrutura cujo controle é detido e o preço é determinado pelo poder concedente, o modelo contábil a ser seguido é o ICPC 01/IFRIC 12.

Os valores consolidados anuais de GAG Melhoria que serão recebidos perfazem o montante de R\$1.033.712, sendo esses valores divididos entre Chesf (R\$ 678.347), Furnas (R\$ 346.057) e Eletronorte (R\$ 9.307).

Entre julho a dezembro de 2018, a Companhia recebeu a título de GAG melhoria o montante de R\$ 516.856.

NOTA 38 – PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017 (Reclassificado)
Pessoal	444.636	496.486	5.385.351	6.578.057
Material	1.663	2.096	261.768	263.553
Serviços	300.675	201.000	2.157.242	2.067.599
	<u>746.974</u>	<u>699.582</u>	<u>7.804.361</u>	<u>8.909.209</u>

A Companhia e algumas de suas controladas (CGTEE, CHESF, Eletronuclear, Eletronorte, Eletropar, Eletrosul e Furnas) implementaram o Plano de Demissão Consensual (PDC), conforme iniciativa prevista no Plano Diretor de Negócios e Gestão para os anos de 2018 a 2022.

As adesões voluntárias ao PDC foram divididas em dois períodos, sendo o primeiro de 26 de março de 2018 a 27 de abril de 2018, e o segundo período entre 15 e 26 de outubro de 2018. A despesa referente ao PDC em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 370.139 (R\$ 800.420 em 31 de dezembro de 2017). Em 21 de janeiro de 2019, foi aberto novamente o PDC referente ao ano de 2019, conforme nota 49.1.

NOTA 39 – ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017 (Reclassificado)
Energia comprada para revenda				
Suprimento	121	-	682.892	1.523.390
Proinfa	-	3.072.874	-	3.072.874
Comercialização na CCEE	850	435.386	637.313	1.156.187
Outros	<u>225.908</u>	<u>403.112</u>	<u>239.328</u>	<u>403.112</u>
	<u>226.879</u>	<u>3.911.372</u>	<u>1.559.533</u>	<u>6.155.563</u>

A partir de 1º de janeiro de 2018 a Companhia adotou o CPC 47/IFRS 15 e passou a contabilizar apenas sua remuneração líquida nas transações do PROINFA, por entender se tratar de agente na operação (vide maiores detalhes na nota explicativa 3.1.2 item b).

NOTA 40 – PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017 (reclassificado)	31/12/2018	31/12/2017 (reclassificado)
Garantias	37.783	18.444	37.783	18.444
Contingências	931.834	2.934.954	1.819.710	3.718.687
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	160.116	155.399
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	(81.388)	10.582	(81.388)	10.582
Passivo a descoberto em Controladas	(5.238.406)	2.000.936	-	-
Contratos Onerosos (a)	-	-	(1.353.849)	(594.323)
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos	40.204	(570.406)	(340.361)	(335.592)
Provisão para Perdas em Investimentos classificados como mantidos para venda	276.479	-	553.607	-
Impairment de Ativos de longo prazo (a)	(469)	(1.852)	(6.546.048)	724.766
Provisão ANEEL - CCC	1.187.278	-	1.187.278	-
TFRH (b)	-	-	(1.183.583)	517.727
Outras	(39.586)	177.920	438.550	429.904
	<u>(2.886.271)</u>	<u>4.570.578</u>	<u>(5.308.185)</u>	<u>4.645.594</u>

(a) Impairment e Contratos Onerosos

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018 a Companhia registrou uma reversão líquida de impairment no valor de R\$ 6.546.048 e uma reversão líquida de contratos onerosos no valor de R\$ 1.353.849. Estes valores são compostos principalmente pelas reversões da sua controlada Eletronuclear referentes à Angra 3 nos valores respectivos de R\$ 5.853.711 e R\$ 1.388.843, por conta da aprovação da resolução nº 14 do CNPE que instituiu a nova data prevista para entrada em operação comercial da Angra 3 e recomendou o valor de R\$ 480,00/MWh como preço de referência para a energia proveniente da usina (maiores detalhes nas notas explicativas 18 e 31).

(b) TFRH – Taxa de fiscalização de recursos 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, e está discutindo essa autuação.

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 provisionou a TFRH com base na vazão e volume turbinado das usinas hidrelétricas de Tucuruí e Curuá-Una.

Em Junho de 2018 a Procuradoria Geral da República (PRG) opinou pela procedência deste pedido, em decorrência do entendimento de que existe uma tendência robusta da declaração de inconstitucionalidade da cobrança da taxa, classificada como risco de perda possível pelos consultores internos e externos na qual reverteu o total da provisão constituída no valor de R\$ 1.183.583.

NOTA 41 – COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS

Em agosto de 2018, a Eletrosul transferiu para a Companhia Paranaense de Energia – COPEL as suas participações societárias na Costa Oeste Transmissora de Energia S.A., 49%, e na Marumbi Transmissora de Energia S.A., 20%, recebendo a participação da COPEL na Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. – TSBE, 20%, correspondente a 20% do capital votante. Antes da permuta das ações, a Eletrosul detinha 80% do capital social da TSBE, agora, após a conclusão do processo, ficou com a totalidade da participação, e, com isso, passou a ter o controle da investida.

Agosto de 2018

TSBE

Valor justo da participação antes da combinação de negócios (80%)	253.233
(+) <i>Swap</i> de ações	56.375
(+) Compra vantajosa	6.932
Valor justo na data de aquisição (100%)	316.540
 Valor total do investimento	 316.540

Valores reconhecidos de ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos

Caixa e equivalentes de caixa	19.315
Contas a receber	7.025
Ativos financeiros e concessões	575.135
Outras contas a receber	44.555
Empréstimos e financiamentos	(196.895)
Debentures	(114.335)
Outros	(18.260)
Total dos ativos líquidos identificáveis	316.540

Caso a combinação de negócios fosse efetivada em 1º de janeiro de 2018 o incremento na receita operacional líquida e lucro líquido do exercício não apresentariam impactos relevantes, pois a receita operacional líquida da TSBE em 2018 foi de R\$ 46.076 e o lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 2.440.

Em 28 de dezembro de 2017 ocorreram três operações de combinação de negócios (Chuí Holding S/A, Santa Vitória do Palmar Holding S/A e Livramento Holding S/A) cujos efeitos estão detalhados abaixo. Os valores justos finais das transações foram calculados com base nos relatórios de avaliação preparados por peritos contratados pela Companhia e se aproximam dos valores contábeis. Após as transações a Companhia passou a deter 78% do capital da Chuí Holding S/A, 78% do capital da Santa Vitória do Palmar Holding S/A e 78% da Livramento Holding S/A.

	28/12/2017		
	Chuí Holding	Santa Vitória do Palmar	Livramento Holding
Valor justo da participação antes da combinação de negócios	192.315	167.045	24.355
(+) Adiantamentos para aumento de capital	207.124	192.443	6.126
(+) Swap de ações	(93.305)	182.079	1.717
(+) Compra vantajosa	-	33.335	-
Valor justo na data de aquisição (78%)	306.134	574.902	32.197
Participação minoritária (22%)	86.345	162.152	9.081
Valor total do investimento	392.479	737.053	41.279

Valores reconhecidos de ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos

Caixa e equivalentes de caixa	61.103	145.618	4.319
Contas a receber	10.892	31.515	1.809
Impostos a recuperar	-	1.780	2.974
Outras contas a receber	595	954	80
Fundos vinculados	255	61.634	3.028
Ativos intangíveis	17.062	51.970	-
Imobilizado	664.997	1.662.943	151.221
Empréstimos e financiamentos	17.380	(943.751)	(42.059)
Contas a pagar a fornecedores	(327.528)	(35.708)	(7.233)
Debentures	-	(114.928)	-
Obrigações fiscais	(1.946)	(8.043)	(2.923)
Outras contas a pagar	(2.868)	(116.931)	(69.937)
Outros	(47.463)	-	-
Total dos ativos líquidos identificáveis	392.479	737.053	41.279

NOTA 42 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

42.1 - 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	
	31/12/2018	31/12/2017
Total dos empréstimos e financiamentos	54.372.798	45.121.791
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa e Títulos e valores mobiliários	7.285.289	8.048.472
Dívida Líquida	47.087.509	37.073.319
(+) Total do Patrimônio Líquido	55.758.948	42.752.532
Total do Capital	102.846.457	79.825.851
Índice de Alavancagem Financeira	46%	46%

42.2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os saldos contábeis de certos ativos e passivos financeiros representam uma aproximação razoável do valor justo. A Companhia usa a seguinte classificação para enquadrar os seus instrumentos financeiros e seus respectivos níveis:

ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	CONTROLADORA				
	Nível	Classificação 31/12/2018	Classificação 31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Custo Amortizado				32.052.055	34.800.437
Empréstimos e financiamentos	2	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	28.775.779	31.178.312
Ativo Financeiro - Itaipu	3	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	2.603.118	2.820.172
Clientes	2	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	379.649	532.812
Títulos e Valores Mobiliários	2	Custo Amortizado	Mantidos Até o Vencimento	293.509	269.141
Valor Justo				5.470.102	6.482.517
Títulos e Valores Mobiliários	1	Valor justo por Meio do Resultado	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	4.034.242	5.059.957
Investimentos (Participações Societárias)	2	Valor justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes	Disponíveis para venda	1.388.460	1.261.234
Caixa e equivalentes de caixa	1	Valor justo por Meio do Resultado	Empréstimos e Recebíveis	47.400	161.326
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Custo Amortizado				30.254.086	26.297.584
Empréstimos e financiamentos	2	Custo Amortizado	Custo Amortizado	27.634.848	23.652.514
Obrigações de ressarcimento	2	Custo Amortizado	Custo Amortizado	1.250.619	1.346.660
Fornecedores	2	Custo Amortizado	Custo Amortizado	569.218	514.752
Passivo Financeiro - Itaipu	2	Custo Amortizado	Custo Amortizado	799.401	783.658
Valor Justo				928	2.175
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	2	Valor justo por Meio do Resultado	Valor justo	928	2.175

CONSOLIDADO

	Nível	Classificação 31/12/2018	Classificação 31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Custo Amortizado				28.349.513	79.153.017
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE) (*)	3	-	Empréstimos e Recebíveis	-	38.238.015
Ativo Financeiro - Transmissão (*)	3	-	Empréstimos e Recebíveis	-	11.623.493
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A (**)	2	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	-	832.013
Ativo Financeiro - Geração	2	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	3.836.794	4.659.487
Empréstimos e financiamentos	2	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	13.874.941	10.266.851
Direitos de Ressarcimento	2	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	6.256.311	8.076.826
Clientes	2	Custo Amortizado	Empréstimos e Recebíveis	4.087.634	5.124.744
Títulos e Valores Mobiliários	2	Custo Amortizado	Mantidos Até o Vencimento	293.833	331.588

(*) A companhia reclassificou o ativo financeiro com ativo de contrato, maiores explicações podem ser observadas na nota 3.1.2; e

(**) Os ativos financeiros referente a Parcela A foram classificados como ativos mantidos para venda, de acordo com a nota explicativa 46.

Valor Justo				46.890.894	12.093.889
Títulos e Valores Mobiliários	2	Valor justo por Meio do Resultado	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	6.408.104	6.924.632
Ativo Financeiro - Transmissão (RBSE)	3	Valor justo por Meio do Resultado	-	36.277.549	-
Ativo Financeiro - Distribuição (*)	2	Valor justo por Meio do Resultado	Disponíveis para venda	1.803.717	2.532.115
Investimentos (Participações Societárias)	1	Valor justo por Meio de Outros Resultados Abrangentes	Disponíveis para venda	1.447.150	1.418.659
Caixa e equivalentes de caixa	2	Valor justo por Meio do Resultado	Empréstimos e Recebíveis	583.352	792.252
Instrumentos Financeiros Derivativos	2	Valor justo por Meio do Resultado	Valor justo	371.022	426.231

(*) Os ativos financeiros do segmento de distribuição foram classificados como ativos mantidos para venda, de acordo com a nota explicativa 46.

PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)

Custo Amortizado				60.513.440	67.431.966
Empréstimos e financiamentos	2	Custo Amortizado	Custo Amortizado	54.372.798	45.121.791
Fornecedores	2	Custo Amortizado	Custo Amortizado	3.377.105	18.239.097
Obrigações de Ressarcimento	2	Custo Amortizado	Custo Amortizado	1.250.619	2.455.176
Arrendamento Mercantil	2	Custo Amortizado	Custo Amortizado	976.115	1.077.820
Debêntures	2	Custo Amortizado	Custo Amortizado	266.474	268.022
Debêntures (Banco Amazônia)	2	Custo Amortizado	Custo Amortizado	201.754	202.757
Concessões a Pagar UBP	2	Custo Amortizado	Custo Amortizado	68.575	67.303
Valor Justo				26.421	42.060
Instrumentos Financeiros Derivativos	2	Valor Justo por meio do resultado	Valor justo	25.493	39.885
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	2	Valor Justo por meio do resultado	Valor justo	928	2.175

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 são classificados como custo amortizado.
- 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 custo amortizado.
- f) Investimentos em Participações Societárias: refere-se a investimentos permanentes em outras sociedades e são mensurados a valor justo por meio de Outros Resultados Abrangentes.
- 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 e são valorizados a custo amortizado.
- 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.

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

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 é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem prontos e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação ou agência reguladora. E os 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 valor justo por meio de resultado ou através de outros resultados abrangentes anteriormente 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 confia 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 estiverem baseadas 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*.

Não houve transferências entre o Nível 1 e o Nível 2, ou entre o Nível 2 e o Nível 3 durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

42.3 - 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:

42.3.1 - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre de a 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 e informações financeiras intermediárias.

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 2017 e 2018 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 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. Tratam-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 31/12/2018		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	3.092.864	11.982.374	415.062	(2.476.766)	(5.368.594)
	Empréstimos concedidos	2.135.642	8.275.186	(287.885)	1.708.941	3.705.766
	Ativo financeiro - ITAIPU	465.499	1.803.717	(62.749)	372.493	807.735
Impacto no resultado - USD				64.428	(395.332)	(855.093)
EURO	Empréstimos obtidos	55.145	244.707	2.068	(58.592)	(119.252)
	Empréstimos concedidos	55.123	244.690	(2.150)	58.485	119.120
	Impacto no resultado - EURO			(82)	(107)	(131)
IENE	Empréstimos concedidos	3.651.205	128.778	(4.637)	26.398	57.433
	Impacto no resultado - IENE			(4.637)	26.398	57.433
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				59.709	(369.041)	(797.791)

			CONSOLIDADO			
			Efeito no resultado - receita (despesa)			
Saldo em 31/12/2018						
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
	Empréstimos obtidos	3.191.164	12.363.206	428.254	(2.555.484)	(5.539.222)
USD	Empréstimos concedidos	2.051.639	7.949.689	(276.561)	1.641.721	3.560.003
	Ativo financeiro - ITAIPU	465.499	1.803.717	(62.749)	372.493	807.735
Impacto no resultado - USD				88.944	(541.270)	(1.171.484)
	Empréstimos obtidos	55.145	244.707	2.068	(58.592)	(119.252)
Impacto no resultado - EURO				2.068	(58.592)	(119.252)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				91.012	(599.862)	(1.290.736)

(¹) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
USD	3,740	4,675	5,610
EURO	4,400	5,500	6,600
IENE	0,034	0,043	0,051

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

CONTROLADORA					
Saldo em 31/12/2018			Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD					
Empréstimos obtidos	3.092.864	11.982.374	415.062	3.306.890	6.198.718
Empréstimos concedidos	2.135.642	8.275.186	(287.885)	(2.284.710)	(4.281.535)
Ativo financeiro - ITAIPU	465.499	1.803.717	(62.749)	(497.991)	(933.233)
Impacto no resultado - USD			64.428	524.189	983.950
EURO					
Empréstimos obtidos	55.145	244.707	2.068	62.728	123.387
Empréstimos concedidos	55.123	244.690	(2.150)	(62.785)	(123.420)
Impacto no resultado - EURO			(82)	(57)	(32)
IENE					
Empréstimos concedidos	3.651.205	128.778	(4.637)	(35.672)	(66.708)
Impacto no resultado - IENE			(4.637)	(35.672)	(66.708)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			59.710	488.460	917.210

CONSOLIDADO					
Saldo em 31/12/2018			Efeito no resultado - receita (despesa)		
	Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD					
Empréstimos obtidos	3.191.164	12.363.206	428.254	3.411.992	6.395.730
Empréstimos concedidos	2.051.639	7.949.689	(276.561)	(2.194.843)	(4.113.125)
Ativo financeiro - ITAIPU	465.499	1.803.717	(62.749)	(497.991)	(933.233)
Impacto no resultado - USD			88.944	719.158	1.349.372
EURO					
Empréstimos obtidos	55.145	244.707	2.068	62.728	123.387
Impacto no resultado - EURO			2.068	62.728	123.387
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIAÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO			91.012	781.886	1.472.760

(¹) Premissas adotadas:

	Provável	-25%	-50%
USD	3,740	2,805	1,870
EURO	4,400	3,300	2,200
IENE	0,034	0,026	0,017

42.3.2 - 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 21.2.

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 31 de dezembro de 2018 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook 86*, publicado pela OECD.

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 está apresentado na nota 42.3.1 (a) desta nota.

(a.1) *LIBOR*

Risco de apreciação das taxas de juros

		CONTROLADORA			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/12/2018		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (+25%) ¹
					Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	180.090	697.811	(1.926.309)	(2.407.887)
	Derivativo	928	3.596	9.926	12.408
	Total			(1.916.383)	(2.395.479)
					(2.889.464)
					14.889
					(2.874.575)
		CONSOLIDADO			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/12/2018		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (+25%) ¹
					Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	278.374	1.078.643	(2.977.598)	(3.721.997)
	Derivativo	928	3.596	9.926	12.408
	Total			(2.967.671)	(3.709.589)
					(4.466.396)
					14.889
					(4.451.507)
(1) Premissas adotadas:		31/12/2018		Provável	25%
USD		3,8748		3,7400	4,6750
LIBOR		2,8952		2,8600	3,5750
					50%
					5,6100
					4,2900

(a.2) Indexadores nacionais

Risco de apreciação das taxas de juros

		CONTROLADORA			
		Saldo em 31/12/2018	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	5.092.010	(341.165)	(426.456)	(511.747)
	Impacto no resultado - CDI		(341.165)	(426.456)	(511.747)
IGPM	Empréstimos concedidos	235.894	9.648	12.060	14.472
	Impacto no resultado - IGPM		9.648	12.060	14.472
IPCA	Empréstimos concedidos	5.873.295	228.471	285.589	342.707
	Impacto no resultado - IPCA		228.471	285.589	342.707
SELIC	Empréstimos obtidos	4.512.909	(302.365)	(377.956)	(453.547)
	Impacto no resultado - SELIC		(302.365)	(377.956)	(453.547)
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(405.410)	(506.763)	(608.116)

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2018	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	10.649.257	(713.500)	(891.875)	(1.070.250)
	Impacto no resultado - CDI		(713.500)	(891.875)	(1.070.250)
TJLP	Empréstimos obtidos	6.515.226	(432.611)	(540.764)	(648.917)
	Debêntures emitidas	201.754	13.396	16.746	20.095
	Impacto no resultado - TJLP		(419.215)	(524.018)	(628.822)
IGPM	Arrendamento Mercantil	976.115	(39.923)	(49.904)	(59.885)
	Empréstimos concedidos	749.481	30.654	38.317	45.981
	Impacto no resultado - IGPM		(9.269)	(11.587)	(13.904)
SELIC	Empréstimos obtidos	4.539.904	(304.174)	(380.217)	(456.260)
	Impacto no resultado - SELIC		(304.174)	(380.217)	(456.260)
IPCA	Empréstimos obtidos	189.649	(7.377)	(9.222)	(11.066)
	Debêntures emitidas	266.474	10.366	12.957	15.549
	Impacto no resultado - IPCA		2.988	3.736	4.483
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIACÃO DOS ÍNDICES			(1.443.169)	(1.803.962)	(2.164.754)

(¹) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
CDI	6,70%	8,38%	10,05%
IPCA	3,89%	4,86%	5,84%
TJLP	6,64%	8,30%	9,96%
IGPM	4,09%	5,11%	6,14%
SELIC	6,70%	8,38%	10,05%

Risco de depreciação das taxas de juros

		CONTROLADORA			
		Saldo em 31/12/2018	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (-25%) ¹	Cenário III (-50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	5.092.010	(341.165)	(255.874)	(170.582)
	Impacto no resultado - CDI		(341.165)	(255.874)	(170.582)
IPCA	Empréstimos concedidos	5.873.295	228.471	171.353	114.236
	Impacto no resultado - IPCA		228.471	171.353	114.236
IGPM	Empréstimos concedidos	235.894	9.648	7.236	4.824
	Impacto no resultado - IGPM		9.648	7.236	4.824
SELIC	Empréstimos obtidos	4.512.909	(302.365)	(226.774)	(151.182)
	Impacto no resultado - SELIC		(302.365)	(226.774)	(151.182)
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES			(405.410)	(304.058)	(202.705)

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2018	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2018 ¹	Cenário II (-25%) ¹	Cenário III (-50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	10.649.257	(713.500)	(535.125)	(356.750)
	Impacto no resultado - CDI		(713.500)	(535.125)	(356.750)
TJLP	Empréstimos obtidos	6.515.226	(432.611)	(324.458)	(216.306)
	Debêntures emitidas	201.754	13.396	10.047	6.698
	Impacto no resultado - TJLP		(419.215)	(314.411)	(209.607)
IGPM	Arrendamento Mercantil	976.115	(39.923)	(29.942)	(19.962)
	Empréstimos concedidos	749.481	30.654	22.990	15.327
	Impacto no resultado - IGPM		(9.269)	(6.952)	(4.635)
SELIC	Empréstimos obtidos	4.539.904	(304.174)	(228.130)	(152.087)
	Impacto no resultado - SELIC		(304.174)	(228.130)	(152.087)
IPCA	Empréstimos obtidos	189.649	(7.377)	(5.533)	(3.689)
	Debêntures emitidas	266.474	17.694	13.270	8.847
	Impacto no resultado - IPCA		10.317	7.737	5.158
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(1.435.841)	(1.076.881)	(717.921)

(¹) Premissas adotadas:

	Provável	-25%	-50%
CDI	6,70%	5,03%	3,35%
IPCA	3,89%	2,92%	1,95%
TJLP	6,64%	4,98%	3,32%
IGPM	4,09%	3,07%	2,05%
SELIC	6,70%	5,03%	3,35%

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 período é determinado pelo desconto dos fluxos de caixa futuros, utilizando as curvas no encerramento do período 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 período.

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

Tipo	Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
					31/12/2018	31/12/2017
Libor X Pre-tax	11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	1.328	998
Libor X Pre-tax	10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	442	332
Libor X Pre-tax	09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	425	300
Libor X Pre-tax	03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(292)	(1.238)
Libor X Pre-tax	04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(636)	(2.567)
	TOTAL	275.000			1.267	(2.175)
Ativo Circulante					2.195	1.630
Passivo Circulante					(928)	(3.805)

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no exercício um resultado abrangente negativo de R\$ 3.152 (resultado abrangente negativo de R\$ 6.250 em 31 de dezembro de 2017).

Com a designação dos *swaps* para contabilização de *hedge*, no exercício de 2018, a Companhia reconheceu R\$ 1.001 como despesas financeiras referentes aos *swaps* (R\$ 6.047 em 31 de dezembro de 2017).

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:

	2019	2020
Valor protegido / Desembolsos futuros (%)	51,22%	33,11%

42.3.3 - 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 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007

O contrato inclui 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. Para o exercício de dezembro de 2017 e dezembro 2018 observa-se uma variação negativa de 13,41%.

A variação positiva observada para cotação do dólar de 16,06% (de US\$ 3,30 para US\$ 3,83) e a redução da taxa Selic em 3,70% (de 6,75% para 6,50%) foi compensada pela variação negativa de 7,60% na cotação do preço do alumínio (de US\$ 2.086 para US\$ 1.928).

O resultado financeiro foi impactado por uma perda de R\$ 57.404 em comparação ao ganho líquido de R\$ 197.458 em 2017.

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

Foram realizadas análises de sensibilidade no contrato de fornecimento de energia do consumidor eletrointensivo Albras, por possuir cláusula contratual referente ao prêmio por variação do preço do alumínio no mercado internacional.

Desta forma, foi sensibilizada para tal contrato híbrido 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 os cenários I e II (redução de 25% e 50% respectivamente) 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 a variação obtida entre os cenários III e IV (aumento de 25% e 50%), a grande variação apresentada refere-se à aplicação dos referidos percentuais nos valores de câmbio, preço de alumínio e CDI.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

Saldo em 31/12/2018	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços	Cenário III (-25%) Índices e preços	Cenário IV (-50%) Índices e preços
371.022	463.778	695.666	278.267	185.511

42.3.4 - 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, cujo contas a receber foi classificado como mantido para venda, a Companhia, através de suas controladas, faz um acompanhamento dos níveis de inadimplência através da análise das especificidades dos seus clientes.

Em relação aos recebíveis de empréstimos concedidos (Nota 8), exceto pelas operações financeiras com a controlada Furnas e 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 10% do saldo em aberto.

As disponibilidades excedentes de caixa são aplicadas em fundo extra mercado 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*, 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.

42.3.5 - 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				
	31/12/2018				
	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	8.851.352	12.514.035	3.207.674	4.881.624	29.454.685
Empréstimos e financiamentos	7.031.515	12.514.035	3.207.674	4.881.624	27.634.848
Obrigações de Ressarcimento	1.250.619	-	-	-	1.250.619
Fornecedores	569.218	-	-	-	569.218
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	928	-	-	-	928
Instrumentos Financeiros Derivativos	928	-	-	-	928

	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
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
Fornecedores	514.752	-	-	-	514.752
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	2.175	-	-	-	2.175
Instrumentos Financeiros Derivativos	2.175	-	-	-	2.175

CONSOLIDADO 31/12/2018					
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	15.132.228	18.849.860	8.968.042	14.980.746	57.930.875
Empréstimos e financiamentos	10.385.810	18.107.879	8.636.012	14.717.910	51.847.610
Fornecedores	3.303.173	-	16.555	-	3.319.728
Obrigações de Ressarcimento	1.250.619	-	-	-	1.250.619
Arrendamento Mercantil	152.122	304.244	304.243	215.506	976.115
Debêntures	36.073	432.155	-	-	468.228
Concessões a Pagar UBP	4.431	5.582	11.232	47.330	68.575
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	962	25.459	-	-	26.421
Instrumentos Financeiros Derivativos	962	25.459	-	-	26.421

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
Empréstimos e financiamentos	7.325.949	12.521.043	17.811.981	19.856.515	57.515.487
Fornecedores	10.443.752	2.681.872	2.504.559	2.608.914	18.239.097
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
Debêntures	183.432	287.347	-	-	470.779
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

42.4 – 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 de 2018 é de R\$ 14.392 (ganho de R\$ 4.131 em 2017) e está apresentado na demonstração do resultado do exercício.

42.4.1 – 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 2018 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 FDA, por possuírem cláusula contratual referente à opção de conversibilidade em 50% em ações da companhia na data da efetiva liquidação do papel.

Os contratos híbridos que tenham a eles associados elementos voláteis, sejam eles índices de preços e/ou *commodities*, devem ser marcados a mercado. Com isso, as demonstrações financeiras passam a refletir o valor justo da operação em cada data avaliada.

Desta forma, foi sensibilizada para o contrato uma variação sobre a expectativa de realização da TJLP.

Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

Saldo em 31/12/2018	Cenário I (-25%) Índices e preços	Cenário II (-50%) Índices e preços	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
25.493	(6.373)	(12.747)	6.373	12.747

NOTA 43 – INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Em 2018 a Companhia descontinuou o segmento de distribuição (vide nota 48), a seguir seguem as informações por segmento de negócios correspondentes a 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro 2017, são as seguintes:

	31/12/2018				
	Geração				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Transmissão	Eliminações
Receita Operacional Líquida	261.355	15.140.448	2.293.531	8.386.516	(1.106.103)
Custos e Despesas Operacionais	(3.601.245)	(703.533)	(2.024.709)	(5.815.900)	1.106.103
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(3.339.890)	14.436.915	268.822	2.570.616	-
Resultado Financeiro	2.166.025	(1.665.650)	(104.271)	(974.177)	-
Resultado de Participações Societárias	1.384.850	-	-	-	-
Resultado na alienação de participações societárias	2.967.098	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social	(853.448)	(1.027.967)	(182.140)	(420.163)	-
Lucro Líquido (prejuízo) do período das operações continuadas	2.324.635	11.743.298	(17.589)	1.176.276	-

	31/12/2017 (Reclassificado)				
	Geração				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Transmissão	Eliminações
Receita Operacional Líquida	215.936	18.070.002	1.843.804	10.126.304	(814.714)
Custos e Despesas Operacionais	(7.772.986)	(11.932.046)	(2.015.008)	(5.009.510)	814.714
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(7.557.050)	6.137.956	(171.204)	5.116.794	-
Resultado Financeiro	1.046.195	(1.497.218)	(242.721)	(1.042.372)	-
Resultado de Participações Societárias	1.167.484	-	-	-	-
Resultado na alienação de participações societárias	1.524.687	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social	(1.081.294)	(188.195)	(41.453)	(718.086)	-
Lucro Líquido (prejuízo) do período das operações continuadas	(4.899.978)	4.452.543	(455.378)	3.356.336	-

* A Companhia procedeu a reapresentação 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, respectivamente, para melhor retratar os resultados consolidados da Companhia de acordo com o IFRS 8 para o exercício de 2018.

A coluna de eliminação apresenta os ajustes ocorridos entre os segmentos da Companhia, conciliando os saldos divulgados por cada segmento. Os valores acima apresentados estão substancialmente relacionados ao custo de encargos sobre uso da rede elétrica. As eliminações referentes a receitas e despesas com juros são apresentadas na tabela abaixo. As informações por segmento são preparadas utilizando as mesmas práticas das demonstrações financeiras societárias da Companhia.

Receitas e Despesas de juros por segmento:

31/12/2018					
	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita de Juros	3.672.441	2.199	2.688	(1.034.721)	2.642.607
Despesa de Juros	(1.515.798)	(1.346.891)	(852.916)	1.034.721	(2.680.884)
Total	2.156.643	(1.344.692)	(850.228)	-	(38.277)

31/12/2017 (Reclassificado)					
	Administração	Geração	Transmissão	Eliminações	Total
Receita de Juros	3.406.499	17.797	22.642	(1.710.284)	1.736.654
Despesa de Juros	(2.218.699)	(1.746.362)	(1.195.069)	1.710.284	(3.449.846)
Total	1.187.800	(1.728.565)	(1.172.427)	-	(1.713.192)

Receita de clientes externos por segmento:

31/12/2018			
	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	13.268.869	-	13.268.869
Fornecimento de Energia Elétrica	2.319.857	-	2.319.857
Energia Elétrica de Curto Prazo	1.296.526	-	1.296.526
Receita de operação e manutenção	2.708.451	4.083.948	6.792.399
Receita de construção	34.295	673.190	707.485
Efeito Financeiro de Itaipu	511.079	-	511.079
Financeira - Retorno do Investimento	-	757.745	757.745
Financeira - Retorno do Investimento - RBSE	-	3.556.391	3.556.391
Total da receita bruta	20.139.077	9.071.274	29.210.351

31/12/2017 (Reclassificado)			
	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	15.932.406	-	15.932.406
Fornecimento de Energia Elétrica	2.554.279	-	2.554.279
Energia Elétrica de Curto Prazo	1.006.114	-	1.006.114
Efeito Financeiro de Itaipu	626.135	-	626.135
Receita de operação e manutenção	2.198.347	3.319.935	5.518.282
Receita de construção	52.836	917.447	970.283
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	22.370.117	10.300.025	32.670.142

Receita Intersegmento:

31/12/2018				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	362.969	-	362.969
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	710.107	710.107
Receita de juros do segmento de geração	621.543	-	-	621.543
Receita de juros do segmento de transmissão	413.178	-	-	413.178
Total	1.034.721	362.969	710.107	2.107.797

31/12/2017 (Reclassificação)				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
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 juros do segmento de geração	713.620	-	-	713.620
Receita de juros do segmento de transmissão	850.747	-	-	850.747
Total	1.564.367	637.414	407.879	2.609.660

Adição a ativos não circulantes por segmento:

31/12/2018				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Imobilizado	87.104	1.980.845	-	2.067.949
Intangível	146.407	24.948	51	171.406
Total	233.511	2.005.793	51	2.239.355

31/12/2017 (Reclassificado)			
	Administração	Geração	Total
Imobilizado	94.615	1.977.076	2.071.691
Intangível	262.194	96.916	359.110
Total	356.809	2.073.992	2.430.801

Ativos não circulantes por segmento:

31/12/2018				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
<u>Ativos não circulantes</u>				
Imobilizado	1.468.494	30.901.898	-	32.370.392
Intangível	564.732	68.990	15.929	649.651
Total	2.033.226	30.970.888	15.929	33.020.043

31/12/2017 (Reclassificado)			
	Administração	Geração	Total
<u>Ativos não circulantes</u>			
Imobilizado	1.697.310	25.218.110	26.915.420
Intangível	402.739	185.521	672.097
Total	2.100.049	25.403.631	27.587.517

Itens que não afetam o caixa por segmento:

31/12/2018				
	Administração	Geração	Transmissão	Total
Depreciação e Amortização	160.123	1.541.867	-	1.701.990
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(1.353.849)	-	(1.353.849)
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(42.634)	(6.458.393)	(45.021)	(6.546.048)
Total	117.489	(6.270.375)	(45.021)	(6.197.907)

31/12/2017 (Reclassificado)			
	Administração	Geração	Total
Depreciação e Amortização	157.722	1.366.184	1.523.906
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(612.425)	(594.323)
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	213.488	1.618.759	724.766
Total	371.210	2.372.518	1.654.349

NOTA 44 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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

As transações da Companhia com suas controladas, coligadas, sociedades de propósito específico e entidades governamentais 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.

44.1 - Transações com Entidades Governamentais

Além das operações com a União, a Eletrobras mantém transações com outras entidades governamentais, sob controle comum, no curso de suas operações. Os saldos das principais transações com estas entidades estão resumidos a seguir:

NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
	31/12/2018			31/12/2017		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Cientes						
Poder Público Federal	68.743	-	-	25.973	-	-
Empréstimos e Financiamentos a Pagar						
Poder Público Federal - FIDC	-	672.492	-	-	666.401	-
Poder Público Federal - Banco da Amazônia	-	-	-	-	566.038	-
Poder Público Federal - Banco do Brasil	-	4.696.971	-	-	5.184.096	-
Poder Público Federal - Caixa Econômica federal (a.2)	-	7.579.121	-	-	9.320.284	-
Poder Público Federal - BNDES (a.1)	-	6.595.405	-	-	8.738.156	-
Poder Público Federal - Reserva Global de Reversão (a.3)	-	5.802.847	-	-	7.420.021	-
Poder Público Federal - BR Distribuidora	-	1.047.221	-	-	-	-
Fornecedores (b)						
Poder Público Federal - BR Distribuidora	-	3.081.505	-	-	5.108.628	-
Obrigações de Ressarcimento (c)						
Tesouro Nacional - Itaipu	-	3.167.188	-	-	2.598.348	-
Receitas de prestação de serviços						
Poder Público Federal	-	-	129.861	-	-	124.444
Total	68.743	32.642.750	129.861	25.973	39.601.972	124.444

A seguir, identificam-se as condições das principais transações com outras entidades governamentais:

a) Empréstimos e financiamentos a pagar

Aplicações na Usina Angra 3

a.1) Empréstimo entre BNDES e Eletronuclear: em 23 de fevereiro de 2011, foi assinado o contrato de financiamento entre o BNDES e a Eletronuclear, com interveniência da Eletrobras destinados à implantação da usina Angra 3. A Eletronuclear deve apresentar ao BNDES, trimestralmente, Relatório Gerencial sobre a evolução física e financeira do projeto de Angra 3, assim como o Relatório sobre o andamento dos Programas Ambientais do empreendimento. Outras obrigações da empresa incluem: a permissão de ampla inspeção das obras do projeto por parte de representantes do BNDES, a comunicação ao banco de fomento de qualquer ocorrência que acarrete a alteração do quadro de usos e fontes do projeto, não conceder preferência a outros créditos sem a anuência do BNDES e apresentar até 30 de abril de cada ano as demonstrações financeiras auditadas por empresa registrada na CVM.

a.2) Empréstimo entre Caixa Econômica Federal e Eletronuclear: em 28 de junho 2013, foi assinado o contrato entre a Eletronuclear e a CEF (contrato principal) para financiamento de parte dos empreendimentos de Angra 3, referente à importação de equipamentos e serviços. A taxa de juros é de 6,5% ao ano para este contrato. Em 30 de novembro de 2013, foi assinado um subcontrato, denominado Empréstimo-Ponte nº 0418.626-06/2013, com garantia da Eletrobras e taxa de juros de 6,7% ao ano.

Reserva Global de Reversão (RGR)

a.3) A Companhia era responsável pela gestão de recursos setoriais da RGR e outros. Em conformidade com a Lei nº 13.360/2016, regulamentada pelo Decreto nº 9.022/2017, e com o Despacho da ANEEL nº 1.079, de 18 de abril de 2017, a responsabilidade pelo orçamento, gestão e movimentação desses Fundos Setoriais foi transferida para a CCEE, desde 1º de maio de 2017.

Maiores detalhes acerca da remuneração dos recursos sacados da RGR podem ser observados na nota 21.1.

Taxa de Juros por parte relacionada

Parte Relacionada	31/12/2018	31/12/2017
BNDES	9,25%	9,50%
Banco da Amazônia	-	125% do CDI
Banco do Brasil	7,64%	8,82%
Caixa Econômica Federal	7,64%	8,82%
FIDC	CDI + 2,0%	CDI + 2,0%
Reserva Global de Reversão	5,00%	5,00%

Garantia dos empréstimos:

A participação da Eletrobras como garantidora de empréstimos tomados por suas controladas pode ser observada em maiores detalhes na nota explicativa 21.7.

- b) Fornecedores (BR Distribuidora): o contrato entre a BR Distribuidora e a CIGÁS, cujo objeto é a venda por parte da BR Distribuidora, e a compra por parte da CIGÁS, para fins de geração termoeletrica pela Amazonas Distribuidora, ou para outro concessionário de geração de energia elétrica ou PIE, dispõe, em cláusula específica, que os créditos que a CIGÁS possui contra a Amazonas Distribuidora vencidos há mais de quarenta e cinco dias e que sejam objeto de repasse à BR Distribuidora serão cedidos automaticamente a esta, independentemente de qualquer notificação. O valor total da dívida referente ao contrato em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 4.128.726 (R\$ 4.755.704 em 31 de dezembro de 2017). Maiores detalhes sobre o fornecimento de derivados de petróleo para produção energia elétrica podem ser observados na nota 19.
- c) Obrigações de ressarcimento – Itaipu: Ativos financeiros indenizáveis decorrentes da concessão Itaipu, maiores detalhes na nota 16.

44.2 - Transações com coligadas e controladas - Controladora

Abaixo encontram-se resumidas as transações comerciais e respectivos saldos com partes relacionadas da controladora:

SALDOS E TRANSAÇÕES POR NATUREZA - CONTROLADORA						
31/12/2018			31/12/2017			
ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	
Empréstimos e financiamentos (a)	26.262.909	2.936.049	-	31.247.083	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital (b)	1.128.015	-	-	1.659.294	-	-
Dividendo a receber (c)	2.458.196	-	-	1.726.573	-	-
Créditos com Controladas - CCD's (e)	1.485.926	-	-	-	-	-
Outros Ativos (e)	3.546.660	-	-	2.074.911	-	-
Contribuições a pagar - patrocinador	-	29.336	-	-	28.830	-
Provisões	-	1.196.286	-	-	578.666	-
Outros passivos	-	950.494	-	-	661.567	-
Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial (d)	-	-	3.818.899	-	-	2.200.751
Contribuições patrocinador	-	-	(17.928)	-	-	(34.265)
Taxas	-	-	(3.393)	-	-	(3.462)
Outras Receitas/Despesas	-	-	(196.327)	-	-	-
TOTAL	34.881.706	5.112.166	3.601.251	36.707.861	1.269.063	2.163.024

SALDOS E TRANSAÇÕES POR ENTIDADE - CONTROLADORA						
31/12/2018			31/12/2017			
ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	
Controladas						
Furnas	3.250.697	-	330.918	3.773.974	-	399.474
CHESF	431.972	-	94.042	869.630	-	124.440
Eletronorte	5.193.072	2.936.049	238.517	4.849.718	-	262.327
Eletrosul	872.511	-	98.623	1.015.195	-	273.358
CGTEE	4.605.396	-	383.033	3.949.650	-	492.354
Eletronuclear	1.702.293	950.494	61.771	1.679.790	661.567	171.944
Ceal	2.081.397	-	161.655	1.956.820	-	223.941
Cepisa	-	-	-	2.362.752	-	275.884
Amazonas D	5.661.403	-	253.370	2.737.259	-	451.610
Amazonas GT	2.876.456	-	170.113	2.557.624	-	128.138
Ceron	-	-	-	1.178.796	-	127.527
Eletropar	2.619	-	-	7.797	-	-
Eletroacre	-	-	-	519.903	-	50.243
Boa Vista	-	-	-	280.255	-	29.976
	26.677.818	3.886.544	1.668.500	27.739.166	661.567	3.011.216
Controladas em conjunto e coligadas						
Itaipu	8.023.673	-	1.940.669	8.701.245	-	(828.011)
Eletros	-	1.225.622	(21.321)	-	607.496	(37.727)
Energisa MT	-	-	-	3.039	-	10.333
EMAE	10.813	-	-	12.753	-	-
CTEEP	-	-	-	111	-	10
CEMAR	115.722	-	12.168	162.963	-	6.036
Lajeado Energia	11.278	-	-	55.896	-	-
CEB Lajeado	11.102	-	-	9.800	-	-
Paulista Lajeado	15.223	-	-	2.666	-	-
CEEE-D	16.077	-	1.235	20.222	-	1.167
CEEE-GT	-	-	-	-	-	-
	8.203.888	1.225.622	1.932.751	8.968.696	607.496	(848.192)
TOTAL	34.881.706	5.112.166	3.601.251	36.707.861	1.269.063	2.163.024

A seguir, identificam-se as condições das principais transações realizadas com as partes relacionadas da controladora:

a) Empréstimos e financiamentos a receber

Itaipu Binacional

Conforme convencionado no Tratado de Itaipu, os recursos necessários aos estudos, construção e operação da central elétrica e das obras e instalações auxiliares, serão supridos pela Eletrobras e pela *Administración Nacional de Electricidad* – ANDE, ou obtidos pela Itaipu mediante a operação de crédito. Os principais contratos firmados com a Eletrobras são relativos à:

- Refinanciamento dos saldos devedores vencidos e a vencer de toda a dívida da Itaipu por contratos de financiamentos com a Eletrobras;

- Financiamento do custo dos investimentos remanescentes do Plano de Conclusão de Obras (PCO);
- Financiamento da instalação das duas últimas unidades geradoras da ITAIPU; e
- Cobertura do custo total do Programa de Investimentos Complementares (PIC).

CGTEE

Os financiamentos cedidos pela Eletrobras destinam-se à viabilização da construção da UTE Candiota III (Fase C) e, também, para viabilizar as compras de energia que da controlada CGTEE necessitou nos últimos anos.

Recursos da Reserva Global de Reversão – RGR para a Amazonas D

Os ativos de empréstimos e financiamentos a receber referem-se a recursos de RGR captados pela Amazonas Distribuidora. As informações acerca das finalidades dos empréstimos cedidos encontram-se abaixo:

- Projeto Emergencial – Parque Distribuidor;
- Projeto de ampliação da capacidade do Parque de geração de energia;
- Programa de obras no sistema de subtransmissão;
- Obras de construção de três subestações e três linhas de transmissão em 138kv;
- Programa de redução de perdas;
- Complementação de serviços na SE 69/13,8kv – Marapatá;
- Programa de ampliação da capacidade térmica de energia elétrica – Seis GG;
- Implantação de quatro usinas termelétricas a gás;
- Construção de oleodutos para abastecimento de UTE no interior;
- Ampliação da SE Iranduba, construção da SE Manacapuru e reforma da LT 69kv;
- Aquisição de subestação móvel;
- Instalação de tanques de armazenamento de combustível nas usinas do interior;
- Resolução homologatória ANEEL nº 2199/2017, concessão de empréstimo 2017;
- Despacho ANEEL nº 2447/2016 para o exercício 2016;
- Despacho ANEEL nº 1079/2017 para o exercício 2016;
- Dívida decorrente de conversão de AFAC nº ECF-3303/2016; e
- Valores pagos pela Eletrobras no âmbito da garantia por ela prestada nos contratos de suprimentos de energia firmados junto aos PIE.

- b) Adiantamentos para futuro aumento de capital: as informações referentes aos adiantamentos para futuro aumento de capital estão demonstradas na nota 30;
- c) Dividendos a receber: as informações referentes aos dividendos a receber estão demonstradas na nota 9;
- d) Receitas de juros, comissões, taxas e variação cambial: Parte desses valores são referentes aos encargos financeiros sobre empréstimos de acordo com a nota 8 e parte refere-se a variação cambial decorrente das operações de Itaipu, cujo maiores detalhes encontram-se na nota 16;

e) Outros ativos:

Cessão de Crédito – Boa Vista e Ceron

Os acionistas em Assembleia Geral Extraordinária (AGE), realizada em 26 de junho de 2015, deliberaram que os dividendos a receber da Ceron e Boa Vista, relativos ao exercício social de 2014, seriam pagos até 31 de outubro de 2015, sendo 25% em dinheiro e 75% com a transferência à Eletrobras de créditos da Eletronorte, corrigidos até a data do pagamento. O total atualizado desses créditos em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 1.968.830 (R\$ 1.851.236 em 31 de dezembro de 2017).

Garantias dos Contratos de Confissão de Dívidas CCD's

Os créditos divulgados nessa linha representam os pagamentos realizados pela Eletrobrás, como garantidora, referente aos CCDs – contraídos pelas controladas Amazonas D.

Pagamentos aos Produtores Independentes de Energia (PIEs)

A controlada Amazonas GT possui contratos de fornecimento com PIEs, os quais a controladora foi designada como garantidora dos pagamentos. Vide nota 28 para maiores informações sobre as causas dos PIE's.

44.3 - Transações com coligadas e controladas em conjunto - Consolidado

Abaixo encontram-se resumidas as transações comerciais e respectivos saldos com partes relacionadas do consolidado:

	SALDOS E TRANSAÇÕES POR NATUREZA - CONSOLIDADO					
	31/12/2018			31/12/2017		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Clientes	53.253	-	-	64.269	-	-
Contas a receber	5.232	-	-	361.688	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	709.666	-	-	993.862	-	-
Dividendos / JCP a receber	196.831	-	-	278.413	-	-
Empréstimos e financiamentos (d)	8.121.455	-	-	8.851.925	-	-
Outros Ativos	17.582	-	-	11.250	-	-
Fornecedores	-	40.394	-	-	15.036	-
Provisões (b)	-	1.213.161	-	-	654.041	-
Contribuições a pagar - patrocinador	-	29.336	-	-	28.830	-
Contas a pagar	-	1.742	-	-	438	-
Outros passivos	-	2.153	-	-	3.365	-
Receitas de uso da rede elétrica	-	-	52.634	-	-	-
Receita de uso de Energia Elétrica	-	-	306.337	-	-	224.665
Receita de venda de energia	-	-	78.623	-	-	84.479
Receitas de prestação de serviços	-	-	104.076	-	-	159.556
Outras receitas	-	-	370.824	-	-	19.019
Energia comprada para revenda	-	359.322	(112.664)	-	131.238	(14.727)
Compra de Energia Elétrica	-	-	(165.645)	-	-	(526.288)
Encargos de Uso da Rede	-	-	(93.804)	-	-	(107.160)
Despesas Operacionais	-	-	-	-	-	(3.376)
Contribuições patrocinador	-	-	(17.928)	-	-	(34.265)
Taxas	-	-	(3.393)	-	-	(3.462)
Outras Despesas	-	-	(158.281)	-	-	(218.229)
Receitas de Juros, Comissões e Taxas e Variação Cambial (b)	-	-	1.954.072	-	-	(810.111)
Receitas Financeiras	-	-	178.325	-	-	6.018
Despesas Financeiras	-	-	(10)	-	-	(8.529)
TOTAL	9.104.019	1.646.109	2.493.166	10.561.408	832.948	(1.232.410)

SALDOS E TRANSAÇÕES POR ENTIDADE - CONSOLIDADO

	31/12/2018			31/12/2017		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
AETE	203	120	882	190	109	1.076
Baguari	363	-	449	365	-	348
Banda de Ouro	-	-	(166)	12	-	(8.102)
Baraúnas I	12	-	-	39	-	-
Baraúnas II	-	248	(1.674)	-	-	(6.625)
Belo Monte Transmissora SPE S.A	15.328	2.083	34.228	553	1.019	902
Bom Jesus Eólica S.A.	-	-	1.031	49	-	366
Brasil Ventos Energia S.A.	250.987	16.875	8	4.797	-	-
Brasnorte	14	65	162	-	61	(840)
Brasventos Eolo	231	-	1.898	304	-	1.763
Brasventos Miassaba	172	99	2.366	1.582	-	2.062
Cachoeira Eólica S.A	-	-	1.050	49	-	(129)
Caldas Novas	1.055	2	640	3.680	2	878
Camaúba I Eólica S.A.	-	-	1.985	-	-	(2.659)
Camaúba II Eólica S.A	-	-	1.972	-	-	(1.843)
Camaúba III Eólica S.A.	-	-	1.375	-	-	(1.923)
Camaúba V Eólica S.A.	-	-	2.283	-	-	(2.553)
CEB Lajeado	11.102	-	-	9.800	-	-
CEEE-D	16.077	-	1.235	20.222	-	1.521
CELG Geração e Transmissão - CELG GT	-	-	-	-	-	1.828
CEMAR	115.722	-	12.168	162.963	-	6.036
Centrais Eolica Famosa I S.A.	-	-	738	-	-	53
Centrais Eolica Pau Brasil S.A.	-	-	692	-	-	490
Centrais Eolica Rosada S.A.	-	-	1.115	-	-	922
Centrais Eolica São Paulo S.A.	-	-	765	-	-	693
Centroeste	75	41	(118)	1.220	40	380
CEPEL	-	-	-	-	-	(3.376)
Cervantes I Eólica S.A.	-	-	1.416	-	-	(1.934)
Cervantes II Eólica S.A.	-	-	991	-	-	(1.498)
Chapecoense	27.197	-	-	26.414	-	-
Cia Hidrel Teles Pires	6.550	18.348	(160.703)	6.972	123.000	63.199
CSE Centro de Soluções Estratégicas S.A	649	-	1.320	144	-	416
CTEEP	-	-	-	111	-	10

SALDOS E TRANSAÇÕES POR ENTIDADE - CONSOLIDADO

	31/12/2018			31/12/2017		
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EAPSA - Energética Águas da Pedra S.A.	513	-	2.690	5.185	-	2.124
Eletros (a)	-	1.225.622	(21.321)	-	607.496	(37.727)
EMAE	10.813	-	-	12.753	-	-
Empresa de Energia São Manuel S.A.	141	4.920	8.584	15	-	3.052
Energia dos Ventos IX	-	-	-	4.910	12.929	-
Energia dos Ventos V	-	-	-	4.910	12.996	-
Energia dos Ventos VI	-	-	-	7.249	17.936	-
Energia dos Ventos VII	-	-	-	7.249	18.201	-
Energia dos Ventos VIII	-	-	-	4.910	12.680	-
Energia Olímpica S.A.	428	-	-	428	-	-
Energisa MT	-	-	-	3.039	-	10.333
Enerpeixe	16.950	404	(138)	16.468	-	4.080
Eólica Ibirapuitã S.A	25	-	-	25	-	-
ESBR	351.359	368.698	-	749.246	19.660	(344.077)
ETAU	-	-	53.079	3.203	-	964
Extremoz	-	-	-	232	131	-
Foz do Chapecó	901	-	11.028	923	-	8.670
Fronteira Oeste (FOTE)	13.015	-	535	37.557	-	647
Goiás Transmissão	11.985	135	(1.660)	22.030	138	(56.568)
IE Garanhuns	-	301	(3.340)	-	-	482
IE Madeira	-	3.898	(61.612)	20.737	1.738	(44.124)
Inambari	-	-	(88)	-	-	41
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	-	1.612	397	(130.295)
Itaguaçu da Bahia Energias Renováveis	-	-	-	72.814	633	-
Itaipu (b)	7.991.589	-	1.940.668	8.701.245	-	(828.011)
Lagoa Azul Transmissora	2.614	10	(8.292)	249	10	(129)
Lajeado Energia	11.278	-	-	55.896	-	-
Luziânia Niquelândia Transmissora	8	10	(73)	-	10	292
Madeira Energia	-	-	216.530	358.084	-	(221.980)
Manaus Construção	9.178	-	-	9.229	-	-
Manaus Transmissão	1.067	1.329	(12.672)	3.475	597	(15.387)
Mata de Santa Genebra	1	-	(120.645)	3.251	-	-
MGE Transmissão	5.633	53	(733)	7.592	84	(1.143)
Morro Branco I	-	-	-	62	-	-
Mussambê	-	-	-	143	-	-
Norte Brasil Transmissora	99	1.064	11.414	122	992	(10.969)
Norte Energia (Belo Monte)	22.215	-	137.239	18.239	1.030	106.508
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	8.567	399	(3.742)	9.175	405	(3.479)
Paulista Lajeado	15.223	-	-	2.666	-	-
Pedra Branca	17	-	33	2.050	-	-
Pitimbu Eólica S.A	-	-	1.454	49	-	(380)
Punaú I Eólica S.A.	-	-	1.744	-	-	(3.051)
Rei dos Ventos	-	-	-	82	-	716
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	151	-	2.001	520	-	1.096
Retiro Baixo	6.841	-	-	3.760	-	-
S. Pedro do Lago	14	-	-	1.305	-	66
Santo Antônio Energia	19.446	-	224.896	34.207	-	192.265
São Caetano Eólica S.A	-	-	1.260	49	-	486
São Caetano I Eólica S.A	-	-	1.058	49	-	398
São Galvão Eólica S.A.	-	-	195	74	-	229
Serra Facão Energia	-	-	156	101	-	3.091
Sete Gameleiras	14	-	-	1.305	-	66
SINOP	2.515	-	158.716	-	-	-
STN	322	580	(2.512)	8.148	-	(4.577)
TDG	101.241	79	1.852	101.231	-	1.560
Teles Pires Participações	-	-	1	-	-	156.027
Tijoa Participações e Investimentos S.A	17.505	-	10.951	1.023	-	9.648
TME - Transmissora Matogrossense de Energia	12	190	(1.536)	11	179	(1.290)
Trans. São Paulo	18.031	37	(286)	848	37	(265)
Transenergia Renovável	-	45	(539)	6.851	45	(44.330)
Transirape	-	77	(1.505)	1.413	73	(851)
Transleste	-	125	(2.074)	1.250	122	(1.376)
Transnorte	61	20	533	57	-	440
Transudeste	216	77	(1.189)	1.010	75	(481)
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	11	71	40.161	11	95	(42.583)
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	-	-	-	-	-	3.649
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	8.700	8	1.289	-	-	907
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	1.523	75	947	432	28	1.393
Vamcruz Participações S.A.	8.059	-	-	11.182	-	-
TOTAL	9.104.019	1.646.109	2.493.166	10.561.408	832.948	- 1.232.410

A seguir, identificam-se as condições das principais transações realizadas com as partes relacionadas do consolidado:

- a) Eletros – Fundação Eletrobrás de Seguridade Social: em 31 de dezembro de 2018, o saldo das provisões de benefícios aos empregados totaliza R\$ 1.225.622 (R\$ 607.496 em 31 de dezembro de 2017).

b) Itaipu: as receitas de juros, comissões, taxas e variação cambial decorrem principalmente dos encargos financeiros sobre os empréstimos descritos na nota explicativa 8 e pela variação cambial decorrente das operações de Itaipu, cujo maiores detalhes podem ser observados na nota explicativa 44.2(a).

44.3.1 - Abaixo encontram-se as principais condições das transações significativas acerca do uso de rede de transmissão ou prestação de serviços:

STN – Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.: contratos de prestação de serviços referente à manutenção da linha de transmissão, bem como cobrança do uso da rede do sistema de transmissão;

Integração Transmissora de Energia S.A.: contratos celebrados para o uso da rede do sistema de transmissão;

Energia Sustentável do Brasil S.A.: Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão e compra de energia, bem como o contrato bilateral de ACL, relativo à compra de energia, com início de vigência em 01/03/2013 e fim da vigência em 15/01/2035, com volume contratado médio de 107,596Mw;

Manaus Transmissora de Energia S.A.: Contratos celebrados para o uso da rede do sistema de transmissão;

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.: Contratos celebrados para prestação de serviço e adiantamento de capital;

Norte Energia S.A.: Contrato de prestação dos serviços de manutenção e operação das usinas Belo Monte e Pimentel, e disponibilização das redes de transmissão;

Complexo Sento Sé I (Pedra Branca S.A. – São Pedro do Lago S.A. – Sete Gameleiras S.A.): Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;

Complexo Sento Sé III (Baraúnas II Energética S.A. - Banda de Couro Energética S.A.): Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão e compra de energia;

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.: Contratos celebrados para disponibilização e uso do sistema de transmissão;

Teles Pires participações: Contrato bilateral de ACL, relativo à compra de energia com volume contratado médio contratado de 107,596 Mw, 7,984Mw e 43,120 Mw;

44.3.2 - Empréstimos e financiamentos a receber: as taxas médias de juros, por parte relacionada, encontram-se na listagem abaixo.

Taxa média de juros (%)		
Parte Relacionada	31/12/2018	31/12/2017
Itaipu	7,08%	7,10%
CEEE	5,00%	5,00%
CEMAR	0,34%	0,43%

Maiores informações referentes aos empréstimos cedidos pela Eletrobras às suas controladas, controladas em conjunto e coligadas estão demonstradas na nota 8.

NOTA 45 – REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017 (Reclassificado)
Benefícios de curto prazo	8.194	8.762	42.448	40.243
Benefícios pós-emprego	626	517	1.058	1.407
Outros benefícios de longo prazo	-	99	7	99
	8.820	9.378	43.513	41.749

As despesas com Remuneração do Pessoal Chave reclassificadas referentes às Distribuidoras era de R\$ 8.936 no exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

As rescisões decorrentes do PDC de empregados que ocupam cargo na Diretoria Executiva foram registradas em despesa de pessoal (Vide nota 38).

NOTA 46 – ATIVOS MANTIDOS PARA VENDA

	31/12/2018		31/12/2017	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
Geração	1.282.083	3.365.208	-	-
Transmissão	760.299	790.226	-	-
Distribuição	3.240.242	11.268.925	1.482.907	5.825.879
Total de ativos classificados como mantidos para venda	5.282.624	15.424.359	1.482.907	5.825.879
Geração	-	1.691.745	-	-
Transmissão	-	4.299	-	-
Distribuição	11.127.717	8.598.923	4.805.946	7.630.670
Total de passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	11.127.717	10.294.967	4.805.946	7.630.670

Distribuição

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 então controladas CEAL, CEPISA, Eletroacre, Amazonas Distribuidora, Boa Vista e CERON.

Durante o terceiro e quarto trimestre de 2018, a Companhia concluiu a operação de alienação do controle acionário das distribuidoras CEPISA, Eletroacre, Boa Vista e Ceron, maiores detalhes podem ser observados na nota explicativa 47.

As controladas Amazonas Distribuidora e CEAL tiveram seus leilões efetuados em 10 de dezembro de 2018 e 28 de dezembro de 2018 respectivamente. As vendas destas distribuidoras serão concluídas com a assinatura dos contratos de compra e venda de Ações conforme cronograma estabelecido no leilão de Desestatização, prevista para ocorrer até o final do mês de março de 2019.

A Eletrobras considerou o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e avaliou que, em 31 de dezembro de 2018, as distribuidoras Companhia Energética de Alagoas e Amazonas Distribuidora atingiram os critérios de classificação como mantidos para venda.

Os efeitos das vendas da Amazonas Distribuidora e CEAL deverão ser refletidos apenas nas informações trimestrais de 31 de março de 2019 na medida que os contratos de compra e venda sejam assinados, efetivando a transferência de controle, cujo efeito de redução no passivo é estimado em aproximadamente 2,2 bilhões, sem os efeitos fiscais, conforme apresentado em quadro abaixo:

	Amazonas D	Ceal	Total
PLs distribuidoras Dezembro 2018	(10.133.182)	(1.030.820)	(11.164.002)
Valor de venda	50	50	100
Conversão de dívida/ Aumento de Capital de até	8.911.866	50	8.911.916
PL após reestruturação	(1.221.316)	(1.030.770)	(2.252.086)
Efeito da venda	1.221.366	1.030.820	2.252.186

Os principais ativos e passivos das distribuidoras classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2018 estão demonstrados a seguir:

	Distribuição			
	Eletrobras	Ceal	Amazonas D	Eliminações
	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018
Caixa e equivalentes de caixa	-	44.999	39.872	-
Clientes	-	713.502	808.555	-
Financiamentos e empréstimos	3.240.242	-	-	-
Tributos e contribuições sociais	-	32.382	1.318.423	-
Direito de Ressarcimento	-	10.479	2.982.057	(1.993.859)
Ativo financeiro	-	1.009.163	2.086.227	-
Ativo Imobilizado	-	32.726	139.826	-
Ativo Intangível	-	46.025	84.658	-
Outros ativos	-	1.154.366	6.682.894	(7.163.612)
Total ativos da controlada classificados como mantidos para venda	3.240.242	3.043.642	14.142.512	(9.157.471)
Fornecedores	-	369.364	1.974.473	(485.670)
Empréstimos e financiamentos	-	2.474.514	5.322.934	(5.300.585)
Tributos e contribuições sociais	-	241.346	87.759	-
Provisão para passivo a descoberto em investidas	11.127.717	-	-	(11.127.717)
Provisões de contingências	-	285.839	1.433.400	-
Outros passivos	-	667.112	3.782.473	(2.254.036)
Passivos da controlada associados a ativos classificados como mantidos para venda	11.127.717	4.038.175	12.601.039	(19.168.008)

	Eletrobras	Cepisa	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Eliminações	Total
	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

Geração e Transmissão

Em 23 de fevereiro de 2018 o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a alienação das participações societárias de determinadas SPEs detidas pela Companhia e por suas controladas. Em 14 de agosto de 2018 a Diretoria Executiva da Eletrobras aprovou os preços mínimos de venda das referidas SPEs divididas em 18 lotes conforme quadro abaixo, sendo assim a Eletrobras considerou o CPC 31/IFRS 5, e avaliou que, em 31 de dezembro de 2018, essas SPEs atingiram os critérios de classificação como mantidos para venda.

Lote	SPEs Geração Eólica	Participação	Preço mínimo SPE	Preço mínimo - Lote
A	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%	635.601	635.601
B	Eólica Hermenegildo I S.A.	99,99%	43.445	118.966
	Eólica Hermenegildo II S.A.	99,99%	43.905	
	Eólica Hermenegildo III S.A.	99,99%	18.908	
	Eólica Chuí IX S.A.	99,99%	12.709	
C	Eólica Serra das Vacas Holding S.A. (EOL Serra das Vacas I a IV)	49,00%	66.720	66.720
D	Chapada do Piauí I Holding S.A. (EOL Santa Joana IX a XVI)	49,00%	245.268	475.052
	Chapada do Piauí II Holding S.A. (EOL Santa Joana I, III, IV, V, VII e Santo Augusto IV)	49,00%	229.784	
E	Vam Cruz I Participações S.A. (EOL Caiçara I e II e Junco I e II)	49,00%	132.681	132.681
F	Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	49,00%	69.067	171.302
	Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	49,00%	54.787	
	Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	49,00%	47.447	
G	Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. (EOL Mangue Seco 2)	49,00%	58.374	58.374
H	Pedra Branca S.A.	49,00%	53.968	232.593
	São Pedro do Lago S.A.	49,00%	61.449	
	Sete Gameleiras S.A.	49,00%	53.826	
	Baraúnas I Energética S.A.	49,00%	21.509	
	Mussambê Energética S.A.	49,00%	18.925	
	Morro Branco I Energética S.A.	49,00%	21.788	
	Baraúnas II Energética S.A.	1,50%	649	
	Banda de Couro Energética S.A.	1,70%	479	

Lote	SPEs Transmissão	Participação	Preço mínimo SPE	Preço mínimo - Lote
I	Integração Transmissora de Energia S.A. (INTESA)	49,00%	277.485	277.485
J	Uirapuru Transmissora de Energia S/A (UIRAPURU)	75,00%	87.242	87.242
K	Transmissora Matogrossense de Energia S.A. (TME)	49,00%	109.530	109.530
L	Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (BRASNORTE)	49,71%	77.995	77.995
M	Companhia Transirapé de Transmissão (TRANSIRAPÉ)	24,50%	34.044	78.376
	Companhia Transleste de Transmissão (TRANSLESTE)	24,00%	25.557	
	Companhia Transudeste de Transmissão (TRANSUDESTE)	25,00%	18.776	
N	Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A (ETAU)	27,42%	39.888	39.888
O	Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A. (AETE)	49,00%	86.249	86.249
P	Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A. (CENTROESTE)	49,00%	43.169	43.169
Q	Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A. (LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA)	49,00%	49.710	49.710
R	Manaus Transmissora de Energia S.A. (MANAUS TR)	49,50%	328.621	328.621

Para os lotes que apresentaram valor de mercado (próximo ao preço mínimo de venda) inferior ao valor contábil dos investimentos, a Companhia concluiu que existe uma evidência de perda no valor recuperável destes ativos e reconheceu em dezembro de 2018 uma perda de R\$ 653 milhões.

Todos os lotes mencionados no quadro acima já tiveram seus leilões efetuados em 27 de setembro de 2018, porém os lotes A, B, D, E e G referentes à geração eólica nos estados Rio Grande do Sul, Piauí e Rio Grande do Norte e os lotes Q e R referentes à transmissão de energia elétrica nos estados Goiás, Amapá e Pará, não receberam propostas. A Companhia se mantém comprometida com o plano de desinvestimento traçado e continua mantendo os esforços para concretizar a venda dos lotes que não receberam proposta e deverá efetuar um novo leilão. A venda dos lotes leiloados será concluída com a assinatura do contrato de compra e venda de ações da conforme cronograma estabelecido no leilão de desestatização

Os efeitos destas vendas serão reconhecidos após a finalização do processo de transferência de controle acionário, cujo montante estimado de efeito é um ganho na alienação das SPEs que tiveram um valor de venda superior ao valor contábil de aproximadamente R\$ 387 milhões.

Os principais ativos e passivos das SPEs de Geração e Transmissão classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2018 estão demonstrados a seguir:

Geração:

	Geração							
	Eletrobras	Chesf	Santa Vitória do Palmar	Hermenegildo I	Hermenegildo II	Hermenegildo III	Chuí IX	Total
	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018
Caixa e equivalentes de caixa	-	-	76.719	13.230	10.460	5.894	3.669	109.972
Clientes	-	-	22.974	1.464	1.311	1.409	433	27.591
Tributos e contribuições sociais	-	-	1.229	2.087	2.402	2.351	725	8.794
Ativo Imobilizado	-	-	1.653.735	193.430	191.613	165.564	54.408	2.258.750
Ativo Intangível	-	-	53.430	11.916	11.477	10.222	3.664	90.709
Investimentos	1.282.083	175.651	-	-	-	-	-	515.691
Outros ativos	-	-	182.878	51.702	54.777	49.718	14.626	353.701
Total ativos da controlada classificados como mantidos para venda	1.282.083	175.651	1.990.965	273.829	272.040	235.158	77.525	3.365.208
Fornecedores	-	-	12.074	403	425	341	124	12.979
Empréstimos e financiamentos	-	-	900.017	138.891	138.939	118.373	40.014	1.336.234
Tributos e contribuições sociais	-	-	2.802	491	462	420	151	4.326
Provisões de contingências	-	-	680	516	528	501	-	2.225
AFAC	-	-	-	-	-	11.834	-	-
Outros passivos	-	-	284.124	25.548	23.188	23.924	8.597	335.981
Passivos da controlada associados a ativos classificados como mantidos para venda	-	-	1.199.697	165.849	163.542	155.393	48.886	1.691.745

Transmissão:

	Transmissão			
	Eletrobras	Uirapuru	Eliminações	Total
	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018
Caixa e equivalentes de caixa	-	1.999	-	1.999
Clientes	-	3.030	-	3.030
Ativo financeiro	-	65.333	-	65.333
Investimentos	760.299	-	(41.434)	718.865
Outros ativos	-	999	-	999
Total ativos da controlada classificados como mantidos para venda	760.299	71.361	(41.434)	790.226
Fornecedores	-	6.341	(6.175)	166
Tributos e contribuições sociais	-	107	-	107
Outros passivos	-	9.668	(5.642)	4.026
Passivos da controlada associados a ativos classificados como mantidos para venda	-	16.116	(11.817)	4.299

NOTA 47 – ALIENAÇÃO DE CONTROLADAS E SUBSIDIÁRIAS

47.1 Venda de controladas - Cepisa, Ceron, Eletroacre e Boa Vista

Conforme descrito na nota explicativa 46, as controladas Cepisa, Ceron, Eletroacre e Boa Vista, anteriormente classificadas como mantidas para venda, tiveram seus leilões efetuados em 26 de julho de 2018 e 30 de agosto de 2018. As vendas destas controladas foram concluídas em 17 de outubro, 30 de outubro, 6 de dezembro e 10 de dezembro de 2018, respectivamente, com as assinaturas dos contratos de compra e venda de ações de acordo com o cronograma estabelecido no leilão de desestatização.

Como consequência do processo de alienação das distribuidoras, a Energisa S.A. adquiriu o controle acionário de aproximadamente 90% da Ceron e 87,61% da Eletroacre, a Equatorial Energia S.A. adquiriu 89,94% do capital total da CEPISA, e o Consórcio Oliveira Energia adquiriu aproximadamente 90% da Boa Vista.

A Eletrobras recebeu, pela venda das quatro distribuidoras citadas acima, o valor de R\$ 200 referente à referida alienação no qual o efeito positivo no resultado do exercício foi de R\$ 2.967.098. Abaixo é demonstrado o efeito da alienação de cada empresa:

Distribuição

	Cepisa	Ceron	Eletroacre	Boa Vista	Total
PLs distribuidoras ajustado	(1.110.392)	(1.109.778)	(323.288)	(423.439)	(2.966.897)
Valor da venda (ganho)	50	50	50	50	200
Efeito na alienação de participações societárias	1.110.442	1.109.828	323.338	423.489	2.967.097

Os principais ativos e passivos das distribuidoras supracitadas nas respectivas datas de alienação de seu controle acionário encontram-se relacionados abaixo:

	Distribuição			
	Cepisa	Ceron	Eletroacre	Boa Vista
Clientes	655.532	304.564	144.756	199.583
Tributos e contribuições sociais	25.951	79.016	8.617	27.636
Direito de Ressarcimento	17.952	133.582	23.846	292.563
Ativo financeiro	906.818	1.272.933	493.869	220.946
Ativo Imobilizado	39.769	31.383	7.874	14.928
Ativo Intangível	106.253	67.728	41.654	24.532
Outros ativos	1.547.090	1.102.190	351.207	476.165
Total de ativos alienados	3.299.365	2.991.396	1.071.823	1.256.353
Fornecedores	(296.040)	(1.517.404)	(342.459)	(858.957)
Empréstimos e financiamentos	(3.033.390)	(977.705)	(588.684)	(543.741)
Tributos e contribuições sociais	(398.888)	(207.882)	(178.541)	(66.396)
Provisões de contingências	(196.269)	(974.067)	(159.844)	(37.340)
Outros passivos	(517.722)	(435.831)	(149.102)	(198.946)
Total de passivos alienados	(4.442.309)	(4.112.889)	(1.418.630)	(1.705.380)
Ativos líquidos de passivos	(1.142.944)	(1.121.493)	(346.807)	(449.026)

Os montantes de caixa e equivalentes de caixa das controladas cujo controle foi perdido, líquidos das respectivas contraprestações recebidas no processo de desestatização podem ser observados a seguir:

	Cepisa	Ceron	Eletroacre	Boa Vista
Montante recebido em caixa pela alienação	50	50	50	50
Caixa e equivalentes de caixa alienado	(32.552)	(11.715)	(23.519)	(25.587)
Caixa líquido das alienações	(32.502)	(11.665)	(23.469)	(25.537)

47.2 – Venda da controlada – CELG D

Em 14 de fevereiro de 2017, foi assinado, o contrato de compra e venda de Ações da CELG D entre Eletrobras, Companhia Celg de Participações – CELGPAR e ENEL BRASIL S/A, conforme cronograma estabelecido. A Eletrobras recebeu, naquela data, o valor de R\$ 1.065.266 referente à referida alienação e reconheceu um ganho no resultado do exercício de R\$ 1.524.687.

Os principais ativos e passivos da CELG D na data de alienação de seu controle acionário encontram-se relacionados abaixo:

	CELG D
Cientes	988.093
Tributos e contribuições sociais	149.570
Ativo financeiro	62.296
Ativo Imobilizado	44.983
Ativo Intangível	2.065.418
Outros ativos	1.019.709
Total de ativos alienados	4.330.069
Fornecedores	(1.467.436)
Empréstimos e financiamentos	(1.085.476)
Tributos e contribuições sociais	(277.612)
Provisões de contingências	(669.729)
AFAC	-
Outros passivos	(1.674.760)
Total de passivos alienados	(5.175.013)
Ativos líquidos de passivos	(844.944)

O montante de caixa e equivalentes de caixa da companhia CELG D, líquidos das respectivas contraprestações recebidas no processo de desestatização podem ser observadas a seguir:

	CELG D
Montante recebido em caixa pela alienação	1.065.266
Caixa e equivalentes de caixa alienado	(76.144)
Caixa líquido das alienações	989.122

NOTA 48 – OPERAÇÕES DESCONTINUADA

A Companhia realizou leilões para a alienação de suas então controladas do segmento de distribuição durante o ano de 2018 de acordo com seu Plano Diretor de Negócios e Gestão. As então controladas Eletroacre, Cepisa, Ceron e Boa Vista já tiveram seus contratos de compra e venda de ações assinados, conforme descrito na nota 47. Os contratos de compra e venda de ações da CEAL e da Amazonas Distribuidora não foram assinados até 31 de dezembro de 2018 e, portanto, os ativos e passivos destas empresas foram classificados como mantidos para venda conforme a nota 46. Como estas empresas representavam a totalidade das operações do segmento de distribuição, as transações deste segmento passaram a ser apresentadas nestas demonstrações financeiras como operações descontinuadas. Desta forma, as informações do resultado do exercício comparativo estão sendo reapresentadas de acordo com o CPC 31/IFRS 5, para apresentar estas transações do segmento de distribuição separadamente das operações continuadas.

Abaixo demonstramos o resultado e os fluxos de caixa das operações descontinuadas

- Resultado das operações descontinuadas:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Receita Operacional Líquida	-	-	11.881.505	9.597.517
Custos Operacionais	-	-	(7.294.157)	(7.109.832)
Despesas Operacionais	-	-	(4.579.891)	(3.668.305)
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro	-	-	7.457	(1.180.620)
Resultado Financeiro Líquido	-	-	(1.572.694)	(3.502.329)
Resultado das Participações Societárias	(1.760.865)	(4.169.856)	-	-
Resultado Operacional antes dos Impostos	(1.760.865)	(4.169.856)	(1.565.237)	(4.682.949)
Despesa de Imposto de Renda e Contribuição Social	-	-	(313.806)	503.735
Lucro (Prejuízo) das Operações Descontinuadas	(1.760.865)	(4.169.856)	(1.879.043)	(4.179.214)

- Efeitos na demonstração do fluxo de caixa

	Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017
Atividades Operacionais		
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	(1.565.236)	(4.682.949)
Ajustes:		
Depreciação e amortização	150.732	227.397
Variações cambiais e monetárias, líquidas	(74.216)	(302.012)
Encargos financeiros	2.264.293	3.609.616
Provisões operacionais líquidas	1.288.392	1.046.973
Outros	455.546	(7.831)
	4.084.746	4.574.143
Resultado líquido da variação dos ativos e passivos operacionais	(3.917.866)	(953.549)
Pagamento de encargos financeiros	(40.088)	(121.073)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(102.072)	-
Pagamento de refinanciamento de impostos e contribuições - principal	(16.809)	(10.414)
Pagamento de contingências judiciais	(227.204)	(74.066)
Depósitos judiciais	(116.610)	(2.116)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	(1.901.138)	(1.270.024)
Atividades de Financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	85.156	2.190.673
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(1.019.908)	(153.379)
Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital	1.946.710	-
Recursos da reserva global de reversão	1.484.127	-
Outros	(329)	(7.653)
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	2.495.756	2.029.641
Atividades de Investimento		
Aquisição de ativo imobilizado	(17.538)	(23.844)
Aquisição de ativo intangível	(20.014)	(34.107)
Aquisição de ativos de concessão	(592.147)	(656.309)
Outros	7.406	(19.599)
Caixa líquido proveniente das atividades de investimento	(622.293)	(733.859)
Caixa líquido gerado pelas operações descontinuadas	(27.675)	25.758

NOTA 49 – EVENTOS SUBSEQUENTES

49.1 PDC – Plano de Demissão Consensual

Em 21 de janeiro de 2019, foi aberto, por um período de 30 dias (posteriormente prorrogado para 22 de março de 2019), o Plano de Demissão Consensual – PDC. O plano, que está sendo implantado simultaneamente na Holding e nas empresas Eletrobras Cepel, CGTEE, Chesf, Eletronuclear, Eletronorte, Amazonas GT, Eletrosul e Furnas, é uma das iniciativas previstas no Plano Diretor de Negócios e Gestão da Eletrobras (PDNG 2019- 2023). A meta da Eletrobras é o desligamento de 2.187 funcionários, sendo estimada uma economia de R\$ 574 milhões ao ano, a um custo de cerca de R\$ 731 milhões.

49.2– Class Action

Em 23 de janeiro de 2019, se encerrou o prazo para apresentação de recurso contra a decisão que aprovou em definitivo o Acordo firmado entre a Eletrobras e seus acionistas norte-americanos, no âmbito da Class Action ajuizada no Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova York (Acordo), sem que tenha sido interposto nenhum recurso.

Em decorrência do trânsito em julgado da Class Action, o Acordo já homologado adquire plena eficácia, não existindo mais nenhuma demanda judicial em curso contra a Eletrobras nos Estados Unidos, de conhecimento da Companhia.

49.3– Venda de SPEs para a TAESA – Lote M

Em 13 de fevereiro de 2019, foi celebrado contrato de compra e venda de ações entre a Companhia e a Transmissora Aliança de Energia Elétrica – TAESA, referente ao “Lote M” do leilão nº 01/2018, que engloba as SPEs nas quais a TAESA, na qualidade de acionista, optou por exercer seu direito de preferência para a aquisição da participação acionária detida pela Eletrobras, na forma do acordo de acionista destas SPEs. A conclusão da operação está sujeita a determinadas condições precedentes, incluindo a aprovação do CADE e anuência de credores.

49.4- Transferência do controle acionário da CEAL

Em 18 de março de 2019, a Eletrobras transferiu para a Equatorial Energia S.A. as ações ordinárias e preferenciais de emissão da CEAL representativas de aproximadamente 89,94% do seu capital social, nos termos do Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças celebrado entre a Eletrobras e a Equatorial. A Companhia espera reconhecer um ganho na venda da CEAL de R\$ 1.044.535 no fim do primeiro trimestre de 2019.

49.5- Créditos da CCC – Conta de Consumo de Combustível

Em 19 de março de 2019, a ANEEL reconheceu, por decisão de sua diretoria colegiada, o direito de recebimento de créditos da CCC à Amazonas Distribuidora no montante de R\$ 1.591.671 (atualizado a preços de setembro de 2018), referente à fiscalização do período de 30 de julho 2009 a 30 de junho de 2016.

Além disso, a ANEEL verificou o direito da Amazonas Distribuidora receber, a título de ineficiência estabelecida na Lei 13.299/2016, o montante de R\$ 1.357.795 (valor histórico), a ser recebido do governo federal.

Esses créditos deverão ser transferidos, quando da assinatura do seu contrato de compra e venda de ações, pela Amazonas Distribuidora à Eletrobras.

Segundo a ANEEL, a efetivação do reembolso, pela CDE, deve ser realizada de acordo com a disponibilidade de recursos, podendo ser de forma parcelada, após o resultado final das fiscalizações realizadas na própria Amazonas Distribuidora, relativa ao período de julho de 2016 a abril de 2017, e na Eletroacre, Ceron e Boa Vista, relativas ao período de julho de 2009 a junho de 2016 e de julho de 2016 a abril de 2017.

49.6- Venda de SPEs para a TAESA – Lote L e N

Em 22 de março de 2019, foram publicados no Diário Oficial da União os despachos nº 402 e 403 contendo a decisão da Superintendência Geral do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE aprovando sem restrições a venda das ações da Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (representando participação societária de 49,71% do capital total da Brasnorte) e das ações Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU (representando participação societária de 23,03% do capital total da ETAU). As aprovações do CADE estão sujeitas à observância do prazo legal recursal de 15 dias, após os quais serão publicadas certidões de trânsito em julgado da decisão da Superintendência Geral do CADE, caso não haja recurso.

49.7 - Empréstimo Compulsório - julgamento em Recurso Especial número 790288/PR, pelo Superior Tribunal de Justiça – STJ

Conforme Nota 23, a divergência que cerca os processos judiciais que tem por objeto impugnar os critérios de atualização monetária dos créditos escriturais do Empréstimo Compulsório e a aplicação dos expurgos inflacionários decorrentes de vários planos econômicos implantados no Brasil, foi levada ao Superior Tribunal de Justiça - STJ, tendo a questão de mérito sido decidida por aquela Corte, através do recurso repetitivo consubstanciado no Resp.1003955/RS. A matéria de diferença de correção monetária, entretanto, é também objeto de recursos ao Supremo Tribunal Federal - STF, os quais se encontram pendentes de julgamento.

A despeito de a questão ter sido submetida ao STF, face ao precedente do STJ, as demandas ajuizadas têm tido seu curso normal e, por conseguinte, vêm ocorrendo diversas condenações ao pagamento de diferenças de correção monetária e dos juros remuneratórios de 6% ao ano, este último como reflexo das diferenças de correção monetária. Em decorrência dessas diferenças, a Eletrobras tem sido alvo de execuções, sendo que há dissenso com os autores quanto à forma de apuração do valor devido. A Eletrobras registra uma provisão de cerca de R\$ 17.941.912, na data base de 31 de dezembro de 2018, sendo (i) R\$ 6.372.806 de diferença de principal decorrente de critério de correção monetária, (ii) R\$ 1.741.409 de juros remuneratórios reflexos; e, (iii) R\$ 9.827.697 de juros moratórios, destacadamente a taxa SELIC.

A controvérsia mais relevante diz respeito à continuidade de aplicação dos juros remuneratórios reflexos de 6% ao ano, após a assembleia de conversão. De acordo com o atual precedente do STJ, sobre a diferença de correção monetária apurada na data da assembleia de conversão (se houver), por se tratar de discussão judicial, incidem os encargos próprios dos débitos judiciais, qual seja, IPCA-E até o início da incidência da SELIC. Esta é calculada sobre montante do principal, desde a assembleia de conversão ou data da citação, o que for mais recente e, sobre montante dos juros remuneratórios reflexos, é calculada desde os vencimentos ou citação no processo judicial, o que for mais recente. A Companhia, salvo determinação judicial específica, adota este entendimento, consubstanciado no Resp.1003955/RS.

No entanto, foi dado início ao julgamento de Embargo de Divergência em Agravo em Recurso Especial número 790288/PR, pelo STJ, através do qual o autor pretende rediscutir o termo final de aplicação dos juros remuneratórios reflexos. Neste julgamento, a parte adversa pleiteia que sejam aplicados aos créditos oriundos das decisões judiciais do empréstimo compulsório, decorrentes de diferença de expurgos inflacionários, juros remuneratórios de 6% (seis por cento) ao ano, de forma continuada a partir da 143ª Assembleia Geral Extraordinária, de 30 de junho de 2005, que homologou a 3ª conversão de créditos decorrente do empréstimo compulsório.

No âmbito do julgamento do Embargo de Divergência em Agravo em Recurso Especial número 790288/PR, ainda não concluído no STJ, já houve votação por 6 dos 10 Ministros, conforme comunicado ao mercado de 28 de fevereiro de 2019, tendo sido 4 votos em desfavor do entendimento da Eletrobras e do atual precedente do próprio STJ consubstanciado no Resp.1003955/RS, e 2 votos a favor.

Repisa-se que a matéria já havia sido julgada integralmente pelo STJ, através do ERESP 826809/RS pela 1ª Seção em 2011, sendo reconhecida a limitação da aplicação de juros remuneratórios após a conversão, em face do impeditivo da cumulação de juros prevista no repetitivo Resp. 1003955/RS.

Importante esclarecer que se trata de um julgamento em divergência que está afetado a processo específico, não possuindo natureza repetitiva, ou seja, não pode ser considerado, neste momento, como suficiente para alterar parâmetros de cálculo de todos os processos que tratam do tema, logo não determinante para influir na estimativa feita pela Administração da Companhia no que refere à provisão ora reconhecida nestas Demonstrações Financeiras.

Entretanto, considerando que a matéria ora em julgamento, a depender de seu resultado, poderá ter reflexo sobre o recurso repetitivo vigente (Resp. 1003955/RS), a matéria ainda poderá ser objeto de recurso específico futuramente, para esclarecimentos quanto a sua extensão, aplicação ou não da mora concomitante e, avaliação da constitucionalidade do julgado.

Todavia, se porventura houver alteração da jurisprudência vigente do STJ em desfavor da Eletrobras no que tange especificamente à aplicação de juros remuneratórios após a assembleia de conversão, a estimativa de mensuração da provisão, hoje reconhecida pela Administração, poderá vir a ser alterada.

Importante salientar que eventuais avaliações de impacto somente devem ser efetivadas após a conclusão do julgamento do Embargo de Divergência em Agravo em Recurso Especial número 790288/PR.

Wilson Ferreira Junior

Presidente

Elvira Baracuhy Cavalcanti Presta

Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Aracilba Alves da Rocha

Diretora de Administração

Lucia Casasanta

Diretora de Conformidade

José Antonio Muniz Lopes

Diretor de Transmissão

Antônio Varejão de Godoy

Diretor de Geração e Distribuição

Rodrigo Villela Ruiz

Contador - CRC-RJ 088488/O-9S